

Nettplan Stor-Oslo: Alternativer til nettinvesteringer

*Potensial for effektreduserende tiltak på
etterspørselssiden i Oslo og Akershus*



GROUP



Xrgia AS

Rådmann Halmrasts vei 16
Postboks 329
1301 Sandvika
Telefon: 93 24 56 23

EC-group AS

Beddingen 8
7014 Trondheim
Telefon: 73 60 07 00

TITTEL

Nettplan Stor-Oslo: Alternativer til nettutbygging. En potensialstudie for Oslo og Akershus.

FORFATTER(E)

Ole Lislebø
Linn RenéeNaper
Monica Havskjold
Ellen Bakken

OPPDRAUGSGIVER (E)

Statnett SF, ved Trond A. Jensen

Rapport nr.	Dato	Rev.dato	Ant. sider	Ant. vedlegg	Gradering	ISBN
		27.1.2012	57+8	3	Offentlig	
Prosjektleder Ole Lislebø (Xrgia) og Linn RenéeNaper (EC-Group)						
Kvalitetsikret av: Monica Havskjold (Xrgia) og Jørgen Bjørndalen (EC Group)						
Godkjent av: Trond A. Jensen (Statnett)						

Kort sammendrag

Denne rapporten vurderer i hvilken grad energieffektivisering, - omlegging og laststyring kan tjene som alternativer til nettutbygging. Forutsetningen for det er at effektforbruket reduseres den dagen i året hvor etterspørselen er størst, typisk den kaldeste dagen i året.

Det er allerede vedtatt flere virkemidler med forventede betydelige effektreduksjoner som vil kunne være viktig for å dempe en kraftig forbruksøkning i Oslo og Akershus. Det tekniske potensialet for ytterligere effektreduksjoner er fremdeles høyt, men de praktiske, økonomiske og tekniske barrierene er mange. Et ambisiøst, men realistisk anslag på potensialet er 310 MW i 2020. I 2050 vil potensialet være betydelig større, men en rekke tiltak i alle sektorer må gjennomføres for å realisere dette.

Samfunnets krav til sikker energiforsyning er økende. Det er derfor gode grunner til å anta at den samfunnsøkonomiske kostnaden ved å stå med for lav kapasitet i nettet i de timene hvor effektbehovet er størst, vil kunne være langt høyere enn kostnaden ved å stå med for høy kapasitet i de øvrige timene. Samfunnsøkonomisk sett må de økonomiske besparelsene ved færre kraftlinjer veies opp mot de samfunnsøkonomiske kostnadene knyttet til alternative tiltak, derunder eventuelle endringer i leveringsikkerheten.

Forord

Denne rapporten er skrevet på oppdrag for Statnett, som en del av prosjektet Nettplan Stor-Oslo. Mer om Nettplan Stor-Oslo finnes på: www.statnett.no/storoslo

Formålet med rapporten er å vurdere muligheter for andre løsninger enn nettutbygging for å møte fremtidens effektbehov. Delprosjektet «Alternativer til nettinvesteringer» har pågått høsten 2011. Del 1 av rapporten, potensialstudien, er gjort av Xrgia. Del 2 av rapporten, de samfunnsøkonomiske vurderingene, er gjort av EC-Group. Resultatene fra prosjektet gjelder for regionen Oslo og Akershus. Metodikken og analysens oppbygning sådan, vil kunne være anvendelig også for andre regioner.

Det er gjennomført flere møter underveis med prosjektets referansegruppe. Deltakerne i referansegruppen har kommet med verdifulle innspill på konkrete henvendelser, bistått med datainnhenting og kommentert på delleveranser. Referansegruppen har bestått av:

- Hafslund, ved Per Edvard Lund
- NVE, ved Ingrid H. Magnussen
- Enova, ved Andreas Enge

Bidragene fra referansegruppen har forbedret resultatene i denne rapporten. Eventuelle feil og mangler er imidlertid fullt ut forfatterens ansvar.

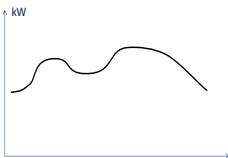
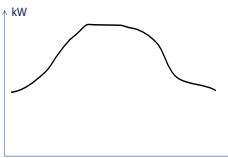
Oslo, 9. Januar 2012.

Sammendrag

Ved dimensjonering av kraftnettet må en å ta høyde for den timen i året hvor forbruket er størst. Summen av alt forbruk denne ene timen utgjør den maksimale belastningen som nettet må tåle, også omtalt som dimensjonerende effekt. Ett alternativ til å bygge nytt nett, for å øke kapasiteten, er å redusere den maksimale belastningen. Denne rapporten anslår potensialene for effektreduksjoner som alternativer til nye nettinvesteringer, og vurderer relevante nytte- og kostnadsvirkninger ved alternativene. Hovedfokus i analysen er 2020, men hovedtrekk rundt utviklingen mot 2050 vurderes også.

Historisk maksforbruk i Oslo og Akershus ble registrert i januar 2010 og var på 4 250 MW. Husholdninger og næringsbygg er de dominerende forbruksgruppene med til sammen 90 % av forbruket av elektrisk energi. Industri står for nær 10 % av forbruket i regionen. Døgnvariasjonene i forbruket vil variere mellom regioner og over året, og er viktig for potensialet for laststyring. Døgnvariasjonene er typisk minst på vinteren ettersom oppvarming da skjer hele døgnet. I topplastdøgnet 2010 lå forbruket i topplast 25 % - 30 % over forbruket i timen med lavest forbruk. Av effektreduserende tiltak som eksisterer i dag er det ordningen med uprioritert overføring (fleksible tariffer) som utgjør det klart største volumet, anslagsvis 850 MW i 2010. I tillegg finnes det en rekke andre insentiver slik som investeringsstøtte til energiomlegging. Forbrukssammensetningen i husholdninger, næringsbygg og industri varierer betydelig og er viktig å vurdere ved implementering av tiltak. Tabell 1 oppsummerer karakteristika ved de tre viktigste forbrukssegmentene.

Tabell 1 Forbruksprofiler og karakteristika i de tre hovedsegmentene for effektforbruk.

HUSHOLDNINGER	NÆRINGSBYGG	INDUSTRI
		
• Meget høyt antall • Små enkeltbrukere	• Høyt antall • Mellomstore enkeltbrukere	• Få aktører • Store enkeltbrukere

Tiltak for energieffektivisering, energiomlegging, lastreduksjoner og laststyring kan alle tjene som alternativer til nettinvesteringer. Premisset er at tiltakene kan levere sikre effektreduksjoner på lang sikt, til en kostnad lavere enn kostnaden ved nettutbygging. Tabell 2 oppsummerer egenskapene ved de viktigste forbrukskategoriene. Samtlige forbrukskategorier er egnet for gjennomføring av effektiviseringstiltak. Det er i hovedsak forbruk til termiske formål som romoppvarming, varmtvann og ventilasjonsluft som er egnet for energiomlegging, lastreduksjoner og -styring. De el-spesifikke forbrukskategoriene (belysning, teknisk utstyr og vifter og pumper) og industrien har også muligheter for laststyring, men potensialet er lite og vanskelig å realisere uten å påvirke forbrukernes nytte. Deler av industriforbruket kan sannsynligvis også være aktuelt for energiomlegging, potensialet er imidlertid lite og usikkert.

Tabell 2 Muligheter for effektreduserende tiltak og karakteristika ved ulike forbrukskategorier.

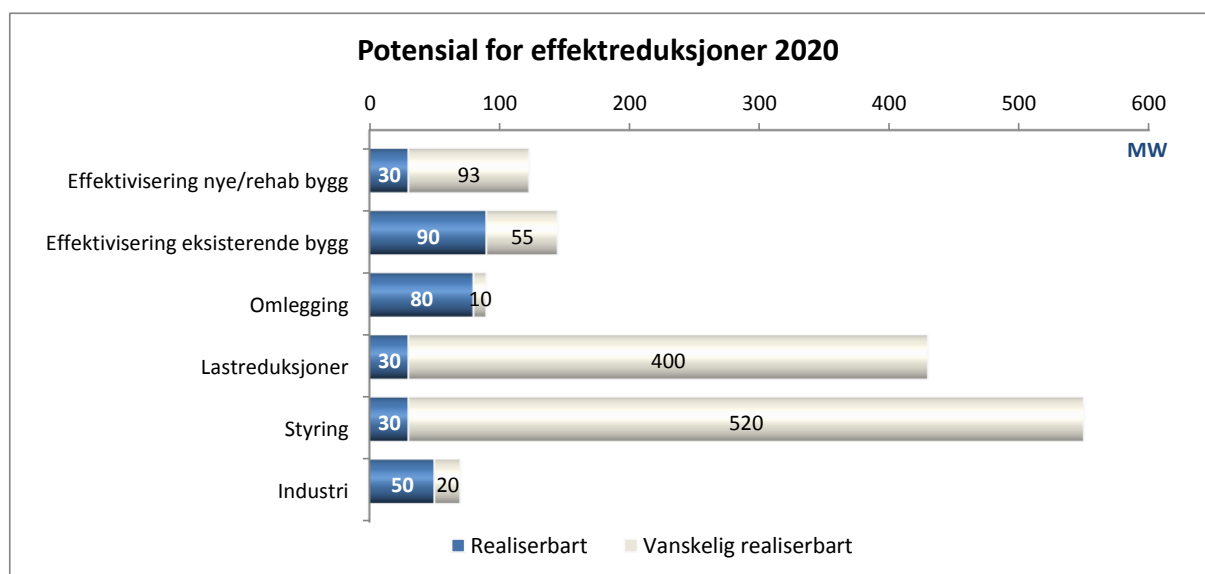
Forbrukskategori	Døgnvariasjon	Maks MW 2020	Effektivisering	Omlegging og lastreduksjoner	Laststyring
Romoppvarming		2 200			
Ventilasjonsluft		380			
Varmtvann		330			
Belysning		300			
Teknisk utstyr		300			
Vifter/pumper		220			
Industri		580			

Analysen tar utgangspunkt i prognoser for makseffekt frem mot 2050 etablert i prosjektet Nettpplan Stor-Oslo våren 2011 (Statnett & Hafslund, 2011). Det er etablert en egen simuleringsmodell basert på formålsfordelte forbruksdata per time i topplastdøgnet for å analysere potensialet for effektreduksjoner. Alle potensialer omtalt i dette prosjektet er målt i forhold til et referansescenario. Referansescenariotet representerer et Business as Usual-scenario hvor allerede vedtatte virkemidler er tatt høyde for.

I referansescenariet forventes en maksimaleffekt i 2020 på om lag 4 470 MW. Det tekniske potensialet for effektreduksjoner i Oslo og Akershus er anslått til om lag 1 400 MW i forhold til referansescenariotet i 2020. Om lag 70 % av potensialet er relatert til tiltak i eksisterende bygningsmasse. Potensialet er omtrent like stort i Oslo som i Akershus. For å realisere et slikt potensial kreves kraftfulle tiltak i alle sektorer. Tiltakene er mange og omfatter et stort antall aktører. De praktiske, tekniske og økonomiske barrierene vil være mange. Ved beregning av dette potensialet er det antatt at man i eksisterende bygg ikke etablerer ny infrastruktur for oppvarming, slik som vannbåren varme eller pipe.

Det er stor forskjell mellom tiltaksgruppene på hvor stor andel av det tekniske potensialet som regnes som realiserbart, og årsaken er tredelt. For det første varierer det hva slags virkemidler som

kan benyttes i de ulike kategoriene. Tekniske standarder og byggenenergiforskrifter vil gi relativt forutsigbare effektreduksjoner. Her er det i første rekke implementeringstidspunkt på eksempelvis standarder for lavenergibygg som er avgjørende. I tillegg er det selvsagt usikkerhet rundt i hvilken grad forskrifter følges opp i virkeligheten og hvor store innsparinger man kan få ved rehabilitering av bygg. For det andre er de økonomiske insentivene til å drive med eksempelvis laststyring og omlegging i dag begrensede. Det virker i dag lite sannsynlig at vi allerede i 2020 skal se utstrakt bruk av laststyring. For det tredje, er reversibiliteten av et tiltak viktig å vurdere i denne sammenhengen. Boliger med både vedovn og elektrisk oppvarming kan inngå en kontrakt på at de skal bruke mer ved og mindre elektrisitet i perioder med anstrengt nettsituasjon. Å sikre at dette gjennomføres i praksis og at denne typen effektreduserende tiltak er varige vil være vanskelig. Dette fordi tiltaket ikke varig endrer energibehovet og at det er et stort antall aktører å forholde seg til. Figur 1 oppsummerer det realiserbare og tekniske potensial for effektreduksjoner i 2020. Det samlede tekniske potensialet for effektreduksjoner er anslått til hele 1400 MW i 2020. Det realiserbare potensialet er anslått til 310 MW. Dette er ansett som et ambisiøst, men oppnåelig potensial. For å oppnå dette er en avhengig av nye virkemidler eller forsterkning av eksisterende virkemidler.

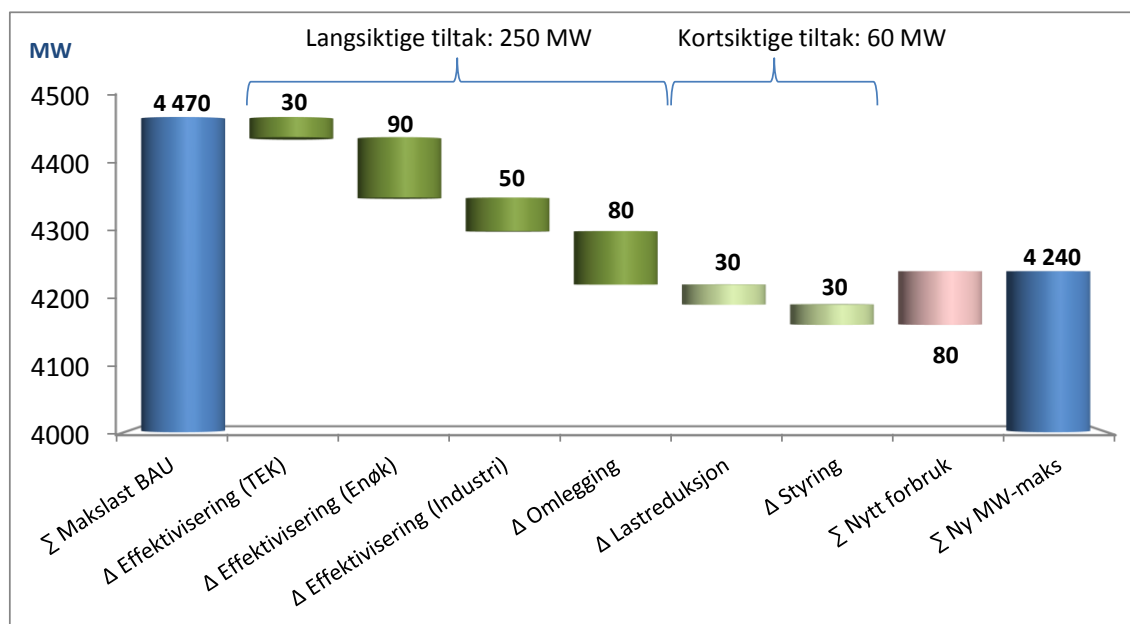


Figur 1 Realiserbart og teknisk potensial for effektreduserende tiltak i 2020.

Frem mot 2020 er det tiltak i eksisterende bygningsmasse som utgjør størsteparten av potensialet. Tiltak rettet mot ny og rehabilitert bygningsmasse vil derimot få større effekt på lang sikt. De viktigste antakelsene er implementering av standarder for lavenergibygg i 2016, at det gjennomføres enøktiltak på 20 % av bygningsmassen, at nye og rehabiliterte næringsbygg benytter bioolje som spisslast istedenfor elektrisitet, et noe økt ved- og pelletsforbruk og at 10 % av boligene installerer night storage heaters. For industrien er det antatt en realisert effektivisering på 10 % av det totale effektforbruket, også dette innen 2020.

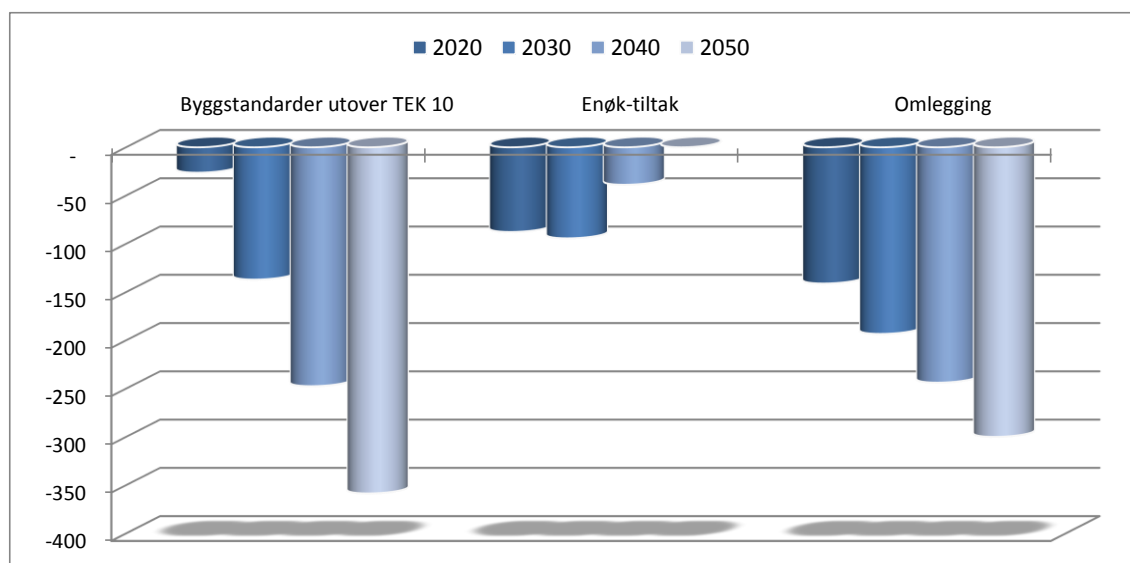
Minst fire forbrukskategorier i tillegg til den generelle forbruksutviklingen vil kunne gi betydelig økt effektforbruk fremover; forbud mot varmtvannsberedere med lagring, elbiler, omlegging fra olje til el og serverparker. Disse forbrukskategoriene kan samlet sett gi et økt effektforbruk på mange hundre MW, og alle kategoriene kan hver for seg utgjøre mer enn 100 MW. Utfallsrommet er betydelig og usikkerheten rundt utviklingen er stor. Hvis 25 % av boligene som i dag har oljefyring erstatter dette med varmepumper, gir dette alene et økt effektforbruk på 60 MW. Med en årlig vekst i

markedsandeler for elbiler på 1 %, vil dette kunne gi en økning i effektbehov på om lag 20 MW selv uten bruk av hurtiglading. Nytt forbruk som elbiler og omlegging fra oljeforbruk til varmepumper kan altså utgjøre om lag 80 MW i 2020, slik at netto effektreduksjon blir 230 MW. Figur 2 illustrerer de anslåtte endringene i makslast per tiltaksgruppe i 2020.



Figur 2 Endringer i makslast i et ambisiøst, men realistisk scenario for 2020.

Det realistiske potensialet for effektreduksjoner er altså relativt beskjedent i 2020. En viktig årsak til dette er den trege utskiftingen av bygningsmassen. Eksempelvis vil tiltak som lavenergibygg, som tidligst vil kunne vedtas i 2012 og dermed tre i kraft fra 2016, kun få virkning i 15 % av bygningsmassen i 2020. Tiltak rettet mot nye og rehabiliterte bygg kan imidlertid gi store effektreduksjoner på lang sikt. Standarder for passivbygg og energiomlegging kan redusere effektbehovet i bygg med 650 MW i 2050.



Figur 3 Langsiktige virkninger av effektreduserende tiltak i bygg.

Effektiviseringstiltak som i dag gjennomføres i eksisterende bygg vil ha liten effekt i et så langt perspektiv, ettersom de aller fleste hus enten er nye eller gjennomgått rehabilitering. På den andre siden kan tiltak i eksisterende bygg realisere effektiviseringsgevinstene tidligere. I 2020 utgjøres potensialet for omlegging både av tiltak i eksisterende boliger og tiltak i nye større bygg. Veksten i potensialet for omlegging fra 2020-2050 skyldes nye store bygg som kan konvertere topplasten fra elektrisitet til for eksempel bioolje.

Samfunnsøkonomiske betraktninger

Samfunnets avhengighet av sikker energiforsyning er økende, og det er gode grunner til å anta at den samfunnsøkonomiske kostnaden ved å stå med for liten kapasitet i nettet i de timene hvor effektbehovet er størst, vil kunne være høyere enn kostnaden ved å stå med for høy kapasitet i de øvrige timene. Problemstillingen er dermed hvorvidt alternativer til nettutbygging kan bidra til å redusere effektbehovet i så stor grad at man med forsyningssikkerheten i behold, kan redusere eller utsette oppgraderinger av nettet.

Usikkerheten knyttet til hvor store effektreduksjoner man oppnår ved gjennomføring av ulike tiltak rettet mot forbrukssiden, henger sammen med graden av insentiver hos brukerne til faktisk å redusere sitt forbruk. Tradisjonelt sett påvirker ikke netteier markedet aktivt, og kostnadsnivået vil i mange tilfeller være begrensende for gjennomføringen av mulige tiltak.

Hvis investeringsbehovet endres, påvirkes også de samfunnsøkonomiske konsekvensene av investeringene. Vi må her skille mellom de virkningene som kan prissettes, og således tas direkte inn i kontantstrømmen i prosjektkalkylene, og de virkningene som ikke direkte kan kvantifiseres og derfor vil være gjenstand for en mer kvalitativ vurdering. Viktige prissette virkninger relaterer seg til endringer i investerings- og rentekostnader, kostnader ved gjennomføring og implementering av alternativer til nettutbygging, og drifts- og vedlikeholdskostnader. Virkninger som ikke kan prissettes i like stor grad relaterer seg blant annet til miljøkonsekvenser, verdien av båndlagte og/eller frigitte arealer, støy i anleggsperioden osv.

I den samfunnsøkonomiske analysen må det følgelig legges betydelig vekt på å analysere forholdet mellom risiko for langvarig avbrudd og graden av usikkerhet i prognoser på forbruk og tiltakskostnader. Kostnadsstrukturen i nettinvesteringer er dessuten av en slik art, at det skal svært treffsikre effektreduserende tiltak til for at man velger å utsette eller droppe konkrete nettinvesteringer. Utbygging av kraftnettet er både tids- og kostnadskrevende, og man kan i liten grad dele opp investeringene ved å spre utbyggingen utover i tid. Det som imidlertid kan vise seg å tale for å utsette deler av investeringene, er at man ved å vente vil kunne redusere noe av usikkerheten gjennom økt kunnskap og dermed fremskaffe bedre grunnlag for effektprognosene. Det er altså en potensiell realopsjonsverdi knyttet til å utsette enkelte deler av nettinvestering. Vurdering av usikkerhet i effektprognoser og kostnadselementer bør stå sentralt i den samfunnsøkonomiske lønnsomhetsberegningen. En sentral del av arbeidet med å evaluere utbyggingsalternativer blir derfor å gjennomføre følsomhetsanalyser basert på realistiske utfallsrom for kontantstrømmens kostnads- og inntekstelementer. Fastsettelsen av relevante utfallsrom på ulike inntekts- og kostnadselementer vil nødvendigvis basere seg på de anslagene som er presentert for ulike effektreduserende tiltak i potensialstudien.

INNHALDSFORTEGNELSE

SAMMENDRAG	3
1 INNLEDNING.....	10
1.1 OM NETTPLAN STOR-OSLO	10
1.2 BAKGRUNN OG PROBLEMSTILLING	10
1.3 LESERVEILEDNING	11
DEL 1: POTENSIALSTUDIE FOR EFFEKTREDUSERENDE TILTAK.....	12
2 ALTERNATIVENE TIL NETTINVESTERINGER	12
3 DAGENS SITUASJON.....	14
3.1 FORBRUKSMØNSTER OG -SAMMENSETTING.....	14
3.2 FORBRUKERFLEKSIBILITET	16
3.3 DØGNVARIASJONER I EFFEKTFORBRUKET	18
4 REFERANSESCENARIO.....	19
4.1 DIMENSJONERENDE EFFEKTBEHOV	19
4.2 FORMÅLSFORDELING OG DØGNPROFIL I REFERANSESCENARIOET	20
4.3 MODELLERING AV POTENSIAL	22
5 TEKNISK POTENSIAL FOR EFFEKTREDUKSJONER I 2020.....	22
5.1 EFFEKTIVISERING	23
5.2 OMLEGGING OG LASTREDUKSJONER	26
5.3 LASTSTYRING	28
6 NYTT EFFEKTFORBRUK.....	32
6.1 ØKODESIGNDIREKTIV KAN TVINGE UT VARMTVANNSSBEHOLDERE	32
6.2 HVA ERSTATTER OSLOS OLJEKJELER?.....	33
6.3 ELBILER.....	33
6.4 SERVERPARKER	34
7 CASE 2020: ET AMBISIØST, MEN REALISTISK SCENARIO	34
8 UTVIKLINGEN FRA 2020 MOT 2050	38
9 KONKLUSJONER DEL 1	39
DEL 2: SAMFUNNSØKONOMISKE ANALYSE.....	41
10 SAMFUNNSØKONOMISK VURDERING AV UTBYGGINGSSALTERNATIVER.....	41
10.1 PROBLEMSTILLING OG ANALYSENS INNHOLD	41
10.2 INSENTIVER OG VIRKEMIDLER FOR EFFEKTREDUKSJON	45
10.3 SAMFUNNSØKONOMISKE NYTTE- OG KOSTNADSEFFEKTER	45
10.4 VALGET MELLOM ULIKE PROSJEKTER	48
11 KONKLUSJONER DEL 2: SAMFUNNSØKONOMISKE VURDERINGER.....	54
12 LITTERATURLISTE	55
13 VEDLEGG	57
13.1 VEDLEGG 1: EFFEKT VS ENERGI	57
13.2 VEDLEGG 1: METODE.....	58
13.3 VEDLEGG 2: SENSITIVITETSANALYSE.....	64

1 Innledning

1.1 Om Nettplan Stor-Oslo

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

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

- Behovs- og situasjonsanalyse
- Alternativanalyse
- Nettplan

Formålet med denne rapporten er å identifisere og kvantifisere potensialer for alternativer til nettutbygging i Oslo og Akershus. Dette er gjort gjennom å vurdere ulike tiltak som kan iverksettes for å utsette eller erstatte fremtidige nettinvesteringer.

Dette delprosjektet har belyst potensialer for energieffektivisering, energiomlegging og laststyring. Hovedfokus i analysen vil være utviklingen mot 2020, men tanker rundt utviklingen mot 2050 presenteres også. Rapporten gir i tillegg en samfunnsøkonomisk vurdering som et metodisk underlag for fase 3 av hovedprosjektet hvor det skal gjennomføres samfunnsøkonomiske analyser av konkrete utbyggingsalternativer.

1.2 Bakgrunn og problemstilling

Når man skal dimensjonere kraftnettet er man nødt til å ta høyde for den timen i året hvor forbruket er størst. Summen av alt forbruk denne ene timen utgjør den maksimale belastningen som nettet må tåle. Kraftnettet er en kritisk infrastruktur. Konsekvensene av et utfall kan bli store, og det er derfor viktig å ha tilstrekkelig sikkerhetsmargin (ledig kapasitet i tilfelle feil). Samtidig er dette store investeringer, og det er viktig å undersøke alle relevante alternativer før investeringsbeslutning fattes. Denne rapporten anslår potensialene for effektreduksjoner som alternativer til nettinvesteringer, og gir en vurdering av relevante nytte- og kostnadsvirkninger ved ulike alternativer. Hovedfokus i analysen er 2020, men tanker rundt utviklingen mot 2050 presenteres også.

For at et effektreduserende tiltak skal kunne inngå i den langsiktige nettplanleggingen, og gi reduserte investeringer, må tiltaket kunne redusere effektbehovet på lang sikt. Det vil være risikabelt å ta høyde for tiltak som gir usikre virkninger på lang sikt, selv om det gir sikre effektreduksjoner på kort sikt. Derimot vil slike tiltak være egnet til å utsette nettinvesteringer. Samfunnsøkonomisk sett må også kostnadene ved de alternative tiltakene være lavere enn kostnaden ved nettinvesteringer.

Myndighetene har skjerpet byggeforskriftene betydelig de siste årene. Energieffektivisering av bygg er på den politiske dagsorden både i Norge og Europa, og ytterligere innskjerpinger av forskrifter for energibruk i nye og rehabiliterte bygg vil etter all sannsynlighet komme. De nye byggstandardene vil redusere både energi- og effektbehovet betydelig. En stor andel av det elektriske energiforbruket går

til oppvarmingsformål. Denne delen av forbruket er svært avhengig av temperatur, på lik linje med effektforbruket. Hvis man gjør energieffektiviseringstiltak i et bygg slik at varmebehovet reduseres, vil samme tiltak sannsynligvis også redusere det maksimale effektforbruket. Samtidig må man huske på at rehabilitering av den eksisterende bygningsmassen tar lang tid.

Dagens sterke fokus på reduksjon av klimagassutslipp og tilhørende politikk gjør at forurensende oppvarmingsløsninger, som oljekjeler, vil fases ut. Samtidig er også potensialet for omlegging fra elektrisk oppvarming til eksempelvis fjernvarme, bioenergi og grunnvarmepumper betydelig. Energiomlegging kan derfor både gi redusert og økt forbruk av elektrisk effekt.

Med innføring av AMS i 2017 vil alle husstander få strømmålere med toveiskommunikasjon. Dette gir nye muligheter for å overføre pris- og styringssignaler til sluttbrukerne både gjennom kraftprisen og dynamiske nett-tariffer. Dette teknologiske skiftet vil gi økte muligheter for laststyring og utkobling av last i kritiske situasjoner. En mer fleksibel etterspørselsside vil kanskje ikke redusere energiforbruket, men kan styre mer forbruk enn i dag unna toppplasttiden og på den måten redusere makseffekten i nettet. I Tyskland er det i ferd med å etablere seg nye aktører som vil organisere fleksibilitet hos sluttbrukere i større porteføljer, og by dette inn som tjenester i de etablerte markedene.

Usikkerhet knyttet til spesifikke krav, etterspørselsutvikling og ikke minst adferd hos brukere, gjør det vanskelig å forutse den nøyaktige virkningen av mulige alternativer til nettutbygging. Fremtidig effektbehov kan bli større eller mindre enn man anslår. I den samfunnsøkonomiske vurderingen er det derfor viktig å se sannsynlighet for og konsekvensen av utfall, opp mot sannsynligheten for at fremtidig effektbehov blir slik man ser for seg. Generelt kan økt usikkerhet knyttet til et prosjekt tale for en høyere kalkulasjonsrente (høyere risikotillegg). Forståelsen blir følgelig at underliggende usikkerhet rundt etterspørselsresponsen bidrar til å gjøre de alternative tiltakene mindre lønnsomme (samfunnsøkonomisk).

1.3 Leserveiledning

De relevante alternativene til nettutbygging beskrives i kapittel 2. Dagens effektforbruk, forbruksmønster og insentiver for forbrukerfleksibilitet beskrives i kapittel 3. Referansescenarioet for potensialberegningene presenteres i kapittel 4. Kapittel 4.3 gir en kort beskrivelse av metodikken, som også er mer utførlig beskrevet i vedlegg 13.2. Potensialene for effektreduksjoner drøftes og analyseres i kapittel 5. Kapittel 6 beskriver potensielt nytt effektforbruk, før kapittel 7 sammenstiller funnene i det som skal være et realistisk scenario for 2020. Kapittel 8 drøfter virkningene av tiltakene fra 2020 til 2050, før kapittel 9 konkluderer for Del 1. Kapittel 10 drøfter de samfunnsøkonomiske problemstillingene rundt dette temaet. Kapittel 10.1 diskuterer verdien av forsyningssikkerhet og kapittel 10.2 gir en kort vurdering av Statnett sin mulighet for å påvirke markedsaktørenes insentiver til energieffektivisering. Kapittel 10.3 diskuterer mulige samfunnsøkonomiske virkninger av konkrete effektreduserende tiltak, mens kapittel 10.4 presenterer en grundig vurdering av viktige kriterier for gjennomføring av samfunnsøkonomiske analyser og valg mellom ulike utbyggingsprosjekter. I kapittel 10.5 gis det en avsluttende kommentar.

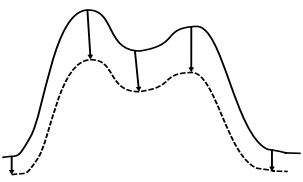
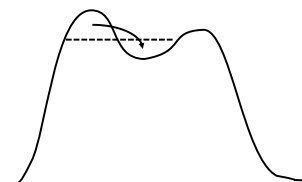
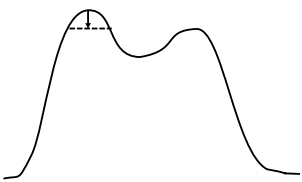
Del 1: Potensialstudie for effektreduserende tiltak

2 Alternativene til nettinvesteringer

Kort oppsummering: Tiltak for energieffektivisering, -omlegging, laststyring og lastreduksjoner kan alle tjene som alternativer til nettinvesteringer. For at slike tiltak skal redusere investeringsbehovet må det kunne forventes en effektreduksjon på lang sikt, til en kostnad lavere enn kostnaden ved nettutbygging. Mer kortsiktige tiltak vil være egnet for å utsette nettinvesteringer, men er risikabelt å ta inn i den langsiktige planleggingen. Effektivisering av forbruk kan skje i alle forbrukskategorier. Omlegging, laststyring og lastreduksjoner vil i praksis være avgrenset til den delen av forbruket som går med til å produsere varme (termisk forbruk). Forbrukssammensetningen i husholdninger, næringsbygg og industri varierer betydelig og er viktig å vurdere ved implementering av tiltak.

For at et tiltak skal tjene som et reelt alternativ til nettinvesteringer må forbruket med sikkerhet reduseres i den timen i året hvor forbruket er størst. Effektreduserende tiltak kan på kort sikt bidra til å utsette allerede planlagte nettinvesteringer og på lang sikt redusere investeringsnivået i nettet. Nettinvesteringer har ofte 50 års levetid, og tiltak må kunne forventes å gi effektreduksjoner på lang sikt for at de skal inkluderes i den langsiktige nettplanleggingen. Tiltak som reduserer effektbehovet på kort sikt, men som har mer usikre effekter på lang sikt, vil være mer egnet til å utsette planlagte nettinvesteringer. For at effektreduserende tiltak skal tjene som et samfunnsøkonomisk fornuftig alternativ til nettutbygging, må totale tiltakskostnader være lavere enn totale kostnader ved nettinvestering. Tabell 3 illustrerer hovedalternativene for effektreduksjoner; effektivisering, omlegging, laststyring og lastreduksjon.

Tabell 3 Aktuelle alternativer til nettutbygging.

EFFEKTIVISERING/ OMLEGGING	LASTSTYRING	LASTREDUKSJON
		
• Redusert last • Redusert forbruk • Permanent endring	• Redusert last • Ingen endring i forbruk • Midlertidig endring	• Redusert last • Reduserer forbruk • Midlertidig endring

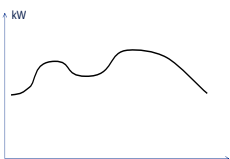
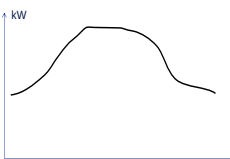
Effektivisering og omlegging: Dette er tiltak som vil påvirke både fasong og nivå på lastkurven. Eksempler er omlegging fra direkte elektrisk oppvarming til bruk av fjernvarme, etterisolering av bygg, utskifting av belysning fra glødelamper til LED-belysning. Effektiviseringstiltak vil kunne rettes mot alle forbrukstyper, mens omlegging kun er relevant for forbruk til oppvarming (termiske energiformål). Disse tiltakene vil permanent redusere effektbehovet, og bør derfor vurderes inn i langsiktig nettplanlegging.

Laststyring: Dette er tiltak der effektuttaket flyttes fra en periode til en annen. I denne gruppen inngår termisk trege laster, som for eksempel akkumulatortanker for varmtvann, ulike former for tidsforskyving av romoppvarming, kjøl- og frys osv. I denne gruppen hører også tiltak som innebærer styring av ventilasjonsanlegg. Ulike løsninger for lagring vil være viktig i forhold til effekter av laststyring. I prinsippet kan alle typer forbruk styres, det er imidlertid forbruk til oppvarming som enklest kan flyttes uten direkte komfortendring for forbruker. Ettersom mange av disse tiltakene raskt kan reverseres, er det usikkert om de reduserer effektbehovet på lang sikt. Slike tiltak vil imidlertid være egnet både for å utsette allerede planlagte nettinvesteringer og for utkobling i kritiske situasjoner. Tidshorizonten er kortere, og er knyttet enten til tro på markedsmekanismer (prissensitivitet) eller konkrete avtaler. Verdien av avtaler kan være betydelig, siden man kan ta kostnaden ved å planlegge en nettinvestering, men unngå å gjennomføre den så lenge effektsituasjonen kan håndteres gjennom avtalefestet sluttbrukerfleksibilitet.

Lastreduksjon: Dette tiltaket innebærer at effektuttaket i en viss periode reduseres, og det blir ikke erstattet av lastøkning i en annen periode. I denne gruppen inngår tiltak som påvirker lite kritiske tjenester, sett i forhold til nytten av tiltaket. Her kan en se for seg utkobling av stand-by effekt, vifter, belysning og pumper som ikke er kritiske osv. Samspill mellom energibærere, eksempelvis ved at en husholdning som både har vedovn og elektrisk oppvarming øker sitt vedforbruk i perioder med anstrengte nettforhold. Forbruk som i dag kjøper elektrisitet på uprioritert overføring (fleksibel tariff) vil også være i denne kategorien. I hvilken grad denne type tiltak gir langsiktige effektreduksjoner vil variere med utkoblingsmulighetene. Elkjeler på uprioritert overføring kan i dag fjernutkobles i Hafslund Nett's område, og dermed vet man at denne fleksibiliteten er tilgjengelig.

Grovt sett kan vi dele forbruket opp i tre hovedsegmenter; husholdninger, næringsbygg og industri. For disse grupperingene vil både forbrukssammensettingen og forbruksprofilen over døgnet variere betydelig. Et tiltak vil følgelig ha ulikt potensial i næringsbygg enn husholdninger. Tabell 4 oppsummerer karakteristika og de mest aktuelle tiltaksgruppene for de tre forbrukssegmentene.

Tabell 4 Karakteristika og aktuelle tiltak for hovedgruppene av forbruk.

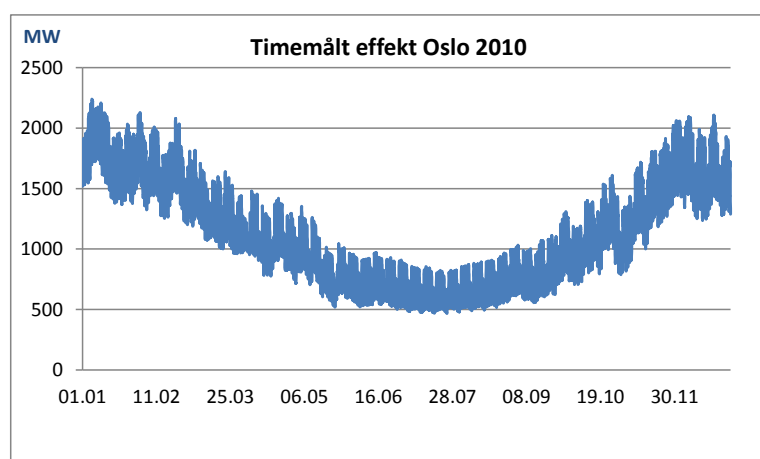
HUSHOLDNINGER	NÆRINGSBYGG	INDUSTRI
		
• Meget høyt antall • Små enkeltbrukere	• Høyt antall • Mellomstore enkeltbrukere	• Få aktører • Store enkeltforbruk
Mest aktuelle tiltak • Effektivisering • Omlegging • Laststyring • Samspill med andre energibærere	Mest aktuelle tiltak • Effektivisering • Omlegging • Samspill med andre energibærere • Laststyring	Mest aktuelle tiltak • Effektivisering • Samspill med andre energibærere • Omlegging

3 Dagens situasjon

Kort oppsummert: *Historisk maksforbruk i Oslo og Akershus ble registrert i januar 2010 og var på 4250 MW. Husholdninger og næringsbygg er de dominerende forbruksgruppene med til sammen 90 % av forbruket av elektrisk energi. Døgnvariasjonene i forbruket vil variere mellom regioner og over året, og er viktig for potensialet for laststyring. Døgnvariasjonene er typisk minst på vinteren ettersom oppvarming da skjer hele døgnet. I topplastdøgnet 2010 lå forbruket i topplast 25 % - 30 % over forbruket i timen med lavest forbruk. Av fleksible tiltak som eksisterer i dag er det ordningen med uprioritert overføring (fleksible tariffier) som utgjør det klart største volumet med anslagsvis 850 MW i 2010. I tillegg finnes det en rekke andre insentiver slik som investeringsstøtte til energiomlegging og effektivisering.*

3.1 Forbruksmønster og -sammensetting

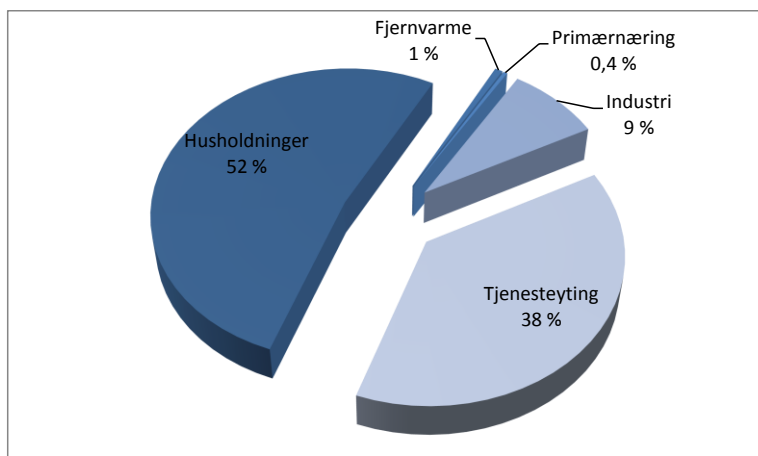
Det historisk maksimale effektforbruket i Oslo og Akershus er på henholdsvis 2 250 og 2 000 MW, og ble registrert i januar 2010. Effektforbruket varierer betydelig både over døgnet og over året. Gjennomsnittlig effektforbruk var omtrent 50 % av det maksimale forbruket. Som tidligere nevnt er det den timen med høyest forbruk overføringsnettets må dimensjoneres for. Figur 4 viser hvordan timemålt effektforbruk varierte over året i 2010 for Oslo.



Figur 4 Timemålt effektforbruk i Oslo i 2010. Kilde: Hafslund.

Januar og desember er i Norge månedene med klart størst effektforbruk på grunn av kulden. Det er i ukedagene det er størst forbruk, og det er gjerne to effekttopper i løpet av en dag. Det er betydelige begrensninger i tilgangen på formålsfordelte effektdata. Disse tallene er basert på målinger av uttak fra sentralnettet som kan gi oss totaltallet, men ingen informasjon om fordeling på kunder eller formål. For å få innsikt i forbruksfordelingen mellom sektorer og regioner kan vi se på forbruket av elektrisk energi.

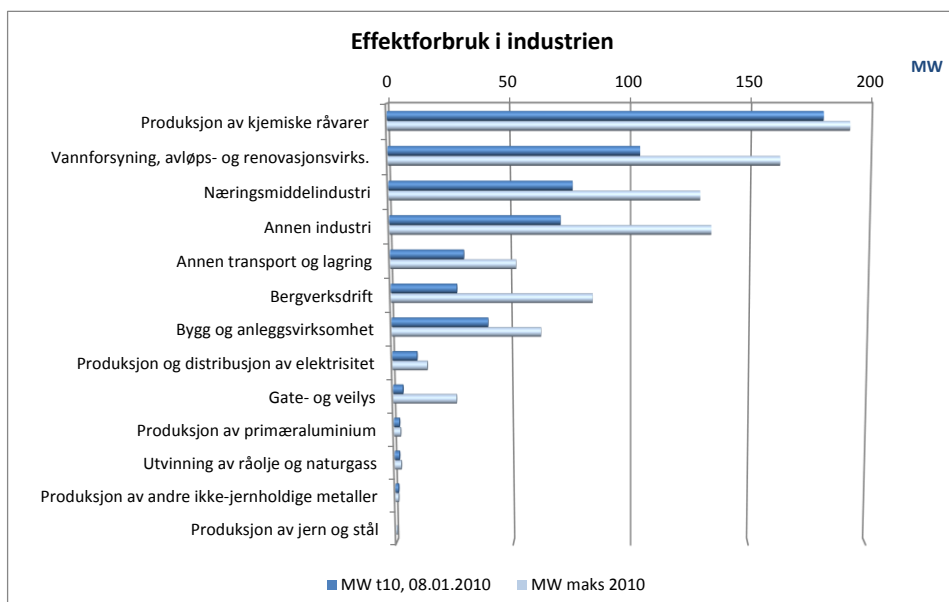
I 2010 var det totale forbruket av elektrisk energi med prioritert overføring 16,5 TWh i Oslo og Akershus (NVE, 2011). Figur 5 viser fordelingen av dette forbruket per sektor. Forbruksfordelingen er ikke direkte overførbart til elektrisk effekt ettersom forbruksgruppene vil ha ulike brukstider, men gir et godt bilde på hvilke sektorer som er dominerende.



Figur 5 Elektrisk energiforbruk per region og sektor 2009. Kilde: (NVE, 2011).

Husholdninger og næringsbygg står for henholdsvis 52 % og 38 % av energiforbruket og er de klart største sektorene i Oslo og Akershus samlet sett. Akershus har noe mer husholdninger relativt til næringsbygg i forhold til Oslo. En annen viktig forskjell er at det er langt mer blokkbebyggelse i husholdningssegmentet i Oslo enn i Akershus. Industrien utgjør en like stor andel i begge fylkene.

Forbrukere med et forbruk av elektrisk energi over 100.000 kWh per år skal ha timesmåling i dag. Totalforbruk per time kan hentes ut per kunde i denne gruppen, men heller ikke disse dataene sier noe om formålsfordeling. Figur 6 omfatter timesmålte kunder i industrien i Oslo og Akershus og viser det høyeste målte forbruket per time i 2010 og 2011, samt forbruket i time 10 8. januar som var en time med svært høyt forbruk. Innenfor hver av disse kategoriene er det summert opp en rekke bedrifter. Samlet sett utgjorde forbruket i industribedriftene 550 MW, eller om lag 13 % av det totale effektforbruket denne timen (Hafslund, 2011).



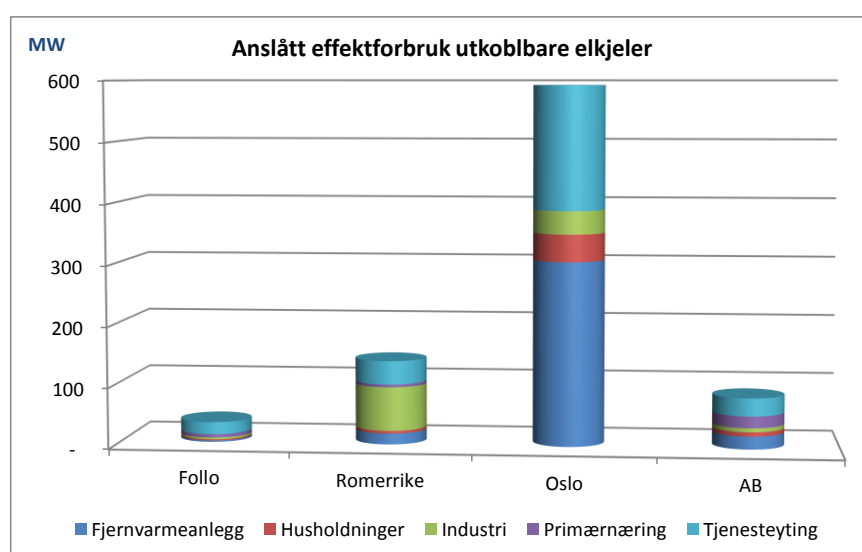
Figur 6 Maksimalt historisk forbruk i industrien (2010-2011) sammenlignet med prioritert effektforbruk i industrien time 10 8. januar 2010. Kilde: (Hafslund, 2011).

Industrien hadde i toppplasttiden 8. januar et forbruk på om lag 65 % av sitt maksimale forbruk i 2010. Som figuren over viser varierer denne andelen betydelig mellom industritypene. Dette

illustrerer et viktig poeng, som gjelder alle forbruksgrupper, sammenlagringseffekten. Topplastforbruket samlet er langt lavere enn om vi skulle summert maksimalforbruket til hver enkelt forbruker ettersom alle ikke bruker mest strøm på samme tidspunkt¹. Vurderinger av sammenlagringseffekten er sentrale ved utbygging av kraftnett.

3.2 Forbrukerfleksibilitet

Det finnes en rekke tiltak og insentiver som kan bidra med effektreduserende tiltak i dag. Tiltaket med størst virkning for effektbehovet i dag er sannsynligvis ordningen med utkoblbare elkjeler hos større forbrukere. Disse betaler i dag en svært lav nettariff, som kompensasjon for at de kan kobles ut når kraftnettet nærmer seg maksimal belastning. I 2009 var det totale forbruket av elektrisk energi på denne typen kontrakter om lag 1,4 TWh, hvorav 0,95 TWh i Oslo. Med en anslått gjennomsnittlig brukstid på 1650 timer² tilsvarer dette om lag 850 MW. Figur 7 viser at det er i fjernvarme og tjenesteytende sektor dette er mest utbredt.



Figur 7 Anslått effektforbruk i utkoblbare elkjeler i 2009. Kilde: (NVE, 2009) og prosjektets beregninger.

Kraftnettet i regionen er ikke dimensjonert etter dette forbruket. Hvis forbruket som i dag er definert som uprioritert skulle konverteres til prioritert, ville det derfor kreve betydelige investeringer i kraftnettet for å opprettholde en tilfredsstillende forsyningssikkerhet. Denne fleksibiliteten vil være verdifull å opprettholde også i fremtiden.

Videre beskrives tiltakene som i dag har eller vil kunne få effektreduserende effekter kortfattet:

Nettinvesteringer

¹ Denne sammenlagringseffekten vil være stor i områder med sammensatt forbruk og liten i områder med homogen (likt) forbruk. Dette fordi forbruksprofilen i to husholdninger typisk er likere enn profilen hos en husholdning og et kontorbygg. For mer om forbruksprofiler se kapittel 13.2.1.

² Avledet fra Hafslund datasett om energi og effekt på uprioritert overføring 2010.

Investeringene i kraftnettet gjøres av nettselskaper, som har sin totale inntekt regulert av NVE gjennom en inntektsrammeregulering. Selskapenes tillatte totalinntekt bestemmes blant annet gjennom en effektivitetsscore. Et effektivt selskap vil isolert sett få en høyere avkastning på sin kapital enn mindre effektive selskaper. Slik reguleringen er i dag vil et nettselskap som investerer mye ofte få en redusert effektivitetsscore og dermed lavere avkastning. Med dagens regulering vil derfor nettselskapene ha økonomiske insentiver til å vurdere alternativer til nettutbygging. Et eksempel på at dette har funnet sted er da fjernvarmeutbyggingen i Drammen utsatte investeringen i en trafostasjon i flere år. Utfordringen for et nettselskap med å ta en slik aktiv rolle og lete etter alternativer er at det ofte er mange forbrukere å forholde seg til. Samtidig faller dette utenfor hva som er kjernevirksomheten til selskapet. Mekanismene for å utløse effektreduserende tiltak vil av et nettselskap fremstå som usikre og lite kontrollerbare. Ut fra dette vil det for et nettselskap ofte være enklere å bygge nett fremfor å utløse alternative tiltak.

Effektivisering

Det finnes også en rekke virkemidler rettet direkte mot sluttbrukerne av elektrisitet, men er i første rekke utviklet med tanke på energieffektivisering. Indirekte gir imidlertid disse tiltakene også redusert effektbehov. I 2004 vedtok Norge et EU-direktiv om bygningers energiytelse. Direktivet stiller som krav at medlemslandenes byggeforskrifter skal inneholde maksimumskrav til energibruk i nye og rehabiliterte bygg og at forskriftene oppgraderes hvert 5. år. De tekniske byggeforskriftene forvaltes av Kommunal- og regionaldepartementet (KRD) og inneholder detaljerte krav til hvor mye energi et bygg maksimum skal bruke til ulike formål. TEK 07 og TEK 10 har allerede betydelig strammet inn kravene for hvordan nye bygg skal utformes med tanke på behov for både energi og effekt³. Enova gir nå investeringsstøtte til bygging av passivhus i tillegg til informasjon og rådgivning om effektiviseringstiltak. Videre trådte forskrift om energimerking⁴ av bygninger i kraft 1. januar 2010. Hensikten med ordningen er at energieffektive bygg over tid skal bli mer attraktive i markedet, og oppnå bedre priser.

Omlegging

Oslo kommune har vedtatt å fase ut alt forbruk av fyringsolje innen 2020, og alle kommunale og statlige bygg har ambisjoner om å være oljefrie innen 2012. Dette forbruket vil kunne erstattes med blant annet fjernvarme og varmepumper, og dermed gi økt elektrisk effektforbruk. I områder hvor fjernvarmeselskaper har konsesjon er det vanlig at det er tilknytningsplikt til fjernvarmen for nye bygg. Videre gir Enova investeringsstøtte til oppvarmingsteknologier basert på fornybar varme, og støtter utbygging av infrastruktur for fjernvarme og lokale energisentraler.

³ Alle disse forskriftene baserer seg på teoretiske beregninger av energiforbruk. Svakheten ved dette systemet er at det i dag ikke kreves noen dokumentasjon i ettertid på at bygget faktisk holder den beregnede energibruken i praksis. Det er derfor vanskelig å si om reduksjonen i energibruk i husholdninger vi har sett de siste årene skyldes forskriftene eller andre faktorer (Sintef, 2011).

⁴ Alle som skal selge eller leie ut bolig som er større enn 50 m², må etter 1. juli 2010 energimerke boligen og få en energiattest. Energimerkeordningen er todelt med en energikarakter og en oppvarmingskarakter. Energikarakteren fastsettes på bakgrunn av beregnet levert energi til bygningen, mens oppvarmingskarakteren reflekterer hvor stor andel av oppvarmingsbehovet som dekkes av annet enn fossilt brensel og direkte elektrisitet. (NVE, 2010b).

Styring

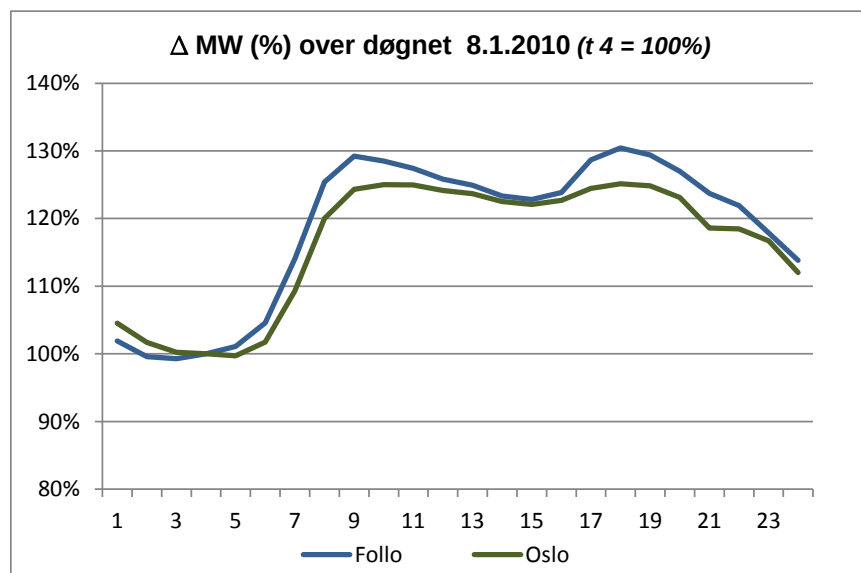
De fleste husholdninger og andre småkunder har i dag avregning av forbruket av elektrisk energi månedlig eller kvartalsvis. Det er kun en svært liten andel av disse forbrukerne som har timemåling. Prisen de betaler er ofte en gjennomsnittlig pris over avregningsperioden. Denne type alminnelig forbruk har i dag derfor tilnærmet ingen insentiver til å tilpasse forbruket etter prisvariasjoner innenfor en måned, selv om over 50 % av forbrukerne i dag har spotprisavtaler. Med AMS (Avanserte Måler Systemer) på plass innen 2017 vil imidlertid alle kunder få tilgang til sanntidspriser og dermed ha muligheten til å tilpasse seg prisendringer på timesbasis forutsatt at det finnes avtaleformer som stimulerer til dette.

Lastreduksjon

Forbrukere som i dag har timesmåling og et operativt brenselfyrt reservesystem har i dag rett til redusert nettleie (uprioritert overføring) mot at de godtar å kunne kobles ut på kort varsel. Fra 1.1.2012 forsvinner denne plikten, og nettselskapene kan kun tilby reduserte tariffer dersom det er nettmessige begrunnelser for dette.

3.3 Døgnvariasjoner i effektforbruket

Det er døgnvariasjonene i effektforbruket som avgjør potensialene for laststyring. Døgnvariasjonene i forbruk vil variere over året og ofte være minst i kalde perioder, ettersom man da bruker mye energi til romoppvarming gjennom hele døgnet. Figur 8 viser hvordan effektforbruket i Oslo og Follo varierte over døgnet vinteren 2010.



Figur 8 Døgnvariasjon i forbruket vinteren 2010 per region. Kilde: (Hafslund, 2011c).

Forbruket i topplast lå for alle regioner 25 % - 30 % over timen med lavest forbruk. Det er typisk to forbrukstopper i løpet av en dag. Formiddagstoppen er gjerne et resultat av at aktiviteten i forretningsbygg og kontorbygg starter omtrent samtidig. Ettermiddagstoppen er ofte drevet av husholdningsforbruket som kommer i tillegg til et allerede høyt forbruk i næringsbygg. Hvilken av

disse toppene som er den høyeste, og når de inntreffer, vil variere over tid og mellom regioner avhengig av sammensetningen av forbruket i regionen.

En annen viktig observasjon er at forbruket holder seg jevnt høyt hele dagen. Dette er tydeligst i Oslo hvor forbruket holdes jevnt høyt helt fra time 9 til time 20. Hvis laststyring skal bli et attraktivt tiltak er man derfor avhengig av muligheten for å flytte forbruk til natten. Forbruksprofilen til Follo har en mer markert ettermiddagstopp enn Oslo. Dette gjelder også for regionene Romerike og Asker&Bærum. Forbrukstoppen på formiddagen kommer også tidligere i Follo enn i Oslo. Begge disse faktorene vil i stor grad kunne forklares med at Oslo er en kommune hvor mange jobber, mens Follo er en mer typisk bo-region.

4 Referansescenario

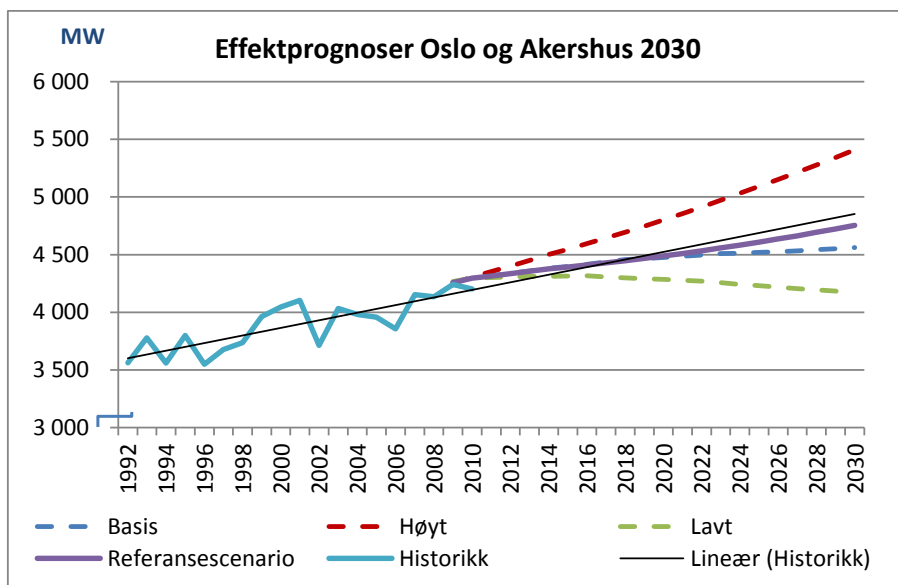
Kort oppsummert: *Analysen tar utgangspunkt i prognosene for makseffekt frem mot 2050 etablert i Nettpplan Stor-Oslo (Statnett & Hafslund, 2011). Det etableres en egen simuleringsmodell som baseres på formålsfordelte forbruksdata per time i topplastdøgnet for å analysere potensialet for ulike effektreduserende tiltak. Alle potensialer omtalt i dette prosjektet er målt i forhold til referansescenarioet. Referansescenarioet representer et Business as Usual-scenario hvor allerede vedtatte virkemidler er tatt høyde for. I dette scenarioet er det maksimale effektforbruket i 2020 anslått til 4 470 MW. Formålsfordelingen av forbruket baseres på formålsfordelte lastkurver for ulike byggtypen som aggregeres for hver region.*

4.1 Dimensjonerende effektbehov

Våren 2011 ble det i prosjektet Nettpplan Stor-Oslo gjennomført et delprosjekt som utarbeidet energi- og effektprognoser for Oslo og Akershus mot 2050 (Statnett & Hafslund, 2011). Dette prosjektet avdekket at usikkerheten rundt fremtidig forbruk av elektrisk effekt er stor og det ble etablert tre scenarioer for å favne den fremtidige utviklingen i effektbehovet. Disse tre scenarioene inneholder en rekke forutsetninger om befolkningsvekst, arealutvikling, forskriftskrav om byggstandarder, faktisk forbruk relativt til standarder, konkurranseflaten mellom oppvarmingsteknologier og nytt forbruk.

Delprosjektet trakk frem Basisscenarioet som det mest sannsynlige. Alle potensialer i denne rapporten angis i forhold til et referansescenario. Referansescenarioet skal beskrive forbruksutviklingen dersom det ikke introduseres nye virkemidler som påvirker forbruket, et Business as Usual scenario. Den viktigste forskjellen mellom basisscenarioet og referansescenarioet er at lavenergi- og passivbygg ikke introduseres i referansescenarioet. I tillegg er forbruk til elbiler tatt ut. Alle øvrige forutsetninger er holdt like for å gjøre det mulig å sammenligne resultatene i etterkant.

Figur 9 viser referansescenarioet mot 2030 sammenlignet med de tre scenarioene.



Figur 9 Historisk temperaturkorrigerte makseffekter med prognose mot 2030. Kilde: (Hafslund, 2011b), (Statnett & Hafslund, 2011) og prosjektets beregninger.

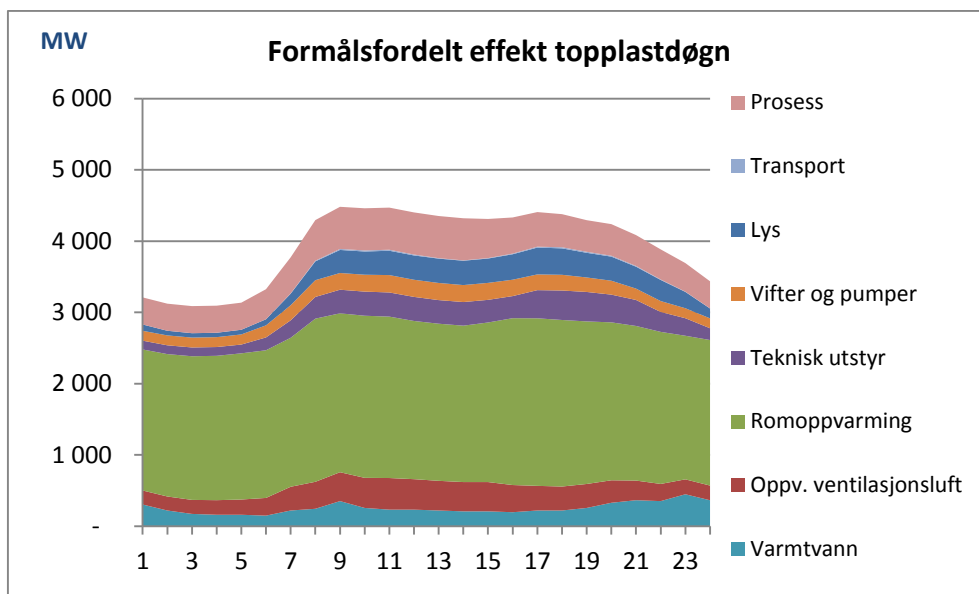
De to viktigste driverne i disse prognosene er befolkningsveksten som gir økt byggareal og økt forbruk, og virkemidler for energieffektivisering som trekker i motsatt retning. I dette scenarioet er SSBs middelsscenario for befolkningsutvikling frem mot 2050 lagt til grunn. Når det gjelder tekniske byggeforskrifter er TEK-10⁵ allerede vedtatt, og inkluderes derfor i scenarioet. Potensialene i denne rapporten kommer altså i tillegg til den betydelige effektiviseringen som er vedtatt i denne forskriften. Standarder for lavenergi- og passivbygg er ikke inkludert, men vil håndteres under potensial for effektivisering. En langt mer detaljert gjennomgang av scenarioene og utviklingen i de fundamentale markedsdriverne blir gitt i Statnett & Hafslund (2011).

4.2 Formålsfordeling og døgnprofil i referansescenarioet

For å vurdere potensialet for effektreduksjoner i topplast må man vite hvordan forbruket fordeles over døgnet. Dette er ikke minst viktig for å vurdere laststyring. For at et tiltak skal være effektivt må det gi effektreduksjoner i makslast.

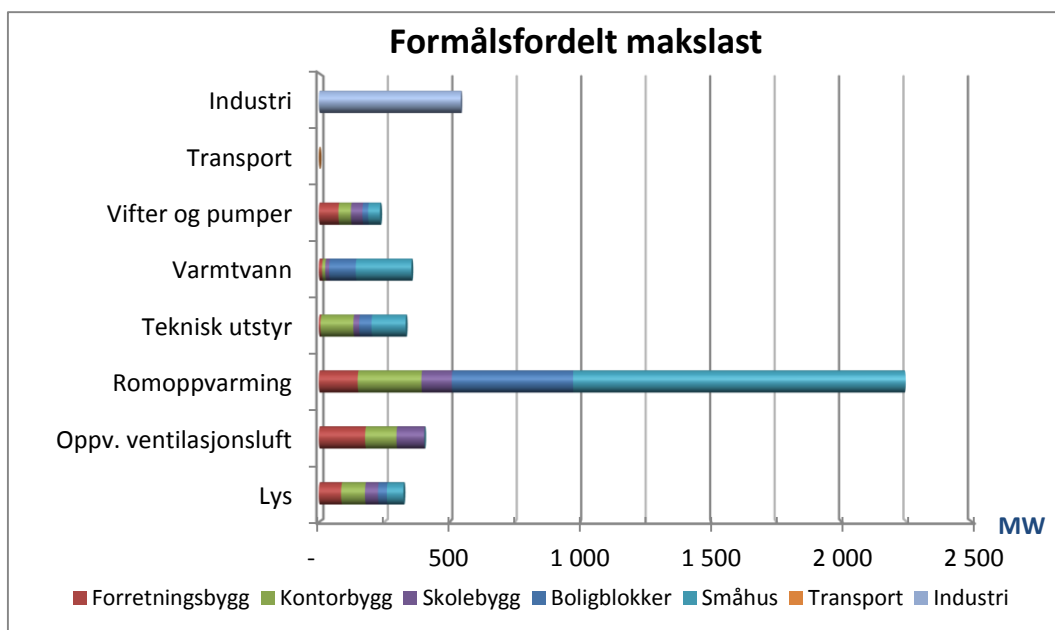
Figur 10 viser formålsfordelt døgnprofil for totalforbruket i Oslo og Akershus i referansescenarioet i 2020. Profilen er basert på Xrgias forutsetninger og metodikken beskrevet i kapittel 13.2.1. Det er antatt at døgnvariasjonene i forbruket holdes konstant på dagens nivå i referansescenarioet og denne forbruksprofilen legges til grunn i tiltaksanalysene.

⁵ Teknisk byggeforskrift som gjelder fra 2010 og sier noe om hvor mye energi og effekt et nytt bygg maksimalt skal bruke per m².



Figur 10 Formålsfordelt totalt effektforbruk i referansescenariot i topplast i 2020 for Oslo og Akershus.

Figur 11 fordeler den forventede makslasten i 2020 som utgjør 4 470 MW på byggtipe og energiformål.



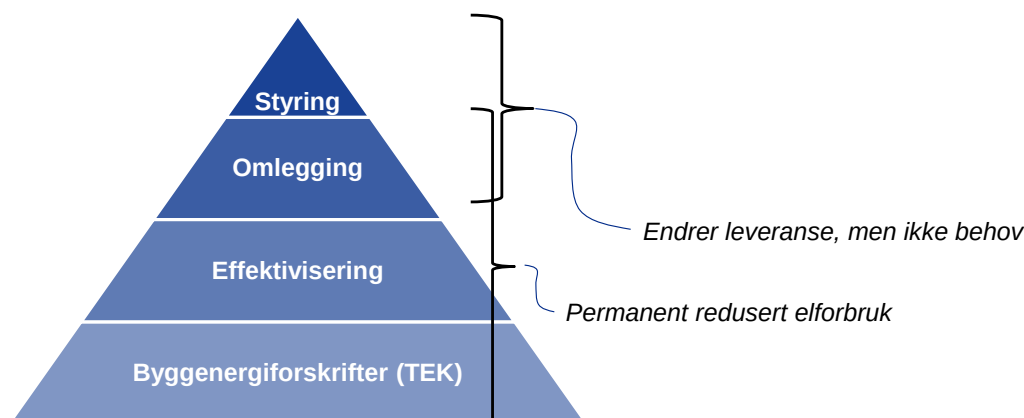
Figur 11 Maksimalt effektbehov i referansescenariot i 2020 for Oslo og Akershus etter energiformål og byggekategorier.

Romoppvarming i bygg er det klart største formålet med 50 %, eller 2 250 MW av det totale forbruket i topplast. Industrien har et anslått forbruk på om lag 550 MW i topplast, noe som utgjør 13 % av det totale forbruket. En andel av dette representerer forbruk til kontorbygninger og resten er forbruk til en lang rekke forskjellige industriprosesser. Formålene oppvarming av ventilasjonsluft og varmtvann står for henholdsvis 400 og 350 MW. De øvrige formålene er relativt jevnt fordelt på mellom 5 % og 9 % av det totale forbruket.

Nytt forbruk av elektrisk effekt, slik som elbiler i transport er i referansescenariot antatt å være null, og behandles separat i kapittel 6.

4.3 Modellering av potensial

Hovedgruppene av tiltak som analyseres i modellen er; effektivisering, omlegging og laststyring. Tiltak innenfor hver av disse grupperingene vil kunne være både overlappende og kompletterende. I analysen kan et virkemiddel for effektivisering påvirke potensialet for omlegging. Det er derfor viktig at tiltakene modelleres slik at man unngår dobbelttelling for å få forventningsrette anslag på potensialene. Figur 12 illustrerer hvordan effektiviseringstiltak innføres før omleggingstiltak og til sist styringstiltak.⁶



Figur 12 Pyramide av tiltaksgrupper.

Effektiviseringstiltak vil permanent endre effektbehovet. Omlegging vil også kunne permanent redusere behovet for elektrisk effekt, med det er avhengig av hvor enkelt reversibelt tiltaket er.

Analysen kjøres for flere mindre regioner. Dette for å fange opp regionale forskjeller og ikke minst for å kunne knytte potensialene opp mot punkter i sentralnettet hvor forbruksreduksjoner kan materialiseres gjennom utsatte investeringer. For en detaljert gjennomgang av metodikken og oppbygging av formålsfordelte lastkurver, se kapittel 13.2.

5 Teknisk potensial for effektreduksjoner i 2020

Kort oppsummert: *Det tekniske potensialet for effektreduksjoner i Oslo og Akershus samlet er anslått til om lag 1 400 MW i forhold til referansescenariotet i 2020. Om lag 70 % av dette potensialet er relatert til tiltak i eksisterende bygningsmasse. Potensialet er omtrent like stort i Oslo og Akershus. For å realisere et slikt potensial kreves kraftfulle tiltak i alle sektorer. Tiltakene er mange og omfatter et stort antall aktører, og de praktiske, tekniske og økonomiske barrierene vil sannsynligvis være mange. Effektivisering og omlegging er tiltak med forventet langsiktig virkning, og har et teknisk potensial på hhv. 340 MW og 90 MW i 2020. Tiltak for lastreduksjoner og laststyring er tiltak av mer kortsiktig karakter og teknisk potensial på hhv. 430 MW og 550 MW i 2020.*

I dette kapittelet analyseres ulike tiltak hver for seg. Ved introduksjon av flere samtidige tiltak påvirker disse hverandre gjensidig. Potensialene er ikke alltid additive, og resultatene av de enkelvis analysene må tolkes ut fra dette. Teknisk potensial for et tiltak er her definert som det som lar seg

⁶ Hvis vi først anslår et potensial for energiomlegging, og deretter introduserer effektiviseringstiltak, vil potensialet for energiomlegging overvurderes og kostnadene ved tiltaket undervurderes.

teknisk gjennomføre uten å måtte investere i ny infrastruktur for varme internt i bygget som pipe og vannbåren varme.

Det finnes mange tiltak som kan tenkes å påvirke energi- og effektbehovet. I denne sammenhengen er det kun de tiltakene som reduserer effektforbruket på den dagen i året med høyest forbruk som er interessant.

5.1 Effektivisering

5.1.1 Effektivisering av nye og rehabiliterte bygg

I 2020 er omtrent 70 % av bygningsmassen fremdeles urørt med våre antagelser som nybygging-, rivings- og rehabiliteringsrate. Tiltak som retter seg mot nye og rehabiliterte bygg vil derfor kun virke på inntil 30 % av byggene i 2020 hvis tiltaket introduseres allerede i 2011. Innføres tiltaket i 2015 vil det i praksis ha innvirkning på 15 % av bygningsmassen i 2020. Effektivisering i nye bygg drives i stor grad av byggenenergiforskrifter. Tiltakene som simuleres er lavenergi- og passivbygg. Når det gjelder eksisterende bygg mener vi det er riktig å anta at effektiviseringen drives av både byggenenergiforskriftene og lønnsomheten i de enkelte tiltakene. Det første reelle virkningsår for nye byggstandarder er 2015, ettersom det vanligvis tar om lag 4 år fra en forskrift vedtas til implementeringen skjer i praksis. Potensialet for effektreduksjoner vil avta lineært jo nærmere 2020 introduksjonen av forskriftene skjer.

Teknisk potensial for effektivisering er her definert som at alle nye og rehabiliterte bygg fra 2015 holder enten lavenergi- eller passivbyggstandard⁷. Tabell 5 viser at det tekniske potensialet i 2020 for å gå fra dagens byggenenergikrav til lavenergibygg og passivbyggstandard er henholdsvis 62 MW og 123 MW. Merk at tiltakene er simulert hver for seg slik at potensialene ikke er additive, og at det forutsetter at samtlige bygg har elektrisk oppvarming.

Tabell 5 Teknisk potensial for effektreduksjon i 2020 ved innføring av lavenergi- og passivbygg i 2015.

Teknisk potensial (MW)	Oslo	Akershus	Totalt
Lavenergibygg	32	30	62
Passivbygg	67	56	123

Potensialene presentert her representerer et redusert effektbehov i bygg. Ikke alle rehabiliterte bygg er oppvarmet med el, følgelig vil faktisk redusert el-effekt være noe lavere enn dette. Hvis vi antar at 80 % av byggene har elektrisitet til oppvarming, vil potensialene for reelle effektreduksjoner da være om lag 50 MW for lavenergibygg og 100 MW for passivbygg.

Det er i analysen forutsatt rate for hovedrehabilitering på 1,5 % per år (ca 65 år mellom hver hovedrehabilitering). Det er knyttet stor usikkerhet til hva de faktiske ratene for rehabilitering og riving er, og det finnes ingen god statistikk for å avlede dette. Hvis denne raten i virkeligheten er

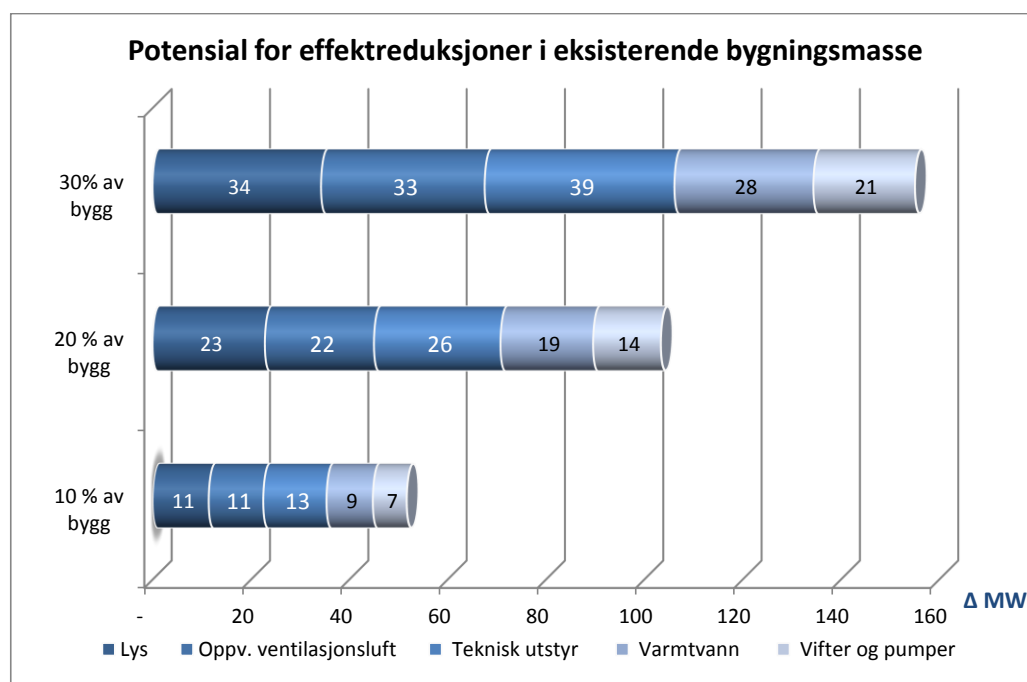
⁷ Dette er en relativt optimistisk antakelse. Det er rimelig å tro at det vil være den eldste delen av bygningsmassen som til enhver tid utgjør brorparten av rehabiliterte bygg. For denne kategorien kan det være svært utfordrende å rehabilitere opp til lavenerginivå og praktisk umulig å rehabilitere opp til passivhusnivå (siden det krever økt isolasjon mot grunn). Alderssammensetningen kan potensielt være ganske forskjellig mellom Oslo og Akershus, noe som kan gi ulike potensialer for energieffektivisering som følge av rehabilitering.

høyere vil potensialet øke, og vise versa. Videre er det stor variasjon fra bygg til bygg hvor mye det er praktisk mulig å redusere energi- og effektforbruket ved rehabilitering. En annen usikkerhet er om byggene bygges riktig og brukes riktig slik at forbruket blir som forutsatt i forskriftene. Erfaringene viser at dette ofte ikke er tilfelle, og at byggene generelt bruker noe mer energi enn beregnet. Dette gjelder i større grad for energiforbruk enn effektforbruk. Likevel har vi valgt å sette effektforbruk 10 % høyere enn forskriftskravene i referansescenariot.

5.1.2 Effektivisering i eksisterende bygningsmasse

På kort sikt vil tiltak i eksisterende bygningsmasse ha størst potensial ettersom utskifting av bygningsmassen tar lang tid. Vi drøfter her tiltak som er mindre i omfang enn en totalrehabilitering, og som dermed ikke utløser søknadsplikt.

Tiltakene for effektivisering introduseres i våre beregninger per energiformål. I beregningene ser vi på gevinsten ved å gå fra dagens gjennomsnittlige byggstandard helt ned til passivhusstandard. Hvis effektiviseringen gjøres mindre ambisiøs vil potensialene bli lavere enn det som presenteres her. Hvis byggene gjennomfører disse tiltakene fullt ut, oppnås en gjennomsnittlig effektreduksjon på om lag 20 %. Figur 13 angir teknisk potensial for effektivisering i 2020 hvis tiltakene innføres fullt ut på ulike andeler av den eksisterende bygningsmassen. Hvis tiltakene utføres på 30 % av bygningsmassen gir det et teknisk potensial på 150 MW. Potensialene er lineære med andel av bygningsmasse som gjennomfører tiltak.



Figur 13 Potensial for effektreduksjoner i eksisterende bygningsmasse per energiformål ved reduksjon til passivhusnivå på ulike andeler av bygningsmassen.

Hvis vi antar en at det gjennomføres tiltak på 2 % av eksisterende bygningsmasse årlig er det tekniske potensialet i 2020 på om lag 100 MW. Utskifting av teknisk utstyr virker å ha det største potensialet, deretter kommer tiltak på belysning, ventilasjonsluft og varmtvann. Tabell 6 viser teknisk potensial for effektivisering i Oslo og Akershus hvis 20 % av eksisterende bygningsmasse gjennomfører tiltak.

Tabell 6 Potensial for effektreduksjoner i eksisterende bygningsmasse hvis 20 % gjennomfører tiltak innen 2020.

MW, 20 % av bygg	Oslo	Akershus
Lys	14	9
Oppvarming av ventilasjonsluft	16	9
Teknisk utstyr	15	11
Varmtvann	6	9
Vifter og pumper	9	6
Sum MW	60	44

I 2020 er om lag 70 % av bygningsmassen forventet å være uendret i forhold til standarden i 2010, men omfattes potensielt av disse tiltakene. Potensialet vil avhenge av hvor stor andel av denne bygningsmassen som gjennomfører tiltakene. Vi ser her på tiltak som ikke defineres som rehabilitering og ser derfor bort fra tiltak på selve bygningskroppen som isolering av vegger og tak. Det er knyttet usikkerhet både i forhold til hvor mange bygg som gjennomfører tiltak, og hvor omfattende tiltakene vil være. Lavenergiuvalget (2009) antar at det kan gjennomføres Enøk-tiltak på 2 % av bygningsmassen årlig, altså 20 % av bygningsmassen innen 2020. Samtidig anslår de en forventet energieffektivisering på 20 % i byggene som gjennomfører tiltak. Dette er samsvarende med Dokka (2009) og våre antakelser i disse beregningene.

5.1.3 Effektivisering i industri

Forbruk av elektrisk effekt i industrien kan deles i forbruk til prosess og forbruk i bygg. Statistikken som finnes på dette området er mangelfull, og det ikke mulig å gjøre noen nøyaktig beregning på dette. Videre er industriforbruket i regionen svært diversifisert med mange små aktører og en detaljert analyse av hver enkelt industrisektor ville derfor bli for arbeidskrevende. Vi vil likevel gjøre noen grove anslag for å få en pekepinn på potensialene.

I prosjektet «Fremskrivning av elforbruket i Norge» ble det gjort en detaljert bottom-up fremskrivning av forbruket av elektrisk energi frem mot 2030. Arealdata for industribygg fra Matrikkelen ble her vurdert og kalibrert opp mot SSBs statistikker for sysselsatte i industrien. Det ble anslått at om lag 45 % av forbruket av elektrisk energi i industrien (utenom el-intensiv industri) på landsnivå var tilknyttet kontorbygg (Xrgia, 2011). I rapporten «Oslo Smart City» anslår Siemens&Bellona (Siemens&Bellona, 2011) at 35 % av det totale energiforbruket i industrien er knyttet til kontorbygg. Det vil være sannsynlig at en høyere andel av elektrisitetsforbruket enn energiforbruket vil være knyttet til kontorbygg. Dette fordi mye av brenselforbruket i industrien er knyttet til produksjon av prosessvarme. Videre vil det være forventet at forbruk av elektrisk energi i prosess har noe lengre brukstid enn forbruket i bygg, slik at andelen elektrisk effekt forbrukt i kontorbygg vil være noe høyere enn andelen elektrisk energi. Det er viktig å understreke at her er det stor usikkerhet, og vi anslår at 30 – 50 % av forbruket av elektrisk effekt er knyttet til kontorbygg, noe som utgjør 150 – 250 MW. Forbruket til prosess utgjør dermed anslagsvis 250 – 350 MW.

Forbruket til prosess vil av natur være svært variert ettersom industrien i området er såpass diversifisert. McKinsey & Company (2009) anslår potensialet for energieffektivisering i det de definerer som «Øvrig industri» til 20 % innen 2020. Potensialet for effektreduksjoner vil være lavere enn dette ettersom tiltakene også omfatter forbruk av andre energibærere enn elektrisitet, samt at

ikke alle tiltakene vil ha effektreduserende virkning. Tiltakene som sannsynligvis også vil ha effektreduserende virkning er effektivisering av trykkluftforbruk, elektromotorer, belysning og generell driftseffektivisering. Disse tiltakene utgjør samlet litt over halvparten av det totale effektiviseringspotensialet som er beskrevet. Med en årlig forbedringsrate på 1 % (10 % i 2020) vil industrien kunne redusere effektforbruket til prosess med 30-40 MW innen 2020.

For den andelen av forbruket som er knyttet til kontorbygg kan man tenke seg en effektiviserer på linje med øvrige næringsbygg. Med en rate for hovedrehabilitering på 1,5 %, og en Enøk-rate på 2 % vil det innen 2020 gi et potensial for effektreduksjoner på mellom 15 og 30 MW. Dette tilsvarer en effektivisering i forbruket i bygg på om lag 10 %. Ettersom mange industribedrifter benytter andre tilgjengelige varmekilder til oppvarming av kontorbygg er antakelig dette et høyt estimat.

Tabell 7 oppsummerer potensialene i industrien i 2020.

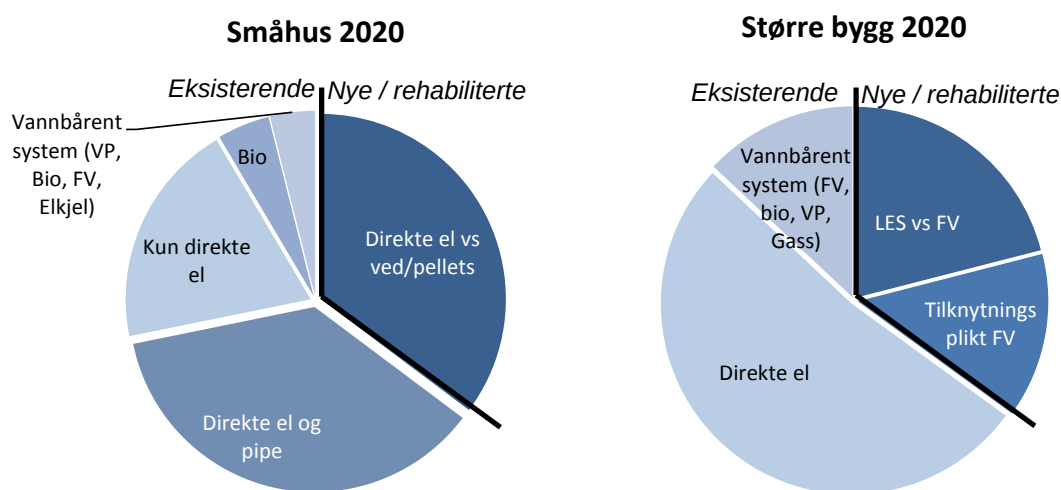
Tabell 7 Potensial for effektivisering i industrien i 2020.

MW	Oslo	Akershus
Prosess	15-20	15-20
Bygg	5-15	5-15

5.2 Omlegging og lastreduksjoner

I dette kapittelet vurderes omlegging fra elektrisitet til andre energibærere. Omlegging fra andre energibærere til elektrisitet behandles i kapittel 6.2. Mulighetene for omlegging vil på kort sikt være begrenset av den infrastrukturen som er installert, for eksempel om det er vannbåren varme eller pipe tilgjengelig. Overgang til luft-luft eller luft-vann varmepumper regnes her ikke som et omleggingstiltak ettersom virkningsgraden på disse teknologiene er nær 1 ved temperaturer som er dimensjonerende for nettet.

Figur 14 illustrerer de ulike konkurranseflatene for oppvarmingsteknologier i 2020 i små og store bygg.



Figur 14 illustrasjon av konkurranseforholdene mellom oppvarmingsløsninger i store og små bygg i 2020.

I små bygg er teknisk potensial for lastreduksjoner anslått til **430 MW** i 2020, hvorav 140 MW i Oslo og 290 MW i Akershus. I bygg med andre oppvarmingsteknologier enn direktevirkende elektrisitet er det vanlig å ha to ulike varmeproduserende enheter, som for eksempel biokjel og elkjel, der el-kjelen forsyner bygget med resterende effektbehov når biokjelen yter maksimalt. Slike systemer er gjerne dimensjonert slik at grunnlasten (i vårt eksempel biokjelen) leverer om lag halvparten av effektforbruket den kaldeste dag. En bolig med vedovn vil typisk kunne dekke halve effektforbruket til romoppvarming med ved, og resten med elektrisitet⁸. I de aller fleste nye boliger vil det være teknisk mulig å legge til rette for at vedovn eller pelletsamin kan dekke halve effektbehovet til romoppvarming. I eksisterende små bygg er det byggene med både direkte elektrisk oppvarming og pipe med ildsted som representerer et potensial for omlegging på kort sikt. I følge SSBs bolig telling i 2006 (SSB, 2008) har om lag 70 % av boligene tilgang til vedovn. Man kan se for seg at vedovn og pellets kan bidra til omlegging på to måter. Den ene muligheten er den langsiktige effekten av at flere velger ved eller pellets isteden for elektrisk oppvarming ved nybygging eller rehabilitering, med potensialet beskrevet over. Den andre er samspillet som er mulig i de bygg som allerede har ved og elektrisk oppvarming i dag. Hvis alle disse brukte vedovn i topplast, ville det totale effektforbruket bli betydelig redusert. En andel av disse benytter antakelig denne fleksibiliteten allerede, slik at potensialet for ny fleksibilitet i utgangspunktet vil være noe lavere. Det finnes imidlertid ingen data som kan benyttes for å kvantifisere dette volumet etter hva vi er kjent med.

Det flere åpenbare barrierer for en storskala omlegging til vedfyring eller pelletsaminer. I Enova-prosjektet «Fungerende pelletsmarkeder» gjøres en omfattende konkurranseanalyse av varmemarkedet i Midt-Norge, som konkluderer med at pelletsamin er lite konkurransedyktig i forhold til vedovner og luft-luft varmepumper (Xrgia, 2010). Utviklingstrekkene de siste årene med stort salg av varmepumper viser at denne teknologien i dag foretrekkes av forbrukerne. Salget av pelletsaminer er svært lavt, og virker ikke å være konkurransedyktig i dag. Bruk av vedovn i tettbygde strøk er heller ikke uproblematisk fra et miljøsynspunkt, selv om teknologien er langt mer konkurransedyktig. Behovet for betydelig lagerplass begrenser mulighetene til vedfyring for mange og partikkelutslipp ved forbrenning⁹ gjør at en storskala omlegging antakelig ikke er ønskelig fra myndighetenes side i Oslo. At vedfyring er mer arbeidskrevende enn elektrisk oppvarming er også en forklarende faktor til hvorfor elektrisitet ofte velges og det er en utfordring at de fleste vedovner i dag må etterfylles ofte. Når flere studier nå peker mot et stort fremtidig kraftoverskudd i Norden, med relativt lave strømpriser som konsekvens, vil det kunne bli mindre attraktivt med energiomlegging.

Samtidig er det faktorer som taler for mulighetene for økt bruk av ved. Siste tilgjengelige statistikk for vedforbruk er fra 2009, hvor vedforbruket er omtrent på nivå med 2005. Signalene fra bransjen er imidlertid at salget av både vedovner og ved har økt betydelig etter dette, blant annet som en

⁸ Det varierer fra bolig til bolig hvorvidt vedovn brukes som spisslast eller grunnlast. Dette har mye å si for energibruken over året, men for effektforbruket den kaldeste dagen har det langt mindre å si ettersom man da gjerne benytter både grunnlast- og spisslastteknologien fullt ut. Enkelte vil også dekke både mer eller mindre enn 50 % av effekten med vedfyring, men vi mener 50 % kan tjene som et gjennomsnitt.

⁹ Partikkelutslippene kan reduseres med 90 % ved overgang fra en gammel vedovn til ny rentbrennende vedovn. Dette er bakgrunnen for at Oslo kommune gir en engangsstøtte på 3000 kr for alle som bytter ut gammel vedovn og som bor innenfor ring 3.

konsekvens av fokuset på høye strømpriser. Spesielt i Oslo er mye av vedovnsalget knyttet til utskifting av eksisterende ovner med nye rentbrennende. I nye bygg vil vedovn være et konkurransedyktig alternativ til luft-luft varmepumpe med dagens energipriser for de som har tilgjengelig lagringsplass og mulighet for pipe. I eksisterende bygg som i dag har både vedovn og elektrisk oppvarming er konkurransesituasjonen bedre, her er investeringen allerede gjort.

I store bygg er det tekniske potensialet for omlegging anslått til **90 MW** i 2020, hvorav 55 MW i Oslo og 35 MW i Akershus. Det er omlegging av elektrisitet som spisslast i lokale varmesentraler i nye og rehabiliterte bygg som utgjør dette potensialet. Det vil sannsynligvis kun være nye og rehabiliterte bygg som utgjør et potensial for omlegging fra elektrisitet. Installert vannbåren varme er i praksis en forutsetning for omlegging av energiforsyningen vekk fra elektrisitet. Det finnes ingen god statistikk over hvor mange som har installert vannbåren varme. Det virker imidlertid sannsynlig at eksisterende bygg med vannbåren varme i dag i all hovedsak bruker oljekjel og/eller elektrisitet på uprioritert overføring¹⁰. Potensialet for ytterligere omlegging fra elektrisitet i eksisterende bygg er derfor minimalt. Alle nye store bygg vil ha installert vannbåren varme på grunn av tekniske byggforskrifter. I bygg med vannbåren varme vil oppvarmingsbehovet kunne dekkes av en rekke oppvarmingsteknologier. Her vil varmepumper konkurrere mot brenselfyrte kjeler i både lokal oppvarming, lokale varmesentraler og fjernvarme. I store bygg er det krav om at 60 % av energiforbruket skal komme fra fornybare energikilder. Elektrisitet blir ikke regnet som fornybart, og i praksis er det derfor kun topplast i lokale energisentraler som utgjør et potensial for omlegging vekk fra elektrisitet. I tillegg kommer elektrisitet brukt i større varmepumper. Basert på analyser med Xrgias konkurranseanalysemodeller anslås det for Oslo og Akershus at fjernvarme tar henholdsvis 45 % og 35 % av markedet for nye og rehabiliterte bygg. Lokale energisentraler dekker de øvrige 55 % og 65 %. Varmepumper som grunnlast i lokale energisentraler er relativt konkurransedyktige og vil også forbruke noe elektrisitet. Vi anser imidlertid ikke dette som et potensial for omlegging ettersom denne typen varmepumper er ønsket og har en god virkningsgrad selv ved lave temperaturer.

Direkte bruk av elektrisitet i industrien er i stor grad knyttet opp mot industrielle prosesser som ikke enkelt kan substitueres med andre teknologier. I industrien er det derfor energibruk til prosessvarme som er relevant i forhold til energiomlegging. Prosessvarme er gjerne levert av oljekjeler, biokjeler og elkjeler på uprioritert overføring. Ettersom det historisk har vært betydelig lønnsomhet i å benytte elkjeler på uprioritert overføring, antar vi at potensialet for lastreduksjoner med dette virkemiddelet er hentet ut allerede. Vi anslår derfor potensialet for ytterligere lastreduksjoner og omlegging til å være 0 (null).

5.3 Laststyring

Styring av forbruk handler i stor grad om i hvilken grad forbruket kan skje på andre tider av døgnet, og om produksjonen av for eksempel varmtvann kan skje på et annet tidspunkt enn selve forbruket.

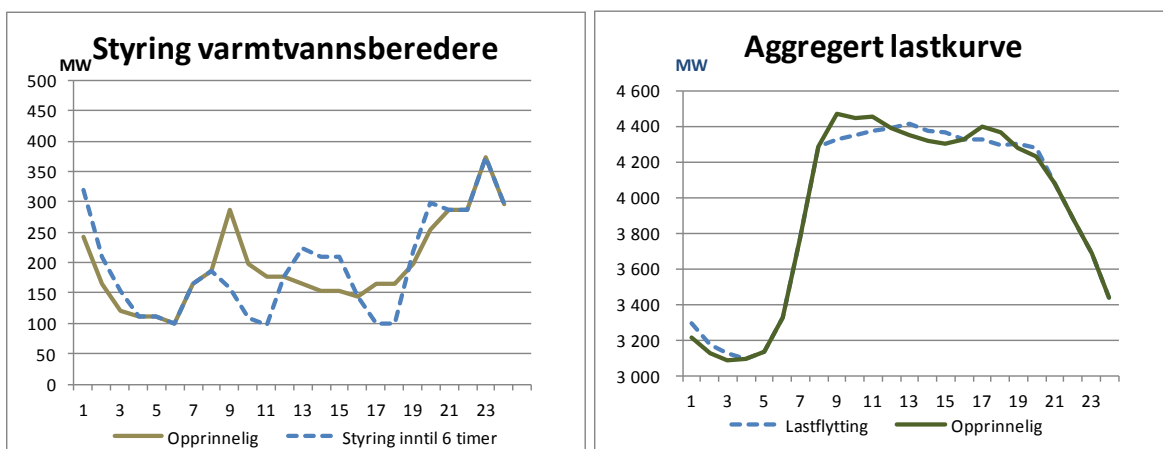
For forbruk i bygg vil det være mest relevant å vurdere flytting av forbruk innenfor ett døgn. Det tekniske potensialet for laststyring bestemmes av differansen mellom makslast og gjennomsnittlig

¹⁰ Uprioritert overføring inngår pr definisjon ikke i dimensjonering av nettet

last i nettet den dagen med høyest forbruk. Gitt at forbruksmønsteret fra 2010 er representativt for 2020, er det tekniske potensialet for laststyring om lag 550 MW, fordelt likt mellom Oslo og Akershus.

For å beregne et realistisk potensial, tar vi utgangspunkt i forbruksprofilen slik den så ut i topplast 2010, og gjør kvalitative vurderinger rundt denne antakelsen i forhold til antatt forbruksprofil i 2020. Effekten av tiltak for laststyring er ikke uavhengig av hverandre, og det er derfor viktig å analysere tiltakene både enkeltvis og i kombinasjon med hverandre. Vi ser først på de tiltakene (nærmere beskrevet i kapittel 13.2.4) enkeltvis.

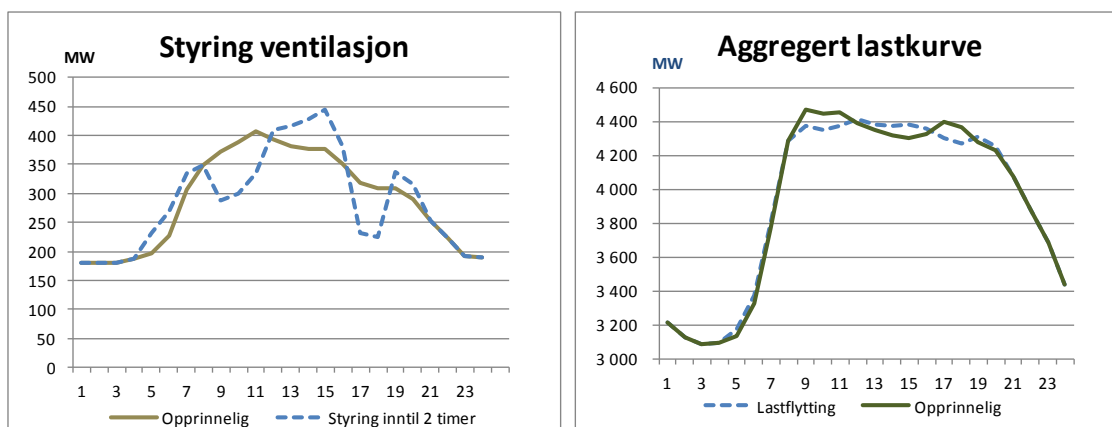
Figur 15 viser mulighetene for effektreduksjoner ved styring av varmtvannsberedere i boliger. Det er forutsatt at tiltaket gjennomføres i samtlige boliger. Figuren til venstre viser effektforbruket til varmtvann over døgnet, grafen til høyre viser hvordan tiltaket påvirker den aggregerte lastkurven.



Figur 15 Teknisk potensial for styring av varmtvannsberedere (boliger)

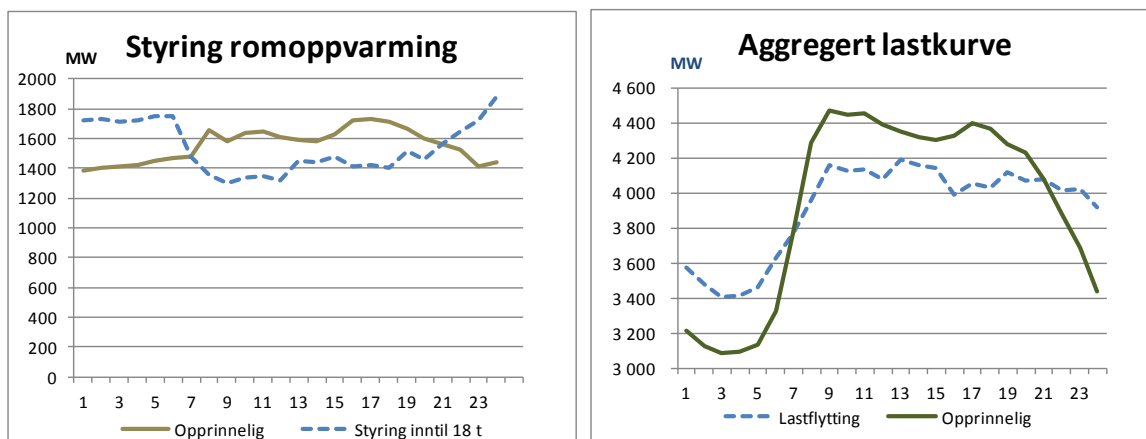
Tappevannsberedning har en effekttopp rundt kl 9, som sammenfaller med systemets effekttopp. Det er ikke mulig å flytte hele oppvarmingsbehovet til natten, da det i så fall ville krevd betydelig større akkumulatortanker enn de beredere som normalt er installert. Vi velger derfor å utsette innkobling av varmtvannsberedningen til midt på dagen. Vi justerer også ned effektbehovet i beredere rundt kl 17-18, som er den neste topplasten i det aggregerte systemet. Tiltaket har en viss effekt, topplasten flyttes til rundt midt på dagen, og er dessuten redusert med om lag **60 MW**. Det er verdt å merke seg at vi da har antatt en samtidighetsfaktor på varmtvannsberedere 20 %. Dette er noe høyere enn hva som ble funnet å være tilfelle i (ECO-partner, 2001).

Ser vi på neste tiltak, som er styring av ventilasjonsluft, har vi tatt utgangspunkt i at belastningen økes i forkant av topplastperioden, og reduseres i topplasttimene. Tiltaket slik vi har definert det her har derved et teknisk potensial på om lag **60 MW** (Figur 16).



Figur 16 Teknisk potensial for styring av ventilasjon (næringsbygg)

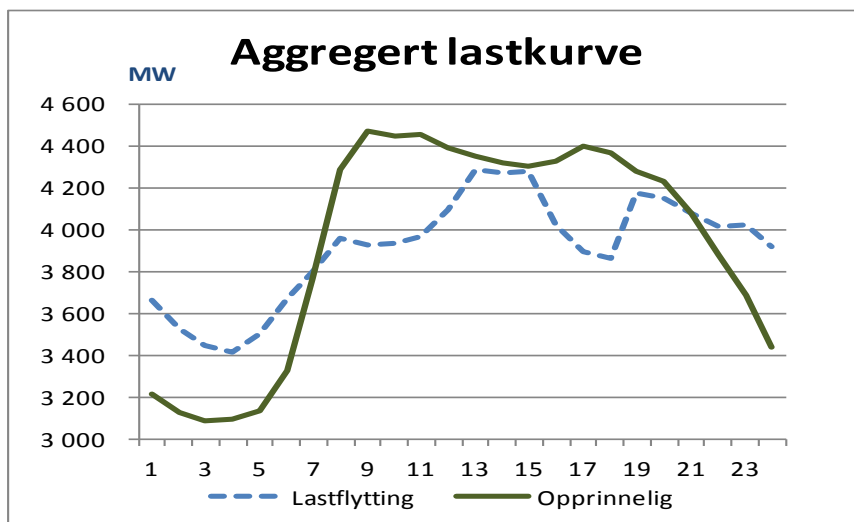
Det tredje og siste tiltaket som er analysert, er introduksjon av såkalte "night storage heaters". Dette er trege varmelaster som "lades" på natten og avgir varme over dagen. Dette tiltaket er inspirert av tilsvarende installasjoner i UK og Tyskland, der det var behov for å jevne ut etterspørsel etter elektrisitet over døgnet for å forbedre effektivitet på produksjonssiden. Samme tiltak kan selvsagt også benyttes for å redusere topplasten da mye av oppvarmingsbehovet i Norge dekkes av elektrisitet. Vi har definert tiltaket som illustrert til venstre i Figur 17.



Figur 17 Teknisk potensial for styring av romoppvarming (boliger)

Vi har forutsatt at enheten kan lades fra kl 22 om kvelden til kl 6 om morgenen. Deretter kobles den fra, og varmen benyttes som erstatning for oppvarming med panelovn i løpet av dagen. Dette er altså et "termisk batteri" som lades opp og lades ut en gang i døgnet. Dersom vi forutsetter at et slikt termisk batteri installeres i samtlige boliger i Oslo og Akershus, flates forbruket over døgnet betydelig ut slik det fremgår til høyre i Figur 17. Effekten av dette tiltaket er hele **280 MW**.

Effekten av disse tiltakene er ikke direkte additiv, vi kan altså ikke summere effekten av tiltakene for å finne totalt potensial. For å illustrere dette legger vi inn de tre tiltakene (som er beskrevet foran) samtidig. Samlet effektreduksjon blir da **185 MW**. Den resulterende aggregerte lastkurven er vist i Figur 18.



Figur 18 Aggregert effekt av å legge inn alle de tre tiltakene

De tre tiltakene til sammen gir mindre total effektreduksjon enn tiltaket "styring av romoppvarming" alene. Ser vi på Figur 18 og sammenligner den med høyre del av Figur 17, fremkommer det at ved å introdusere styring av ventilasjon og varmtvannsberedning i tillegg til styring av romoppvarming, får vi en ny effekttopp midt på dagen. De enkle simuleringene som er foretatt viser hvordan kompleksiteten øker ved å introdusere flere tiltak. Det illustrerer også hvordan tiltak for å redusere én effekttopp, kan resultere i at det dannes en ny på et annet tidspunkt.

Innføringen av AMS er et viktig premiss for at forbrukere skal få tilgang til sanntidspriser og dermed insentiver til laststyring. Det har vært gjennomført en rekke piloter i Europa de siste årene, der hovedformålet har vært å øke kompetansenivået både i forhold til teknologi og forretningsmodeller. I 2010 ble det gjennomført en studie av 100 pilotprosjekter som omfattet til sammen 450.000 husholdningskunder (VaasaETT, 2010). Formålet med studien var å avdekke potensialer og begrensninger for ulike tilbakemeldings- og prisingsprogrammer som ble muliggjort av installasjon av smarte målere. Hovedkonklusjonen fra studien er at husholdninger reagerer positivt på dynamiske priser og tilbakemeldinger, og at de aller fleste som deltok opplevde det som nyttig. Det ble imidlertid også observert store ulikheter i oppnådd resultat, noe som i følge rapporten understreker viktigheten av at programmene passer inn i den markedssituasjonen og andre omkringliggende forhold kundene opplever. Installasjon av såkalte In-House Display hadde størst effekt i forhold til redusert energibruk. Dette blir forklart med at kunden opplever at informasjon formidlet via displayet er sanntids informasjon om priser og forbruk, og at de kan se effekt av sine handlinger raskt. Når det gjelder effektbruk, gir såkalte Time-of-Use¹¹ tariffer en begrenset men forutsigbar reduksjon, og den opptrer daglig. Critical Peak Pricing¹² (CPP) og Critical Peak Rebate (CPR)¹³ gir begge en vesentlig større effektreduksjon enn TOU-tariffer.

¹¹TOU (Time-of Use): Pris pr time over døgnet varierer, og er gitt på forhånd.

¹² Critical Peak Pricing (CPP): Prisen i perioder med topplast er vesentlig høyere enn gjennomsnittspris, og kunden kompenseres for dette mot lavere priser i lavlastperioder. Maksimal frekvens og periodelengde er gjerne avtalt på forhånd, og kunden varsles ofte dagen før om at påfølgende dag vil det forekomme høyprisperioder.

Laststyring kan være et viktig virkemiddel for å redusere topplast dersom en har full kontroll på inn- og utkobling av last, og at en er sikker på at det ikke introduseres nye effekttopper på andre tider av døgnet. Det introduseres imidlertid en del usikkerhet som kan være vanskelig å forholde seg til ved vurdering av behov for nye nettinvesteringer. Som et tiltak for varig lastreduksjon er det ut fra vår vurdering kun tiltak for flytting av romoppvarming fra dag til natt som har tilstrekkelig effekt og forutsigbarhet. Utfordringen i forhold til dette tiltaket er om det vil være varig, i og med at dette er tiltak sluttbruker enkelt kan reversere.

Laststyring av prioritert elektrisk forbruk i industrien virker i dag lite attraktivt, og potensialet er satt til null. På tross av at industrikunder ofte har timesmålte anlegg i dag vil det være vanskelig å drive laststyring over tid uten betydelige ekstrakostnader. Dette har minst to begrunnelser. For det første endres produksjonen og aktivitetsnivået seg over tid i takt med markedsutviklingen for produktet, dette gjør det vanskelig å planlegge langsiktig laststyring. For det andre har mange industrianlegg ofte kontinuerlig batch-produksjon hvor produksjonsapparatet i perioder utnyttes fullt ut. I slike bedrifter vil kostnadene knyttet til å flytte produksjonen i tid kunne være betydelige.

6 Nytt effektforbruk

Kort oppsummert: Minst fire forbrukskategorier i tillegg til den generelle forbruksutviklingen vil kunne gi betydelig økt effektforbruk fremover; forbud mot varmtvannsberedere, elbiler, omlegging fra olje til el og serverparker. Disse forbrukskategoriene kan samlet sett gi et økt effektforbruk på mange hundre MW, og alle kategoriene kan hver for seg utgjøre mer enn 100 MW. Utfallsrommet er betydelig og usikkerheten rundt utviklingen er stor.

6.1 Økodesigndirektiv kan tvinge ut varmtvannsbeholdere

Økodesignforskriften trådte i kraft 1. mars 2011. Regelverket som ble innført i Norge følger av EUs økodesigndirektiv¹⁴, som er innlemmet i EØS-avtalen. En rekke produkter må oppfylle nye krav til energieffektivitet for å kunne omsettes innen EU/EØS. Foreløpig er ni produktgrupper omfattet av de nye reglene. Krav til varmtvannsberedere er under behandling i EU. Det er foreløpig uklart hvordan krav til energieffektivitet settes, og hvordan dette vil påvirke utforming av fremtidige varmtvannsberedere. I følge NVE¹⁵ er et mulig utfall at tradisjonelle varmtvannsberedere ikke vil bli godkjent med de nye reglene, noe som vil kunne innebære en overgang til momentanberedning. Effektbehovet for en 200 liters bereder er ca 2 kW. Dersom en i stedet installerer momentanberedning, vil dette bety et effektbehov på 14-23 kW for ett enkelt tappepunkt ved hver tapping. I en husholdning vil det oppstå situasjoner der 2-3 tappepunkter opereres samtidig, noe som derved tilsvarer en effekt på 45-70 kW.

¹³ Critical Peak Rebate (CPR): Dette ligner mye på CPP, men i stedet for å akseptere en langt høyere pris i høylastperiodene, får kunden en avtalt pris for den effektreduksjonen som oppnås relativt forventet effektbruk

¹⁴ Europaparlaments- og rådsdirektiv 2009/125/EF av 21. oktober 2009 om rammene for fastsettelse av krav til miljøvennlig design til energirelaterte produkter.

¹⁵ Working Note to DGTREN from NVE (Fossdal & Bergesen), 31.8.2010

I følge beregninger gjort av NVE vil bare dusjing om morgenen med momentan varmtvannsberedning bety en samlet effektøkning på 4000 MW i Norge¹⁶. Gjør vi en tilsvarende beregning for Oslo og Akershus, vil det tilsvare en samlet effektøkning på nærmere 1000 MW. Resultatene av et slikt virkemiddel vil øke over tid når en stadig større andel av byggene har skiftet ut gammel varmtvannsbereder. Det vil derfor kunne ta 25 – 30 år før effektøkningen når 1000 MW.

6.2 Hva erstatter Oslos oljekjeler?

Ved utfasing av oljekjeler vil fjernvarme og lokale energisentraler dekke den «nye» etterspørselen. Fjernvarme vil kunne dekke hele energibehovet i et bygg, mens lokale energisentraler ofte bygges med en grunnlastteknologi og en spisslastteknologi. Til spisslast er det i dag mest vanlig med el som spisslast. Ofte installeres også el som grunnlast med luft-vann varmepumper eller grunnvarmepumper. Bioolje benyttes i lokale energisentraler i stadig flere offentlige bygg og vil også kunne dekke spisslast. Med et mer velfungerende marked for bioolje med lavere kostnader vil dette kunne bli et konkurransedyktig alternativ.

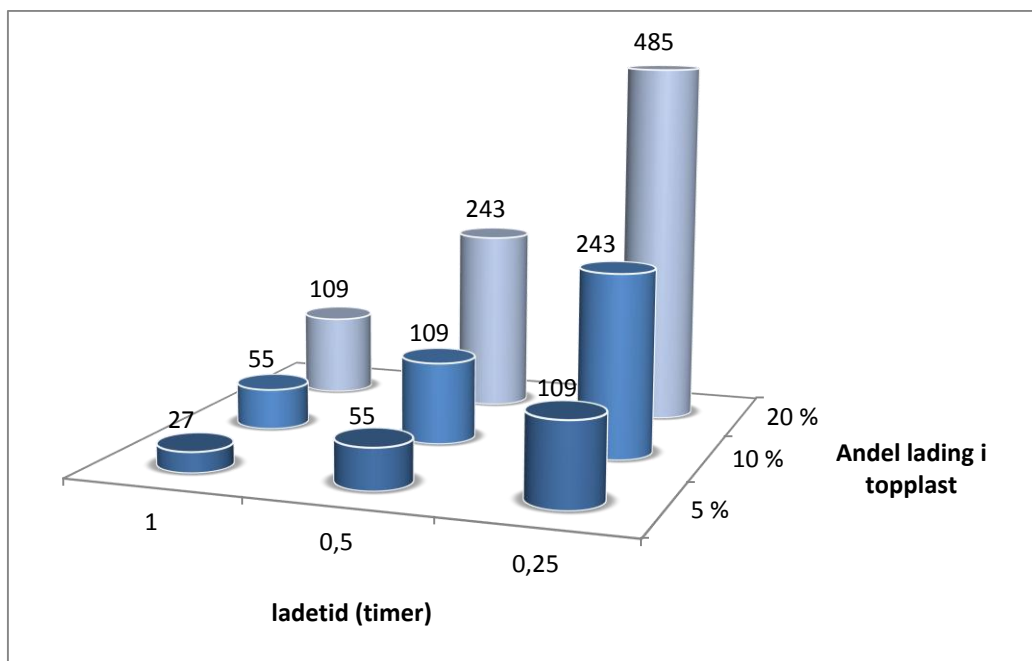
I 2009 hadde næringsbygg og boliger i Oslo til sammen et forbruk på 0,95 TWh oljeprodukter. Hvis vi antar en brukstid på 2000 timer og at alt erstattes av en varmepumpe luft-vann med en virkningsgrad lik 1 kaldeste dag, utgjør dette om lag 475 MW nytt elektrisk effektbehov. Hvis grunnvarmepumper med virkningsgrad på 3 erstatter oljeforbruket, gir dette et nytt forbruk på nær 320 MW hvis elkjel dekker 50 % av makslasten som spisslast.

I tillegg kommer et forbruk på om lag 0,2 TWh oljeprodukter i industrien. Selv om mye av forbruket her antakelig brukes til produksjonsprosesser, og derved har lang brukstid, vil det øke effektbehovet dersom alt skal erstattes med elektrisitet. Akershus har ikke vedtatt tilsvarende mål om utfasing av oljekjeler i bygg. Hvis de gjør det i fremtiden utgjør forbruket i næringsbygg og husholdninger nær 400 GWh, samt om lag 120 GWh i industrien (SSB, 2010).

6.3 Elbiler

Antallet elbiler i 2020 vil være relativt begrenset. Med en vekst i markedsandel på 1 % årlig vil Akershus og Oslo kunne ha om lag 60 000 elbiler i 2020. Med normal lading på 4 timer utgjør dette kun om lag 15 MW i økt effektbehov. Det er imidlertid knyttet stor usikkerhet til fremtidig utbredelse av hurtiglading. Figur 19 viser hvordan effektbehovet til elbiler vil variere i 2020 med ulike ladetider og – mønster.

¹⁶ Forutsetninger: 1 mill dusjinger, samtidighet på 0,2, momentant effektbehov på 20 kW pr dusj



Figur 19 Effektbehov til elbiler i 2020 ved ulike ladetider og -mønster.

Hvis gjennomsnittlig ladetid er en time, vil effektbehovet til elbiler i topplast variere mellom 27 og 110 MW avhengig av hvor stor andel av bilene som lader samtidig. Tilsvarende vil effektbehovet variere mellom 110 og 485 MW 20 % av bilene lader samtidig og har en ladetid på mellom 15 og 60 minutter.

6.4 Serverparker

Norge anses som en attraktiv lokalisering for serverparker på grunn av god tilgang på kortreist og fornybar elektrisitet, kaldt klima, høy forsyningssikkerhet og politisk stabilitet. Hafslund får stadig forespørsler fra markedsaktører om dette. Foreløpig er ingen av de store planene realisert, men slike prosjekter kan gi betydelig lokalt effektforbruk. I flere tilfeller er det henvendelser om prosjekter som vil kunne trenge inntil 100 MW per lokasjon. Dette vil som oftest betinge nytt regionalnett og kanskje også forsterkning av nedtransformeringen fra sentralnettet. Slike datasentre har stor fordel av god tilgang på rimelig kjøling, og lokasjoner blant annet langs Glomma kan derfor være aktuelle.

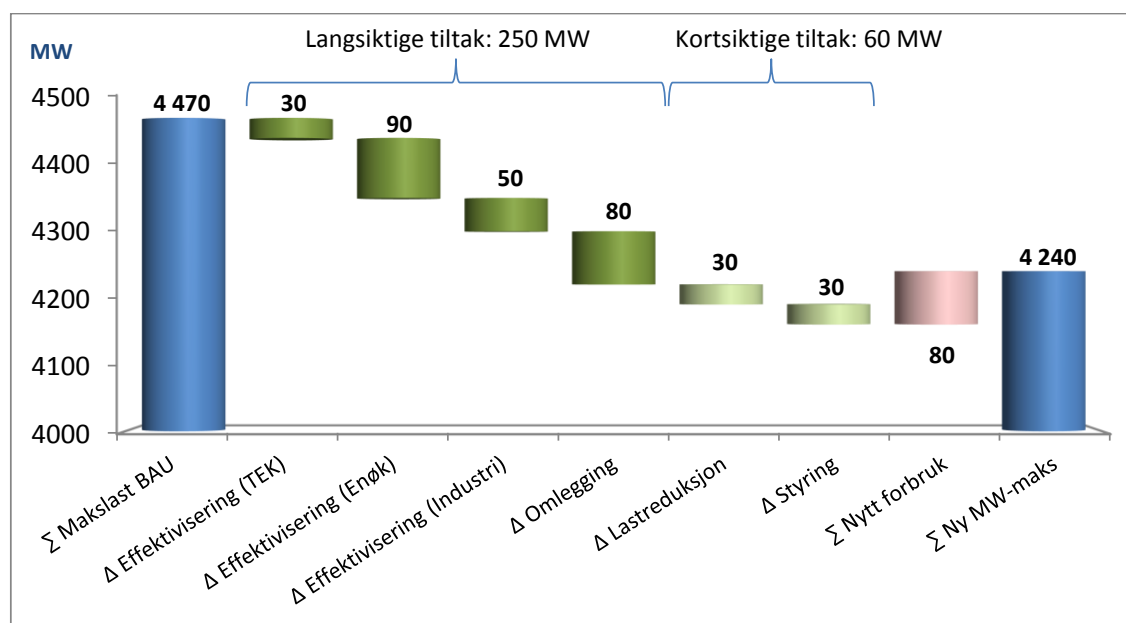
Denne type parker vil være store enkeltprosjekter, og vil mest sannsynlig ha en planleggingshorisont hvor også beslutninger om relevante nettinvesteringer inngår. Blant annet vil det være rimelig å anta at finansiering ved anleggsbidrag vil være aktuelt. Det er dermed neppe relevant å ta muligheten for denne type anlegg inn i den generelle nettplanleggingen.

7 Case 2020: Et ambisiøst, men realistisk scenario

Kort oppsummert: I 2020 er det anslått et potensial for effektreduksjoner på til sammen 310 MW i forhold til referansescenariet. Dette er ansett som et ambisiøst, men oppnåelig potensial. I et såpass kort perspektiv er det tiltak i eksisterende bygningsmasse som har det største potensialet. Tiltak rettet mot ny og rehabilitert bygningsmasse vil derimot få større effekt på lang sikt. Mot 2020 er det også ventet nytt forbruk som elbiler og omlegging fra oljeforbruk til varmepumper som kan utgjøre 80 MW, slik at netto effektreduksjon blir 230 MW.

Her presenteres de samlede potensialene for effektivisering, omlegging og laststyring i 2020. Det er vektlagt at dette skal være et realistisk, men oppnåelig potensial. En mer grundig drøfting av de enkelte tiltakene er gitt i kapittel 4.3 og 6. Med en antakelse om at et bygg totalrehabiliteres bare hvert 65. år vil om lag 70 % av bygningsmassen i 2020 være «urørt»/eksisterende¹⁷. Potensialene for tiltak i eksisterende bygningsmasse er følgelig dominerende i et kort perspektiv.

Figur 20 viser at makseffekten kan reduseres med 200-250 MW innen 2020, og at det er tiltakene omlegging og effektivisering i eksisterende bygg som har de største potensialene på kort sikt.



Figur 20 Potensial for effektreduksjoner i 2020.

Effektivisering: EU-Direktivet om bygningers energibruk fra 2002 ble vedtatt i Norge i 2004. I dette direktivet ligger det et krav om at byggenegiforskriftene skal strammes inn minimum hvert femte år. Byggestandarden TEK 10¹⁸ er allerede vedtatt i Norge. Det sterke politiske fokuset på energieffektivisering i Europa gjør det sannsynlig at også standarder for lavenergi- og passivbygg introduseres i Norge. Tiden frem mot 2020 er likevel knapp. En standard for lavenergibygg kan tidligst vedtas innen 2012, noe som betyr at et gjennomsnittlig bygg vil kunne bygges som et lavenergibygg tidligst i 2016. Dette vil isolert sett gi et effektiviseringspotensial på anslagsvis 30 MW, hvorav 15 MW i Oslo og 15 MW i Akershus. Dette er et potensial som kommer i tillegg til den betydelige effektiviseringen som allerede er vedtatt gjennom byggforskriften TEK 10. Gjennomførbarheten av et slikt tiltak er god og det er sannsynlig av man vil kunne realisere dette potentialet. Standarder for passivbygg antas å tre i kraft etter 2020.

Både i boliger og næringsbygg gjøres mange mindre **enøk-tiltak** i tillegg til hoved-rehabiliteringene. Dette vil være tiltak som er relativt enkle å gjennomføre, og som ikke krever endringer i selv bygningskroppen. Disse tiltakene omfatter dermed ikke det klart største energiformålet som er

¹⁷ Tilsvarende en rate for totalrehabilitering på 1, 5 %. Dette samsvarer med forutsetningene i Lavergitvalget og Dokka (2009).

¹⁸ I overgangsperiode fra 01.01.2010 har både TEK 07 og TEK 10 vært gjeldende, fra 01.07.2011 må man bygge etter TEK 10.

romoppvarming. Effektivisering av belysning, teknisk utstyr, ventilasjonsluft samt vifter og pumper vil kunne redusere effektbehovet i et gjennomsnittlig bygg med om lag 20 %. Med en aktiv politikk som fremmer denne type tiltak burde det være mulig å oppnå at 2 % av byggene årlig gjennomgår en slik effektivisering, som utgjør 20 % av bygningsmassen i 2020. Dette vil kunne utgjøre en effektreduksjon på til sammen 90 MW, hvorav 50 MW i Oslo og 40 MW i Akershus. Deler av en slik effektivisering vil komme av seg selv ved at utstyr foreldes. For å realisere det fulle potensialet kreves sannsynligvis aktive virkemidler. Eksempel på virkemidler kan være informasjonskampanjer, investeringsstøtte, skattefradrag for gitte typer investeringer, standarder og påbud om ytelse for lyspærer og teknisk utstyr, innbytteordning for gammelt utstyr og hvite sertifikater.

Effektforbruket i **industrien** kan dekomponeres til forbruk i kontorbygg og forbruk i prosess. Forbruket knyttet til kontorbygg vil sannsynligvis kunne gjennomgå samme effektivisering som øvrige bygg. Dette vil kunne gi effektreduksjoner på 15-25 MW i 2020. Realiserbarheten i dette potensialet er noe mer usikkert enn for kontorbygg generelt fordi tidshorizonten i industrien ofte er kort. Aktuelle tiltak for å realisere potensialet vil være de samme som for kontorbygg. For prosessforbruket virker det oppnåelig med en årlig effektiviseringsrate på 1 %, noe som kan gi effektreduksjoner på 25-40 MW. Informasjon og økt fokus på effektivisering er sannsynligvis de viktigste virkemidlene for å realisere effektivisering av prosessforbruk. Samlet kan industrien med dette bidra med 40-75 MW effektreduksjoner.

Omlegging og lastreduksjon vil være aktuelt i både små og store bygg. Det mest nærliggende tiltaket som også har det største tekniske potensialet utgjøres av små bygg med både vedfyring og elektrisk oppvarming, som sannsynligvis kunne økt sin vedfyring de dagene med anstrengt nettkapasitet. Utfordringen med vedfyring er at det kreves kontinuerlig påfyll av ved. Det finnes avanserte ovner med matesystem, men disse er kostbare og lite utbredt i dag. Samtidig omfatter slike tiltak svært mange små forbrukere. Denne typen tiltak vil sannsynligvis være avhengig av at en tredjepart opptre som en aggregator. Hvis 10 % av de som i dag har både vedovn og direkte elektrisk oppvarming bruker sin vedovn eller pelletskamin til å dekke halvparten av varmebehovet de kaldeste dagene, vil dette kunne gi lastreduksjoner på om lag 30 MW. Dette vil komme i tillegg til alle som allerede i dag fyrer med ved de kaldeste dagene. Hvis i tillegg alle store bygg som installerer lokale energisentraler installerer kjeler for bioolje eller lignende som topplast istedenfor en elkjel, vil dette utgjøre et omleggingspotensial hvor effektreduksjoner reduseres ytterligere 90 MW. Potensialet er altså betydelig, men utfallsrommet og usikkerheten er stor. En realisering av disse potensialene vil sannsynligvis også kreve aktive virkemidler. For omlegging av spisslast fra elkjel til bioolje vil utvikling av markedet for bioolje og samt investeringsstøtte være mulige virkemidler. Både økt vedfyring og økt forbruk av bioolje vil gi økte partikkelutslipp, og denne ulempen må vektas opp mot fordelene. En utfordring vil være å sikre at ved erstatter elektrisitet på de rette tidspunktene. AMS og sanntidsinformasjon om priser vil være et viktig premiss for å gi forbrukerne insentiver. Dynamiske nettariffer i form av effekttariffering kan bidra til å styrke insentivene.

Styring: Fra og med 2017 skal samtlige forbrukere ha installert AMS, og vil dermed kunne ha et insentiv for å tilpasse forbruket etter døgnvariasjoner i prisen. AMS er en nødvendig, men ikke tilstrekkelig, forutsetning for at flytting av forbruk over døgnet skal skje. For en vanlig forbruker er det i dag lite å spare på å flytte forbruk fra dag til natt. Frem mot 2020 anes det som lite sannsynlig at døgnvariasjonene i strømprisen vil bli tilstrekkelig store til at laststyring skal få god lønnsomhet. Likevel kan man tenke seg at nettselskapene vil utforme tariffer som kan variere over døgnet,

eksempelvis som en effekttariff omvendt proporsjonal med belastningen i nettet. Sammen med en teknologisk utvikling som gjør at laststyring ikke får noen komfortmessige konsekvenser vil dette likevel kunne bidra til å flytte noe last fra dag til natt. Hvis halvparten av nye bygg i 2019 og 2020 installerer både night storage heaters, styring av ventilasjonsluft og varmtvannsberedere vil det kunne gi en effektreduksjon på 60 MW samlet sett. Det er imidlertid tidlig å si noe om dette er realistisk å få til. Samtidig er det viktig å huske på at dette er tiltak som forbrukeren kan velge å reversere på kort varsel. Vi velger likevel å inkludere halve potensialet for å synliggjøre mulighetene som kan introduseres med ny teknologi. Effektprising, påbud om eksempelvis night storage heaters og investeringsstøtte er eksempler på virkemidler.

Nytt forbruk: Økt satsing på elbiler er forventet å gi et økt effektbehov. Det virker imidlertid sannsynlig at hurtiglading, og da spesielt i topplast, vil få en pris som reflekterer belastningen på strømmettet. Dette vil gjøre det lønnsomt for forbrukere heller å lade bilen over noe lengre tid, og dette gjør at effektbehovet for elbiler er antatt kun å øke med 15 MW i 2020. Utfasingen av oljekjeler i Oslo er ventet å medføre økt effektbehov ved at en andel av husholdningskundene velger luft-vann varmepumper. For småhus er det sannsynlig at varmepumper vil ta en betydelig andel av oljekjelenes tidligere markedsandeler i områder hvor fjernvarmen ikke kan levere på konkurransedyktige betingelser. Hvis 25 % av husholdningene velger dette, vil det gi et økt effektbehov på 60 MW i Oslo. Det er videre antatt at Norge får fritak fra EU-forbudet mot større elektriske varmtvannsberedere og at det ikke etableres større serverparker/nettskyer som vil kreve nye utbygginger. Utfallsrommet og usikkerheten rundt dette er betydelig. Effekttariffer kan være et virkemiddel for å unngå at storskala hurtiglading av elbiler gir store nettutfordringer. Tilrettelegging for og støtte til batteribanker kan være andre tiltak for å dempe effektbelastningene i nettet og samtidig tilrettelegge for elbiler. Videre kan det arbeides mot EU for å unngå et forbud mot elektriske varmtvannstanker.

Tabell 8 Oppsummerer potensialene for henholdsvis Oslo og Akershus og indikerer utfallsrom og realiserbarhet for de ulike tiltakene. Usikkerheten i anslaget er vist i siste kolonne i tabellen.

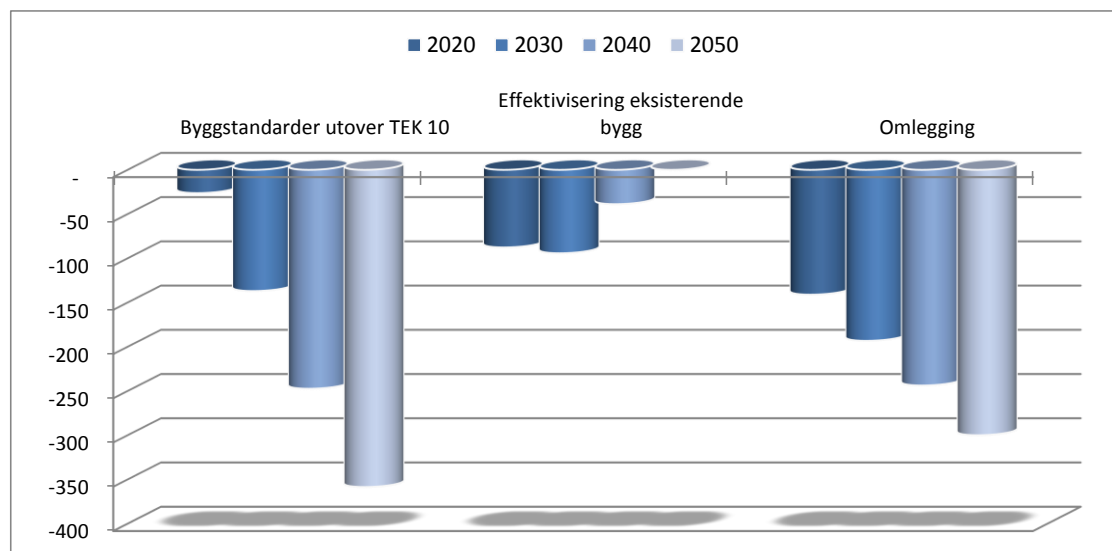
Tabell 8 Oppsummering av potensialer for effektreduksjoner i 2020.

Δ MW 2020	Oslo	Akershus	Totalt	Realiserbarhet	Utfallsrom
Effektivisering (TEK)	15	15	30	God	20-70
Effektivisering (Enøk)	50	40	90	God	40-140
Effektivisering (industri)	25	25	50	Usikker	40-70
Omlegging	50	30	80	God	10-90
Lastreduksjoner	10	20	30	Usikker	0-200
Laststyring	20	10	30	Usikker	0-60
Sum effektreduksjoner	170	140	310		110 - 630
Nytt forbruk	(-65)	(-10)	(-75)	Usikker	(-250) - 0
Nettoeffekt	105	130	235		(-140) - 630

8 Utviklingen fra 2020 mot 2050

Kort oppsummert: *Tiltak rettet mot nye og rehabiliterte bygg kan gi store effektreduksjoner på lang sikt. Standarder for passivbygg og energiomlegging kan redusere effektbehovet i bygg med 650 MW i 2050. Effektiviseringstiltak som i dag gjennomføres i eksisterende bygg vil ha liten effekt i et så langt perspektiv, ettersom de aller fleste hus enten er nye eller gjennomgått rehabilitering.*

Figur 21 angir potensialet for effektivisering i bygg frem mot 2050 og viser hvordan tiltak i eksisterende bygningsmasse har betydelig effekt på kort sikt, men blir mindre viktig på lang sikt.



Figur 21 Potensial for effektreduksjoner i bygg mot 2050.

Byggstandarder: Hvis standard for lavenergibygg og passivbygg får virkning fra 2016 og 2021, vil dette kunne gi effektreduksjoner på om lag 350 MW¹⁹ i 2050. Dette understreker at selv om tiltaket har svært liten effekt i 2020, er det et virkemiddel med effekter i en størrelsesorden som er viktig å ta innover seg ved planlegging av fremtidige nettutbygginger.

Effektivisering: Tiltak i eksisterende bygg har betydelig effektreduserende virkning på kort sikt. På lang sikt vil derimot bygningsmassen skiftes ut eller gjennomgå en rehabilitering. På lang sikt ville man altså oppnådd denne effektiviseringsgevinsten med andre virkemidler. Effektivisering i eksisterende bygningsmasse er derfor grovt sagt en måte å fremskynde en effektivisering som vil komme på sikt.

Omlegging: I 2020 utgjøres potensialet for omlegging både av tiltak i eksisterende boliger og tiltak i nye større bygg. Veksten fra 2020-2050 utgjøres av nye store boliger som konverterer til vannbåren varme, og som kan erstatte elektrisitet til topplast med for eksempel bioolje.

Laststyring: I 2020 er potensialet vurdert til å være både usikkert og lavt. Usikkerheten rundt disse potensialene vil være stor også etter 2020. Muligens vil ny teknologi og en gradvis tilvenning hos forbrukerne kunne gi et økende potensial for effektreduksjoner, slik vi så i Tyskland fra 1960 til 2000 (Figur 28). Det understrekes at drivkreftene bak den realiserte forbruksendringen i Tyskland antakelig var betydelig sterkere enn insentivene vi har i Norge i dag. Det er et betimelig spørsmål om verdien av sparte nettinvesteringer i seg selv er tilstrekkelig til å skape sterke nok incentiver til utbredt laststyring hos sluttbrukerne.

Industri: Potensialet for ytterligere effektivisering i industrien etter 2020 er vanskelig å kvantifisere. Det vil imidlertid være rimelig å tro at det fremdeles vil være effektiviseringsgevinster å hente ut, både for bruk i kontorbygg og til prosess.

Nytt forbruk: Elbiler vil sannsynligvis fortsette å ta markedsandeler i den totale bilparken etter 2020. Effektbehovet til denne typen forbruk vil derfor sannsynligvis fortsette å stige. Teknologiutviklingen relatert til batterier og lading skjer nå i et høyt tempo. Usikkerheten knyttet til utbredelse av hurtiglading muligheter for batteriparker vil derfor kunne være noe mindre i 2020 enn i dag.

9 Konklusjoner Del 1

Denne rapporten har vurdert potensialet for effektreduserende tiltak som alternativer til nettutbygging i Oslo og Akershus. Det tekniske potensialet for effektreduksjoner er anslått til hele 1400 MW i forhold til referansescenarioet i 2020. Både de praktiske, økonomiske og tekniske barrierene er mange og et mer realistisk anslag er 310 MW. Også dette er et ambisiøst anslag, og det må gjennomføres en rekke tiltak i alle sektorer for å realisere dette. Samtidig er det sannsynlig at nytt forbruk vil komme og gi en lavere netto effektreduksjon.

¹⁹ Dette resultatet er på lang sikt sensitivt for valg av rehabiliteringsrate. Det er i disse beregningene antatt en rate for totalrehabilitering på 1,5 %. I rapporten Energi- og effektprognoser for Nettplass Stor-Oslo skrevet våren 2011 ble det antatt en høyere rehabiliteringsrate på 2,3 %. Potensialet presentert her er derfor mindre enn det ville vært med forutsetningene gjort da.

Når det introduseres tiltak for effektivisering og omlegging i byggsektoren tar det lang tid før resultatene materialiseres. Dette er både fordi det tar lang tid før bygningsmasse skiftes ut, og fordi det er svært mange mindre aktører som skal gjennomføre tiltak. Potensialene for effektreduksjoner på kort sikt (2020) er derfor i stor grad knyttet til mindre omfattende tiltak i eksisterende bygningsmasse. Allerede innførte virkemidler for effektivisering slik som TEK 10, krav til 60 % fornybarandel i nye og rehabiliterte bygg over 500 m² og tilknytningsplikt for fjernvarme vil dempe veksten i forbruket av elektrisk effekt frem mot 2020. Potensialene presentert her kommer i tillegg til dette.

Ytterligere effektiviseringstiltak kan gjennomføres på alle energiformål og i alle forbrukskategorier. Omlegging av spisslast i lokale energisentraler er relevant i nye store bygg. Det realistiske potensialet for effektivisering og omlegging i 2020 er anslått til 250 MW. Disse tiltakene reduserer det fundamentale energi- og effekt behovet på lang sikt og er derfor godt egnet for å inkluderes i den langsiktige nettplanleggingen. Lastreduksjoner og laststyring er best egnet på de termisk trege lastene som romoppvarming, varmtvann og ventilasjonsluft, og det realistiske potensialet er anslått til 60 MW i 2020. Effektreduksjonene som oppnås med denne type tiltak kan være usikre på lang sikt, ettersom mange av tiltakene relativt enkelt kan reverseres av forbruker. For nettutbygger er det derfor mer risikabelt å planlegge for effektreduksjoner oppnådd ved laststyring enn effektivisering. Denne typen tiltak kan med riktig utformede avtaler imidlertid gi sikre effektreduksjoner på kort sikt, og kan være et godt tiltak for å utsette allerede planlagte nettinvesteringer.

Innføring av fundamentale tiltak i bygg vil samlet sett ha begrenset virkning i 2020, nettopp på grunn av at det tar lang tid å realisere gevinstene av tiltak. Av de raskeste tiltakene å gjennomføre er energiomlegging. Dette kan enklest skje på to måter. I eksisterende boliger kan de som i dag både har installert vedovn og eloppvarming kan øke sitt vedforbruk de kaldeste dagene. I store nye bygg kan det benyttes topplastteknologier som ikke baseres på elektrisitet, eksempelvis bioolje.

Utvides tidshorisonten mot 2050 får virkemidlene rettet mot nye og rehabiliterte bygg en langt viktigere rolle. Hvis lavenergibygg innføres i 2016 og passivhus i 2021, kan effektbehovet i 2050 reduseres med 350 MW. Dette potensialet er sensitivt for valg av rehabiliteringsrate. Det vil imidlertid alltid være usikkerhet relatert til hvordan byggene faktisk bygges og brukes, med dette viser at enkelttiltak kan gi store effektreduksjoner på lang sikt.

Virkemidler rettet mot energibruk og effektivisering kan også bidra til økt forbruk av elektrisk effekt. Elbiler øker stadig sine markedsandeler, og hvis hurtiglading blir utbredt vil effektbehovet bli betydelig. EUs potensielle forbud mot elektriske varmtvannsberedere kan også få betydelige konsekvenser for forbruket av elektrisk effekt i Norge. Utfasing av fyringsolje i Oslo vil sannsynligvis gi økt elforbruk ved at varmepumper dekker noe av dette. Nye serverparker kan også være aktuelt. Hver for seg kan alle disse fire forbrukskategoriene gi et økt effektbehov på mer enn 100 MW, samlet sett kan konsekvensene bli betydelige.

DEL 2: Samfunnsøkonomiske analyse

10 Samfunnsøkonomisk vurdering av utbyggingsalternativer

10.1 Problemstilling og analysens innhold

Kort oppsummering: Det er sentralt å vurdere hvorvidt alternativer til nettutbygging kan bidra til å redusere effektbehovet i så stor grad at man med forsyningssikkerheten i behold, kan redusere eller utsette visse oppgraderinger i nettet. Samfunnets krav om sikker og robust energiforsyning er økende, og det er gode grunner til å anta at den samfunnsøkonomiske kostnaden ved å stå med for liten kapasitet i nettet i de timene hvor effektbehovet er størst, vil kunne være langt høyere enn kostnaden ved å stå med for høy kapasitet i de øvrige timene.

10.1.1 Verdien av forsyningssikkerhet

Å anslå samfunnets verdsetting av tilstrekkelig forsyningssikkerhet er i beste fall utfordrende. Mange samfunnsfunksjoner er kritisk avhengig av et velfungerende kraftnett og en pålitelig kraftleveranse. Kortvarige utfall av tilgangen på kraft kan anses som mindre problematisk for de fleste kundegrupper. De fleste kunder med svært kritisk kraftavhengighet vil ha permanente og automatisk reserveløsninger i beredskap, i hvert fall for de mest kritiske delene av sitt forbruk. Imidlertid bør det tas med at for eksempel sykehus ikke har nok reserve for alle formål og at beredskapen generelt er svært varierende. I tillegg vil det variere over året (med temperaturer) hvor alvorlige konsekvenser et utfall vil få, og over tid vil utfall kunne skape problemer både for husholdninger og næringskunder, og innebære en risiko for at kritiske og livsviktige samfunnsfunksjoner stopper opp. Ved langvarige bortfall av kraftforsyning kan det genereres betydelige samfunnsøkonomiske tap knyttet til kostnader som påfaller tredjepart og risiko for liv og helse.

I de tilfellene hvor de eksisterende prismekanismene i kraftmarkedet (Elspot, Elbas og RK) konfronteres med kapasitetsbegrensninger i tilbudet vil markedsprisen stige. For å få en forståelse av hvordan effekt prissettes under knapphet, er det interessant å se på hvilken informasjon som ligger markedsprisene i knapphetssituasjoner:

- a) Økningen i prisene reflekterer langt på vei markedsaktørenes verdsetting av effekt, men dette vil avhenge av hvor godt forberedt aktørene er på knapphetssituasjonen. Dersom man i god tid på forhånd vet at knapphet vil oppstå, så kan man tenke seg at en del aktører tilpasser seg dette ved å legge til rette for mer fleksibilitet i forbruket. Dersom forbrukeren, og eventuelt produsentene, ikke er godt forberedt på økningen i overføringsbehov, så vil den resulterende prisen bli forholdsvis høy, og da muligens høyere enn samfunnets betalingsvilje for effekt. Man kan rimeligvis argumentere for at den høye prisen fanger opp kostnaden ved å stå i beredskap, og i så fall vil prisene gjenspeile betalingsviljen. Prisen vil i dette tilfelle i hvert fall ikke være for lav.
- b) Dersom netteier velger å drive nettet med redusert driftssikkerhet i en periode for å få frem mer kraft til forbrukerne (bedre utnyttelse av nettet), så vil prisen i knapphetssituasjoner bli lavere enn i alternativ a).
- c) Prisene avhenger av de definerte prisområdene. Hvis områdeinndelingen er for grov, så vil prisen være for lav for aktørene i knapphetsdelen av ett område. Interne flaskehalser kan

løses ved bruk av motkjøp, og man vil da kunne oppnå at aktørene i motkjøpsmarkedet møter korrekt pris. Dette betinger at netteier ikke på forhånd har redusert driftssikkerheten.

Kravet til driftssikkerhet (N-1) brukes både som drifts- og investeringskriterium i nettet, og innebærer av vi i realiteten svært sjeldent treffer reelle kapasitetsgrensen i nettet. Dette kravet til driftssikkerhet innebærer åpenbart en merkostnad for samfunnet, og kostnaden ved denne sikkerhetsmarginen kan tolkes som samfunnets betalingsvilje for forsyningssikkerhet *utover* de observerbare prisene. Ved drift på N-1, så vil dermed kraftprisen og nettariffene til sammen kunne gi et nokså korrekt signal om den marginale verdien av effekt.

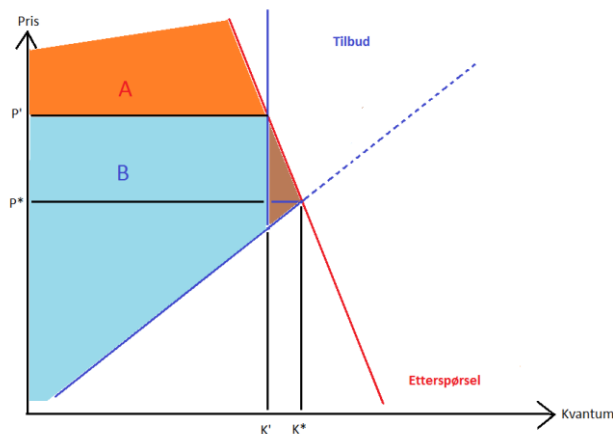
Vi vet samtidig at betalingsviljen for effekt helt åpenbart kan variere på tvers av forbruksgrupper. Blant annet vet vi at enkelte store industrianlegg kun har en radial forsyning og således har valgt ikke å betale for N-1. Det som er viktig å ha klart for seg er at forsyningssikkerhet i liten grad kan privatiseres, og ligger i nærheten av det man kan kalle et kollektivt gode. Nettselskapene må investere i nødvendig ekstrakapasitet som kan komme alle til gode. Hvor mye ekstrakapasitet som er nødvendig avhenger i sin tur av hvor fleksibelt forbruket er.

10.1.2 En enkel figurbetraktning

Den samfunnsøkonomiske effekten av et tiltak i kraftmarkedet kan illustreres i et konvensjonelt markedskryss²⁰ som i Figur 22 nedenfor. Etterspørselskurven er fallende og gjenspeiler at forbruket av elektrisitet typisk øker dersom prisen faller. Kurven har en bratt helning og innebærer at forbruket reagerer lite på prisendringer på kort sikt (uelastisk etterspørsel). Tilbudskurven er stigende i pris og fanger opp den langsiktige nettkostnaden for eksisterende kapasitet. Den vertikale delen av tilbudskurven definerer nettets kapasitet.

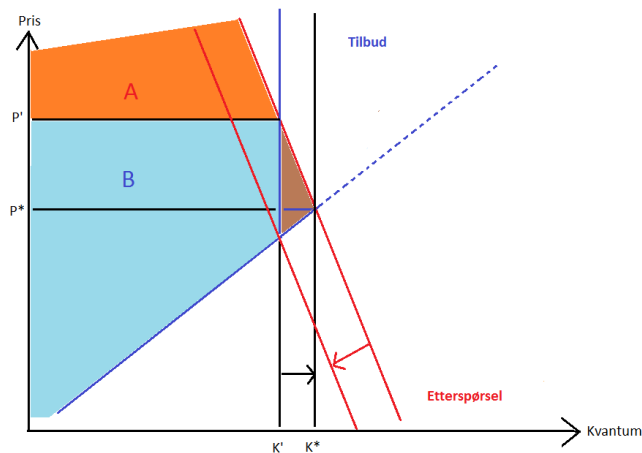
Ser vi innledningsvis bort i fra begrensninger i overføringsnettet, vil markedslikevekten være definert der etterspørselskurven skjærer den stiplede delen av tilbudskurven. Likevektsprisen er da gitt som P^* og tilsvarer den marginale betalingsvilligheten for omsatte likevektskvantumet K^* . Det samfunnsøkonomiske overskuddet kan sees som summen av arealene A og B i figuren (inkludert de brune områdene lengst til høyre). Overskuddet skal forstås som den marginale produksjonskostnad fratrasket den marginale betalingsviljen i markedet.

²⁰ Figurene her er ment å illustrere situasjonen i en gitt topplasttime, og er ikke ment å skulle fange opp dynamikken i markedet.



Figur 22 Dødvestap ved begrensninger i tilbudet

Høy pris i likevekt er i seg selv ikke grunn til å utvide nettets kapasitet. Utfordringen ligger i situasjoner der nettet ikke er stort nok til å dekke etterspørselen, for eksempel pga overbelastning på enkeltlinjer. Dette fører til at tilbudskurven knekker, slik at tilbudskurven blir vertikalt og fullstendig uelastisk. Når skranken i tilbudet er bindende, dekkes ikke markedets etterspørsel av eksisterende tilbud. I figuren har man da en likevekt for $P' > P^*$ til kvantumet $K' < K^*$.



Figur 23 Utvidet nett eller redusert effektetterspørsel

Kapasitetsskranken gir et samfunnsøkonomiske tap lik trekanten til høyre for kvantum K' . Den samfunnsøkonomiske kostnaden ved mørklegging og eventuell rasjonering, kan bli enorm dersom utfallet har en viss varighet. KILE er en metodikk som gir numeriske estimater på de direkte kostnadene ved avbrudd, men fanger ikke opp kostnader hos tredjepart. Generelt har vi liten systematisk kunnskap om disse indirekte kostnadene.

I Figur 23 ser vi på to prinsipielt forskjellige måter å begrense det samfunnsøkonomiske tapet. Ved å bygge ut og oppgradere nettet vil man flytte tilbudsskranken utover i figuren (knekk lengre til høyre). Det samfunnsøkonomiske tapet reduseres, eventuelt elimineres avhengig av hvor mye tilbudet øker. En alternativ måte å redusere tapet ser man for eksempel ved å gjøre tiltak som reduserer

etterspørselen i topplasttiden (etterspørselskurven skifter innover). Spørsmålet er hvorvidt mulige etterspørselsreducerende tiltak vil være *treffsikke* nok til at man, med forsyningssikkerheten i behold, kan velge å redusere omfanget av fysiske oppgraderinger i nettet. I resten av dette kapitlet står nettopp denne vurderingen sentralt.

10.1.3 Fokus i analysen

Hovedprosjektet Nettplan Stor-Oslo skal presentere et utbyggingsalternativ for overføringsnettet i området. På ett plan handler dette om å vurdere nettmessige løsninger opp mot hverandre, noe som krever teknisk innsikt og kompetanse, samt god kjennskap til kraftflyten og nettstrukturen i området. På den annen side må man danne seg et bilde av hvordan kraftflyt og effektbehov vil utvikles over tid i det relevante området. Det er her vurderingen av potensialet for alternativer til nettutbygging kommer inn. Både den tekniske og samfunnsøkonomiske vurderingen av ulike alternativer handler om å kartlegge hvilke forutsetninger som til syvende og sist skal legges stil grunn for det endelige utbyggingsalternativet. Vi er imidlertid ikke kommet dit hen at vi kan regne på ulike konkrete alternativer for nettinvesteringer på dette. I denne rapporten har målsetningen derfor vært å finne en mal eller metode for det arbeidet som ligger frem i tid.

Utviklingen av forbruket avhenger blant annet av hvilke tiltak som i tiden fremover innføres for effektivisering, energiomlegging og laststyring. Rapporten har så langt vektlagt å finne frem til realistiske alternativer til nettutbygging, og gir anslag på potensialet for redusert effektbehov. Dette potensialet vil nødvendigvis tas inn i forutsetningene som ligger til grunn for arbeidet med å utvikle en investeringsplan for Oslo og Akershus. De foreslåtte alternativer kan ha potensial for å utsette og/eller overflødiggjøre visse oppgraderinger i nettet, og kan i teorien innebære store økonomiske besparelser. Bidraget i denne rapporten skal kunne benyttes som faglig underlag i fase 3 av hovedprosjektet. Det er derfor lagt vekt på å belyse metodiske og faglige relevante aspekter og problemstillinger, som bør ligge til grunn når endelige investeringsalternativer skal vurderes. Både nå og på senere tidspunkt vil det foreligge til dels store metodiske utfordringer knyttet til å tallfeste en rekke kostnads- og nyttevirksomheter, og ikke minst er det utfordrende å kvantifisere graden av usikkerhet i de anslagene som gis på effektreduksjoner.

10.2 Insentiver og virkemidler for effektreduksjon

Kort oppsummering: For å innlemme alternativer til nettutbygging i sine prognoser og planer for utvidelser i kraftnettet, er netteier avhengig av høy sikkerhet knyttet til tiltakenes virkning. Usikkerheten knyttet til hvor store effektreduksjoner man oppnår ved gjennomføring av ulike tiltak rettet mot forbrukssiden, henger sammen med graden av insentiver hos brukerne til faktisk å redusere sitt forbruk. Tradisjonelt sett påvirker ikke Statnett markedet aktivt, og kostnadsnivået vil i mange tilfeller være begrensende for gjennomføringen av mulige tiltak.

10.2.1 Betaling for redusert effektbehov

Ett mulig virkemiddel for å skjerpe forbrukets insentiver til energieffektivisering ligger i å skape et marked for nedregulering med for eksempel lengre utkoblingsperioder enn RKOM, enten basert på automatisk eller manuell utkobling. Man kan eventuelt tenke seg et RKOM-lignende marked som fungerer som en ren, lokal kopi. I dette tilfellet må man operere med helt andre minimumsgrenser for kjøp enn normalt for at dette skulle ha en virkning og aktører i området skulle ha mulighet til å delta. Alternativt må man åpne for at tredjepart går inn som mellommann mellom Statnett og den enkelte forbruker som en aggregator. Det som bør legges til her er selvsagt at dersom varmelastene i økende grad går over på fjernvarme, så vil det bli færre og færre potensielle leverandører av slike nedreguleringer.

10.2.2 Føringer på bruk av ENOVA-avgift

Et mulig virkemiddel er selvsagt at det legges føringer på bruken av den ettøringen per kWh som i dag går til Enova. Man kan i økende grad bestemme at deler av disse pengene skal gå til effektreduserende tiltak. Det gjøres i noen grad allerede, men ikke i husholdningsmarkedet. Etterisolering er for eksempel et ganske sikkert råd som det allerede fokuseres på, men det gir ikke noe presis reduksjon i makslast. På den annen side er det klart at dersom netteier la til rette for etterisolering av halvparten av boligene i Oslo, så ville makslasten rimelig sikkert gå ned. Det er selvsagt vanskelig å si akkurat hvor mye. Vi kommer med stor sannsynlighet i den situasjonen at det både på kort og lang sikt vil være rimeligere (mer kostnadseffektivt) å bygge ut nettet.

10.2.3 Endringer i nettleiens utforming

En mulighet er at netteier tilpasser nettariiffene på en slik måte at insentivene til effektiv energibruk øker i knapphetssituasjoner. Det blir stadig hevdet at fastleddet i D-nettet ligger altfor lavt slik det er i dag, og det variable leddet er vesentlig høyere enn den marginale kostnaden for bruken av nettet. Et krav om at det variable leddet kun skal dekke marginaltap, må nødvendigvis innebære at fastleddet i tariffen må bli vesentlig høyere enn hva det er i dag. Man kunne for å skjerpe insentivene innføre et krav om at fastleddet skal ligge på et nivå y kr per ampere hovedsikring – eller x kr per W i makslast for husholdningen. Dette er en tariffutforming som med stor sannsynlighet vil ha insentiveffekter på forbruket. Skal man ta i bruk en slik løsning er dette imidlertid noe som vil kreve en grundig gjennomgang.

10.3 Samfunnsøkonomiske nytte- og kostnadseffekter

Kort oppsummering: Gjennomføring av effektreduserende tiltak vil kunne ha betydning for investeringsbehovet i nettet i tiden fremover. Når investeringsbehovet endres, vil også de samfunnsøkonomiske konsekvensene av investeringene endres. Vi må her skille mellom de virkningene som kan prissettes og således tas direkte inn i kontantstrømmen i prosjektkalkylene, og

de virkningene som ikke direkte kan kvantifiseres og derfor vil være gjenstand for en mer kvalitativ vurdering. Viktige prissatte virkninger relateres seg til endringer i investerings- og rentekostnader, kostnader ved gjennomføring og implementering av alternativer til nettutbygging, og drifts- og vedlikeholdskostnader. Virkninger som ikke kan prissettes i like stor grad relaterer seg blant annet til miljøkonsekvenser, verdien av båndlagte og/eller frigitte arealer, støy i anleggsperioden osv.

10.3.1 Prissatte virkninger

Samfunnsøkonomiske virkninger av ulike alternativer til nettutbygging som relativt enkelt lar seg kvantifisere, knytter seg til blant annet til sparte investerings- og rentekostnader ved utsatt eller redusert investeringsbehov. Dette er i så fall noe som skal tillegges nyttesiden av prosjektet. Hvorvidt ulike effektreduserende tiltak innebærer en utsettelse eller en reduksjon i investeringene, er på sin side ikke et helt trivielt spørsmål. Anta for eksempel at undersøkelser og studier av effektreduserende tiltak finner at forbruket i topplast kan reduseres med anslagsvis 300 MW. Samtidig kan det være slik at ethvert tiltak på nettsiden øker kapasiteten med mer enn 1000 MW. I så fall vil tiltaket ikke være stort nok til å fungere som et reelt alternativ til nettutbygging. Tiltak på forbrukssiden er da kun egnet til å kjøpe seg tid. Muligheten for å utsette en investering er for så vidt verdifullt (opsjon) – men selve netttiltaket vil på sikt være uunngåelig. Nettopp slike mulige kostnadsvirkninger vil kunne vise seg i bli svært sentralt i den samfunnsøkonomiske vurderingen, og dermed ha betydning for hvorvidt netteier bør initiere tiltak for effektreduksjoner. Det må gjøres nærmere undersøkelser for å avklare hvorvidt et mulig tiltak er egnet til å utsette eller alternativt å erstatte planlagte utvidelser i nettet. Betydningen av kostnadsstrukturen i nettprosjekter diskuteres i mer detalj i kapittel 10.4.4.

På kostnadssiden tilkommer det i varierende grad ulike implementeringskostnader. Blant annet vil effektreduserende tiltak som tar sikte på å endre adferd kunne generere kostnader forbundet med informasjonsarbeid, holdningskampanjer, logistikk osv. Enkelte tiltak medfører også konkrete investeringskostnader i form av utstyr, ombygging, arbeidskraft osv. Tiltakene vil ha varierende grad av drifts- og vedlikeholdskostnader.

Det må også tas med i kalkylene at når forbruket av elektrisitet effektiviseres, så vil verdien av hver kWh konsumert bli høyere. Dersom tiltakene for energieffektivisering faktisk virker etter hensikten, så blir rimeligvis verdiskapning per kWh høyere i gjennomsnitt. La oss for eksempel anta at et bygg får installert varmepumpe som reduserer energibruk til oppvarming med eksempelvis 50 prosent. Nytte per kWh er da dobbelt så stor. Nyten av å ha oppvarmet hus er rimeligvis den samme som før, men man oppnår denne nytten ved bruk av mindre energi, og altså er nytten per kWh høyere. I tillegg kommer verdien av at energien som følgelig frigis kan benyttes i produksjon av andre varer/tjenester andre steder i økonomien. Dette innebærer på den ene siden at det samfunnsøkonomiske tapet ved eventuelle avbrudd blir større fordi hver kWh blir mer verdifull. På den annen side blir tapet ved avbrudd selvsagt dempet ved at det for eksempel foretas effektbesparende tiltak som også gjør at man tåler avbrudd bedre (for eksempel etterisolering av hus).

Et viktig kostnadselement i lønnsomhetsberegninger av nettinvesteringer er knyttet til nettopp avbrudd. En kvantifiserbar størrelse i denne sammenheng er KILE-kostnad. Den faktiske KILE-kostnaden er allikevel ikke så relevant forhold til å vurdere ulike alternativer i denne sammenhengen. Det som er relevant her er jo først og fremst å se på om det for ulike tiltak, er slik at sannsynligheten for effektreduksjonen er så stor at man med rimelig sikkerhet redusere investeringene, *uten* at KILE

blir høyere enn i alternativer med mer utbygging. Utgangspunktet er at avbrudd stort sett skal unngås, og at kostnadene knyttet til avbrudd holdes så lave som overhodet mulig.

Et annet og vesentlig poeng, er at kostnadene ved å gjennomføre energieffektivisering svært ofte undervurderes og i for stor grad hviler på gjennomsnittsbetraktninger. Dette innebærer et usikkerhetsmoment knyttet til kostnadene som også bør legges inn i kalkylen. Størrelsen på den potensielle økonomiske gevinsten vil dessuten variere med relative priser på elektrisk energi og innsatsfaktorene som brukes for å effektivisere forbruket. I perioder der strømprisen er svært høy, vil det helt åpenbart være mer å hente (økonomisk) på å effektivisere forbruket og spare energi, enn i motsatt tilfelle med svært lave strømpriser. Høye strømpriser vil selvsagt også fungere som incentiv til effektiv energibruk.

10.3.2 Ikke-prissatte virkninger'

I den grad effektreduserende tiltak reduserte utbyggingsbehovet i nettet, med dertil redusert omfang av anleggsarbeid, eventuell hogst og rydding for nye traseer osv., så kan det utgjøre en nyttegevinst (eller spart kostnad) for samfunnet. Samtidig er denne typen effekter generelt vanskelig å prissette på en tilfredsstillende måte. Frigjøring av arealer til rekreasjon og friluftsliv er en slik type nyttegevinst som må tas med i vurderingen. Det må også påpekes her at muligheten for denne type positive effekter ikke nødvendigvis er lett tilgjengelig. Omfanget vil blant annet avhenge av hvor stor del av de nødvendige oppgraderingene som kommer i allerede utbygde områder, og hvor stor del av traseene som ligger i ubebodde områder. Det kan for eksempel ha stor verdi å demontere en 300 kV linje gjennom et tett befolket område hvor tomteverdiene er relativt høye og den samlede "opplevde ulempen" av å være nabo til kraftlinjer kan være stor. Samlet "opplevd ulempe" vil være mindre i mindre befolkede områder, selv om ulempen for den enkelte selvsagt ikke trenger å være forskjellig. Her kan man også legge til at kostnaden for forbrukerne i form av støy, tapt rekreasjonsområde, miljø osv. vil være tilnærmet upåvirket av hvor stor kapasitet som bygges ut, da det er den faktiske etableringen av trasé/grøft som generer det eventuelle nyttetapet. Ser man på utvidelser eller oppgradering i eksisterende traseer, er det også et poeng at det direkte nyttetapet vil være relativt lavt, siden størstedelen av nyttetapet allerede vil være realisert gjennom tidligere prosjekter. Man kan derfor anta at effekten av effektreduserende tiltak på denne type nyttevirksomheter, vil være forholdsvis beskjeden i områder der det allerede er utbygd.

Samtidig er det slik at eksisterende friluftsområder, for eksempel Oslo-marka, gjerne vurderes til å ha stor allmenn verdi. Så selv om den direkte ulempen av kraftlinjer kan være mindre der det bor færre mennesker, kan det likevel innebære betydelig redusert nytteverdi å rydde nye områder for kraftlinjeoverføring.

På nyttesiden ligger det også en mulig realopsjonsverdi knyttet til det å utsette en eller flere investeringsprosjekter. Det å utsette investeringen innebærer at man får mer informasjon og bedre prognoser som kan legges til grunn ved fremtidig utbygginger. Dette er et svært vesentlig poeng, og det kan nok vise seg å være den viktigste nytteeffekten knyttet til gjennomføring av forbruksreduserende tiltak. Det vil av helt åpenbare grunner være svært vanskelig å gi en eksakt verdi på betydningen å vente med deler av nettinvesteringene, utover det som kan beregnes basert på blant annet nåverdien av sparte rentekostnader etc. Betydningen av realopsjoner og fleksibilitet i investeringsprosjektet diskuteres nærmere i kapittel 10.4.5 nedenfor.

10.4 Valget mellom ulike prosjekter

Kort oppsummering: Virkningen av effektreduserende tiltak er usikker. Samtidig er der store samfunnsøkonomiske kostnader knyttet til redusert leveringssikkerhet og manglende leveringsevne. I den samfunnsøkonomiske analysen må det følgelig legges betydelig vekt på å analysere forholdet mellom risiko for langvarig avbrudd og graden av usikkerhet i prognoser på forbruk og tiltakskostnader. Kostnadsstrukturen i nettinvesteringer er dessuten av en slik art, at det skal svært treffsikre effektreduserende tiltak til for at man velger å utsette eller droppe konkrete nettinvesteringer. Utbygging av kraftnettet er både tids- og kostnadskrevende, og man kan i liten grad dele opp investeringene ved å spre utbyggingen utover i tid. Det som imidlertid kan vise seg å tale for å utsette deler av investeringene, er at man ved å vente vil kunne redusere noe av usikkerheten gjennom økt kunnskap og dermed fremskaffe grunnlag for bedre effektprognoser. Det er altså en potensiell realopsjonsverdi knyttet til å utsette enkelte deler av nettinvestering. Vurdering av usikkerhet i effektprognoser og kostnadselementer bør stå sentralt i den samfunnsøkonomiske lønnsomhetsberegningen. En sentral del av arbeidet med å evaluere utbyggingsalternativer blir derfor å gjennomføre følsomhetsanalyser basert på realistiske utfallsrom for kontantstrømmens kostnads- og inntekstelementer. Fastsettelsen av relevante utfallsrom på ulike inntekts- og kostnadselementer vil nødvendigvis basere seg på de anslagene som er presentert for ulike effektreduserende tiltak i potensialstudien.

10.4.1 Samfunnsøkonomisk alternativkostnad

I samfunnsøkonomiske vurderinger og analyser brukes gjerne begrepet *alternativkostnad*. Dette er et begrep som benyttes for å beskrive verdien av de ressursene man har til rådighet i sin "beste alternative anvendelse". Man kan for eksempel ha valget mellom å sette sparepengene sine i banken til en årlig rente på 4 prosent, eller å sette dem i et fond med en forventet avkastning på 10 prosent. Bankalternativet har i så fall en forventet alternativkostnad på 6 prosent.

For nettinvesteringer har man tilsvarende problemstilling. Netteier dimensjonerer nettet ut ifra et gitt forventet effektbehov. Dersom det realiserste behovet viser seg å bli vesentlig lavere pga konkrete forbruksreduserende tiltak, kan det tenkes at deler av nettinvesteringen kunne vært utsatt, eller i beste fall unngått. Verdien av å redusere, eller å vente med, deler av investeringen representerer en besparelse. Denne besparelsen inngår i nettinvesteringens alternativkostnad. I motsatt fall, om effektbehovet blir større enn forventet, vil tapet knyttet til å stå med for lav forsyningssikkerhet representere en samfunnsøkonomisk kostnad. Dette kan sees på som kostnaden ved ikke å bygge ut mer nett (kostnaden relatert til at man ikke valgte annerledes). Forsyningssikkerhet verdsettes svært høyt, og det er sannsynlig at den samfunnsøkonomiske kostnaden ved å ha for lav forsyningssikkerhet overstiger kostnaden ved overinvestering. I valget mellom ulike prosjekter gjelder det å finne det prosjektet som gir best mulig avkastning på ressursene.

10.4.2 Beslutningsproblemet

For å forenkle beslutningsproblemet, kan man si at netteier har to valg: enten velger man å investere etter maksimal forventet effektbehov eller så velger man å redusere omfanget av oppgraderingen noe, og dermed legge til grunn en forventning om et noe lavere effektbehov.

Det siste innebærer i prinsippet at man tillegger virkningen av et eller flere tiltak for effektreduksjon en reell vekt i forbruksprognosene, og dermed nedjusterer prognosene for fremtidig effektbehov.

Man kan se for seg fire mulige scenarioer:

- 1) Netteier oppgraderer nettet ut ifra maksimalt forventet effektbehov og prognosene blir som forventet. Resultatet i dette tilfellet vil være nøytralt i den forstand at man ikke oppnår noen samfunnsøkonomisk merkostnader knyttet til løsningen. Løsningen vil heller ikke innebære negative systemmessige konsekvenser.
- 2) Netteier oppgraderer nettet ut i fra maksimalt forventet effektbehov, men effektbehovet blir i realiteten lavere. I dette tilfellet blir netteier stående med overkapasitet i nettet (utover investeringskriteriet N-1). Denne løsningen innebærer ingen materielle konsekvenser for samfunnet. Den samfunnsøkonomiske kostnaden er knyttet til den faktiske overinvesteringen som gjøres. Her må man være oppmerksom på at denne kostnaden vil være lavere dersom kapasiteten uansett vil brukes på et fremtidig tidspunkt, enn om man bygger linjer som aldri vil benyttes (eksempelvis en radial til en fabrikk som allikevel ikke blir bygget).
- 3) Netteier dimensjonerer nettet basert på en forventning om lavere effektbehov. Dersom effektbehov viser seg å bli høyere enn antatt, vil netteier stå da ovenfor et umiddelbart behov for investering og forsterkninger i nettet. Man får i en periode svekket leveringssikkerhet, inntil nettet blir tilstrekkelig oppgradert og eventuelt effektreduserende tiltak er gjennomført. I dette tilfellet vil man stå ovenfor negative samfunnsøkonomiske konsekvenser knyttet til merkostnaden ved å oppgradere, samt at man løper en økt risiko for materielle og menneskelige tap.
- 4) Netteier nedjusterer prognosene sine og dimensjonerer nettet for et lavere effektbehov. Dersom prognosene stemmer, får man som i scenarioet 1 ingen samfunnsøkonomisk merkostnad eller negative konsekvenser.

Den samfunnsøkonomiske vurderingen av ulike planer for nettutbygging, dreier seg i stor grad om å velge det prosjektet som gir lavest sannsynlighet for å komme i en situasjon der man ikke klarer å levere tilstrekkelig med kraft. Betydningen av usikkerhet diskuteres nærmere i avsnitt 10.4.3 nedenfor. Statnett skal gjennomføre prosjekter som er samfunnsøkonomisk lønnsomme, og bør unngå å komme i en situasjon lik scenario 3 eller 2. Overinvestering i scenario 2 dreier seg om oppgradering utover investeringskriteriet N-1. Når det gjelder situasjoner som i scenario 2, bør det tas med at man på grunn av kostnadsstrukturen ved nettinvesteringer ofte kan finne det bedriftsøkonomisk forsvarlig å foreta investeringer utover det faktiske behovet. Dette gjelder selvsagt dersom det kan forventes at prognosene vil endres innenfor anleggenes levetid. Betydningen av kostnadsstruktur diskuteres i avsnitt 10.4.4.

Effektreduserende tiltak vil ha varierende effekt på nytte- og kostnadselementene i utbyggingsprosjektet, og det er utfordrende å vurdere ulike utbyggingstiltak opp mot hverandre. Ulike eksterne virkninger kompliserer bildet ytterligere. Det er en rekke spørsmål som må besvares:

- Vil en utbygging som tar høyde for gjennomføring av tiltak som reduserer fremtidig effektbehov, med overveiende sannsynlighet innebære bedre ressursbruk?
- Hvilken merverdi vil man kunne gå glipp av ved ikke å gjennomføre effektreduserende tiltak?
- Hvilken verdi ligger det i å utsette nettutbyggingen?

I avsnitt 10.4.5 diskuteres betydningen av fleksibilitet og realopsjoner for valget mellom utbyggingsalternativer.

10.4.3 Håndtering av usikkerhet

Prognoser på fremtidig elektrisitetsforbruk er usikre av natur. Prognosene baseres dels på hva man vet historisk, og dels på informasjon og utviklingstrekk som har betydning fremover. Dersom netteier i forkant av nettutbyggingen velger å legge til rette for et eller flere effektreduserende tiltak, må man anta at relevante tiltak vil ha effekt, og at prognosene på effektbehovet nedjusteres tilsvarende. Det er på teoretisk grunnlag vanskelig å si hvordan usikkerheten for hele utbyggingsprosjektet påvirkes dersom man justerer forbruksprognosene på bakgrunn av effektreduserende tiltak. Hvorvidt usikkerheten i de underliggende prognosene er høyere eller lavere enn usikkerheten i spesifikke effektreduserende tiltak er et empirisk spørsmål.

Usikkerhet knyttet til virkningen av ulike tiltak for effektreduksjoner, kompliserer den samfunnsøkonomiske vurderingen av utbyggingsalternativer. For det første, hvilken mulighet har vi for å anslå graden av usikkerhet knyttet til de ulike tiltakene? Og for det andre, gitt at vi kjenner graden av usikkerhet, hvordan tar man denne usikkerheten på best mulig måte inn i beregningene av prosjektenes samfunnsøkonomisk lønnsomhet?

For å ta det første først. Det er vanskelig å anslå effektreduksjonen i topplasttiden av konkrete tiltak. Beregningene som er gjort for de konkrete gruppene av tiltak i denne rapporten, hviler på bestemte forutsetninger som hver for seg er beheftet med usikkerhet. Når det gjelder potensialene for energieffektivisering er det usikkerhet knyttet til hvor mye bygningsmasse som vil komme til og hvor mye som blir rehabilitert i årene som kommer. Et svært relevant poeng, både for energieffektivisering, omlegging og til en viss grad laststyring, er betydningen av at bygg og teknisk utstyr brukes slik de er tiltenkt. Kanskje er dette særlig relevant når man snakker om energiomlegging i form av for eksempel oppvarming, hvor det er mange små forbrukere som gjør sine egne tilpasninger. Når det gjelder flytting av energibruk over døgnet, såkalt laststyring, kan problemet med usikkerhet begrenses ved å velge løsninger som sikrer at man har kontroll på inn- og utkobling. På den annen side viser beregningene at laststyring kan føre til nye lasttopper, og sånn sett introduserer mer usikkerhet. Også her vil det være et problem at forbrukerne over tid kan velge seg bort fra løsningene som introduseres.

Gitt at vi kjenner (eller i hvert fall har vurdert og forsøkt anslått) usikkerheten om tiltakenes virkning, hvordan tas denne usikkerheten inn i kalkylene? Det er viktig å ha en forståelse av at dersom netteier legger til grunn at det gjennomføres helt konkrete tiltak, så tilføres det en helt spesifikk usikkerhet for nettopp dette utbyggingsprosjektet. Man må skille mellom *systematisk risiko*, og *prosjektspesifikk risiko* (usystematisk risiko). Etterspørselsprognoser avhenger av økonomiske konjunkturer, prisen på andre energibærere (relative energipriser), CO₂-priser, skatteregler, valutakurs osv. Slike forhold, som er knyttet til makroøkonomiske størrelser, kalles systematisk risiko. Systematisk risiko er forventet å påvirke verdien av ethvert prosjekt, og effekten av endringer i disse størrelsene vil typisk gå i samme retning for alle prosjekter. Systematisk risiko prises inn i det avkastningskravet (kalkulasjonsrenten) som settes til prosjektene. På den måten korrigeres det for ulempen ved å sitte med systematisk risiko gjennom prosjektenes avkastningskrav.

Når det gjelder den prosjektspesifikke risikoen, må denne synliggjøres på en annen måte i analysene. Det er ikke åpenbart hvordan dette skal gjøres på best mulig måte. Først og fremst bør analysen gi en

god beskrivelse av de faktorene som medfører usikkerhet og vurdere hvordan usikkerheten tenkes å påvirke den samfunnsøkonomiske lønnsomheten. For å anslå hvordan de usikre faktorene vil kunne slå ut, må det gjøres sensitivitetsanalyser. I praksis innebærer dette at man tar inn i kalkylen at prosjektet har en usikker kontantstrøm ved å variere nivået på de usikre kostnads- og inntektselementene. Ved å gjøre flere nåverdiberegninger får man illustrert prosjektets lønnsomhet både for de meste pessimistiske anslagene og de mer optimistiske anslagene.

Usikkerheten i anslagene for effektreduksjoner frem mot 2020 for de to områdene Oslo og Akershus er gjengitt i tabell 8 i del 1 av denne rapporten. Anslagene på realiserbarhet og utfallsrom som presenteres i denne tabellen vil være utgangspunktet for å kunne anslå hvordan andre elementer i kontantstrømmen vil kunne variere. Her gjengis det eksempelvis at samlet potensial for effektreduksjon gjennom energiomlegging er 85 MW frem mot 2020. Realiserbarheten på denne type tiltak anslås å være god, men samtidig angis tiltaket å ha et utfallsrom på 10 til 90 MW. Samlet effektreduksjon kan altså bli atskillig lavere enn forventningsverdien. Med utgangspunkt i utfallsrommets ytterpunkter, vil man kunne anslå utfallsrom på de elementer i kontantstrømmen som avhenger av den potensielle effektreduksjonen.

Helt konkret må man først gjøre en nåverdiberegning der man bruker de forventningsverdier man har på hvert enkelt element i kontantstrømmen. Deretter må man systematisk gi anslag på hvilken variasjonsbredde hvert av de usikre elementene i kontantstrømmen vil kunne ha. Det sentrale her er å forholde seg til utfall som avviker relativt mye fra forventningsverdiene, samtidig som man fokuserer på at det skal være realistiske utfall som brukes. I neste omgang gjør man så nye nåverdiberegninger med utgangspunkt i ulike scenarioer for virkningen av de effektreduserende tiltakene.

Usikkerhet på inntektssiden (nyttvirkninger) vil være avhengig av hvordan leveringssikkerheten påvirkes under ulike alternativer. På kostnadssiden er det grunn til å tro at det man eventuelt sparer gjennom redusert utbyggingsbehov, langt på vei vil overstige kostnadene knyttet til å gjennomføre forbruksreduserende tiltak, slik at kostnadene totalt sett nedjusteres. Det er imidlertid slik at også kostnadssiden er usikker for en del effektreduserende tiltak. I lønnsomhetsberegningen kan det derfor også være nyttig å gjøre tilsvarende sensitivitetsanalyse der man varierer kostnadene ut ifra det utfallsrommet man ser for seg at disse kan ha. Det er imidlertid også et svært sentralt poeng at man i realiteten vanskelig kan se for seg effektreduserende tiltak i den størrelsesorden at planlagte nettoppgraderinger blir overflødig. Man snakker i realiteten om en realopsjonsverdi knyttet til å utsette deler av investeringene i nettet. Denne verdien utgjør et inntektselement som bidrar til å trekke opp lønnsomheten i prosjektet.

Systemansvarlig er ikke risikonøytral i sin adferd, og når det skal velges mellom de ulike utbyggingsalternativer vil det være en tendens til å legge vekt på lav varians. Gitt at ulike utbyggingsalternativer har identisk forventningsverdi, så vil systemansvarlig velge det alternativet som har lavest usikkerhet (varians). Dermed vil det nok være en tendens til at netteier velger å dimensjonere nettet basert på relativt konservative antagelser om effekten av effektreduserende tiltak. Dette henger blant annet sammen med at det er en viss asymmetri i forholdet mellom risiko og kostnad ved ulike alternativer: tapet ved å ha et avbrudd er større (mer uhåndterbart) enn tapet ved å binde store mengder kapital i kraftnettet. Dette innebærer at selv om sannsynligheten for et

alvorlig og langvarig avbrudd er relativt beskjedne, kan risikoen ved å bygge ut for lite kapasitet i nettet vurderes som for stor fordi konsekvensene er så kolossale.

I neste fase av prosjektet bør det legges til rette for en grundig analyse av realistiske utfallsrom for relevante forventningsverdier. I den grad det virker fornuftig bør man kvantifisere usikkerheten i underliggende effektprognoser.

10.4.4 Kostnadsstruktur

Oppgraderinger av kraftnettet er omfattende og innebærer store investeringer, som foretas trinnvis. Det er med andre ord et iboende delbarhetsproblem knyttet til nettinvesteringer. Dette er også noe som vil kunne veie tungt når det kommer til vurdering og valg av alternativer. Dersom en først skal gjøre noe som helst i nettet, er det normalt billigere å legge inn ganske stor kapasitet med en gang, enn å oppjustere kapasiteten i flere trinn. Man investerer litt løselig sagt ikke i "litt spenningsoppgradering", når man først bygger ut nettet gjør man det i et langsiktig perspektiv, med fremtidig overføringsbehov i tankene.

En betydelig del av kostnadene ved for eksempel jordkabel er knyttet til nettopp selve nedgravingen. Og hvorvidt kabelen har stor eller liten kapasitet, har dermed begrenset betydning for totalkostnaden. På samme måte er kostnadene ved luftlinjer i sentrale strøk i stor grad knyttet til at det faktisk etableres et linjestrekk, og i mindre grad knyttet til kapasiteten ved linjen. Konsekvensen blir derfor at dersom det først er behov for forsterkning av kraftnettet, vil det normalt koste relativt lite å legge til rette for forholdsvis høy kapasitet med en gang. Man kan bygge slik at man i neste runde lett og til relativt lav kostnad kan øke kapasiteten. Eksempelvis grave ned kabel med stor kapasitet med en gang selv om man ikke utnytter all kapasiteten umiddelbart, eller dimensjonere master som settes opp for kraftigere line enn man skal ta i bruk med en gang. Det vil generelt være billigere å skifte til en større transformatorstasjon senere, dersom ledningen allerede har stor nok kapasitet.

Betydningen av kostnadsstrukturen vil generelt bidra til å trekke ned lønnsomheten av å utsette eller redusere omfanget av oppgraderinger i nettet. Når man vurderer ulike alternativer til nettutbygging må det så langt det er mulig avklares hvorvidt et tiltak på forbrukssiden er egnet til å utsette eller alternativt å erstatte et tiltak i nettet. Denne vurderingen vil ha betydning for hvordan vi i neste omgang inkluderer tiltakets kostnader og virkninger i analysen, og dermed for hvordan vi foretar valget mellom ulike alternativer:

- 1) Dersom tiltaket virker "utsettende" på nettutbygging, så skal kostnaden ved tiltaket veies opp mot spart nåverdi av utsatt nettinvestering og realopsjonsverdien knyttet til å få mer info (realopsjonsverdien er antagelig umulig å tallfeste korrekt).
- 2) Dersom tiltaket er reelt alternativ til fysisk oppgradering i nettet, så skal hele investeringskostnaden og virkninger på effektbehovet trekkes inn i kalkylen.

Har man først besluttet at det skal foretas en oppgradering av nettet i et område, vil det sjeldent være lønnsomt å utsette deler av investeringen til senere kun fordi at man ikke trenger hele kapasiteten i dag²¹. Ved vurdering av ulike alternativer opp mot hverandre, vil merkostnaden ved å

²¹ Som vi kommer tilbake til nedenfor, kan man allikevel argumentere for at det i noen tilfeller kan være en realopsjon knyttet til å utsette investeringen.

oppgradere senere ha en vesentlig betydning. Nettet bygges ut i kapasitetsintervaller, og det vil være retningsgivende for valg av alternativ hvor man forventer å befinne seg i dette intervallet på et gitt tidspunkt. Det vil kreve relativt store endringer i forventet effektbehov for at man i det hele tatt skal finne det økonomisk og systemmessig forsvarlig å redusere eller droppe planlagte fysiske investeringene. Også her spiller selvsagt usikkerhet en vesentlig rolle. Selv om konkrete tiltak kan gi svært store reduksjoner i forventet effektbehov, må man vurdere realistiske utfallsrom og på den måten tallfeste betydningen av usikkerheten.

For å kunne gjøre konkrete vurderinger av muligheten for å utsette oppgraderinger av enkelte deler i sentralnettet, må man med rimelig sikkerhet vite hvor i nettet man forventer å få effektreduksjonene. I del 1 gjengis potensialene for effektreduksjoner separat for Oslo og Akershus. I beste fall bør man også fremskaffe informasjon helt ned på hvert enkelt sentralnettspunkt på hvor effektreduksjonene er forventet.

10.4.5 Realopsjoner

En snakker gjerne om å bevare fleksibiliteten i prosjekter ved å utsette beslutninger eller investeringer som er irreversible. Fleksibilitet vil gi økt mulighet til å hente ut realopsjonsverdien som ligger i å vente med beslutninger til man har mer informasjon. Dersom man kan utsette store nettinvesteringer til man har enda bedre prognoser for det faktiske effektbehovet, så kan det innebære store besparelser. Ved å vente med deler av oppgraderingene i nettet vil man dessuten redusere noe av usikkerheten gjennom at man sitter med mer og bedre kunnskap og informasjon. Det man kanskje først og fremst tenker på som kan ha betydning for realopsjonsverdien i denne sammenhengen er kjennskap til politiske beslutninger og pålegg som kan tenkes å påvirke forbruket av elektrisitet, bedre teknologi som bidrar til mer effektiv energibruk, mer kjennskap til hvordan forbrukerne tilpasser seg ny teknologi og ikke minst sparte kapitalkostnader ved å utsette store investeringer.

Når man snakker om betydningen av å bevare fleksibiliteten i et prosjekt ved å utsette irreversible kostnader, må man samtidig ha kostnadsstrukturen ved nettutbygginger i bakhodet. Det kan åpenbart gi rom for bedre ressursutnyttelse å utsette svært kostbare og irreversible investeringer. Samtidig er kostnadsstrukturen ved nettinvesteringer av en slik art at man ved å legge til rette for fremtidig overføringsbehov med en gang, gjerne får realisert store bedriftsøkonomiske besparelser. I så måte er det en avveining her mellom det å legge til rette for fleksibilitet i overføringsnettet, og det å bevare fleksibiliteten i prosjektene og i størst mulig grad kunne hente ut verdien av å utsette store investeringsbeslutninger.

Det er ligger en utfordring i å tallfeste realopsjonsverdien. For å gjøre en vurdering av verdien av å utsette visse investeringer, kan man ta i bruk følsomhetsanalyse. Forståelsen bygger på at selv om man kan se for seg at den økonomiske verdien av å utsette noen oppgraderinger vil være positiv, så må denne verdien sees i forhold til usikkerheten i forbruksprognosene. Generelt har vi at dersom man frem i tid erfarer at forbruksprognosene blir vesentlig lavere enn man tror i dag, så vil dette alt annet likt bidra til å øke verdien av å utsette deler av nettinvesteringene. På den annen side, dersom det viser seg at forbruksprognosen vil bli vesentlig høyere enn man tror på utbyggingstidspunktet, så vil verdien av å vente reduseres (gitt at man på utbyggingstidspunktet har valgt å dimensjonere maksimalt basert på gjeldene forbruksprognoser).

Forut for følsomhetsanalysen må det gjøres to konkrete vurderinger. For det første må det defineres et realistisk utfallsrom for forbruksprognosene man legger til grunn i analysene. For det andre må man gjøre nettmessige vurderinger knyttet til hvilke linjer eller kabler som kan utsettes under gitte forutsetninger om forbruksutvikling og utvikling i maksimalbelastning i ulike områder av nettet. I praksis vil jobben med å fremskaffe relevant informasjon og tallmateriale, overlappe med de vurderingene som må gjøres for å danne seg et bilde av hvorvidt alternativene til nettutbygging virker utsettende eller erstatter oppgraderinger i nettet. For å evaluere verdien av å vente gjøres det deretter følsomhetsanalyser ved å gjennomføre nåverdiberegninger basert på henholdsvis optimistiske og pessimistiske anslag på fremtidig forbruksutvikling, samtidig som man justerer investeringsomfanget i nettet deretter. Det vil selvsagt være slik at sannsynligheten for sviktende leveringsevne avhenger av hvilke oppgraderinger man gjør i nettet, og til syvende og sist må man veie "den sparte nåverdien" av å utsette deler av investeringene opp mot sannsynligheten for alvorlig avbrudd.

11 Konklusjoner Del 2: Samfunnsøkonomiske vurderinger

Det fremkommer av de prinsipielle vurderingene i denne rapporten at en avveining mellom risiko for langvarig avbrudd og usikkerhet i prognosene, vil veie tungt når Statnett skal gjøre sine beslutninger om fremtidig utbygging av sentralnettet i Oslo og Akershus. Potensialstudien anslår at 275 MW reduksjon i netto effektbehov, er et oppnåelig potensial frem til 2020. Dette anslaget kommer ikke uten en viss grad av usikkerhet. Usikkerheten er åpenbart størst om man ser så langt frem som 2050. Studien viser at tiltak rettet mot nye og rehabiliterte bygg kan ha en effektreduserende virkning på så mye som 750 MW frem mot 2050. Hovedsakelig ser man da på tiltak i eksisterende bygningsmasse.

Hvorvidt Statnett aktivt skal initiere effektreduserende tiltak gjennom virkemiddel- og insentivbruk er en relevant problemstilling, og vil ha betydning for den samfunnsøkonomiske lønnsomhetsvurderingen. Dersom Statnett bruker ressurser på å gjennomføre effektreduserende tiltak, må dette nødvendigvis også tas inn på kostnadssiden i prosjektet. Dette er noe som avhenger av hvor sannsynlig det er at effektreduksjonene vil realiseres uten at Statnett foretar seg noe for å initiere tiltakene. Det er også et sentralt poeng i denne sammenheng at dersom man finner at effektreduserende tiltak i beste fall kan ha en viss utsettende effekt på investeringene, så er det ikke nødvendigvis samfunnsøkonomisk lønnsomt at Statnett legger inn ressurser på å fremskynde eller realisere disse effektreduksjonene. Det er lett å se verdien av å effektivisere forbruket, og å redusere effektbehovet er viktig, når man ser på nettutbygging, energibehov, forbruksvekst, miljø og klima under ett og i et langsiktig perspektiv. Samtidig, når man legger betydningen av pålitelig kraftforsyning til grunn, er det på ingen måte åpenbart at effektreduserende tiltak vil fungere som et reelt alternativ til deler av nettutbyggingen som fremtvinger seg i sentralnettet i Oslo og Akershus.

12 Litteraturliste

Bye, Torstein, et al. 2010. *Flere og riktigere priser - Et mer effektivt kraftsystem.* s.l. : OED, 2010.

DENA. 2010. *Dena Grid Study 2. Integration of renewable energy sources in the German power supply system.* 2010.

Dokka, Tor H. 2009. *Zero Emission Buildings project.* 2009.

E-CO Partner. 2001. *Energi- og effektbesparende tiltak hos sluttbruker som alternativer til nettutbygging. Implementering av DSM i Oslo.* 2001.

ECO-partner. 2001. *Energi- og effektbesparende tiltak hos sluttbruker som alternativ til nettutbygging.* s.l. : NVE, NFR, Viken Nett, 2001.

Enova. 2008. *Vannbåren varme - markedsstatus.* Presentasjon av rørleggerundersøkelsen, Trond Bratsberg : s.n., URL: <http://naring.enova.no/file2.axd?fileID=166e41e0-2034-4e3d-a0eb-729a44edfd06> 2008.

Ericson, Torgreir og Halvorsen, Bente. 2008. *Kortsiktige variasjoner i strømforbruket i alminnelig forsyning - Forbrukskurver basert på timesmålte data fra.* s.l. : SSB, 2008.

FERC. 2011. FERC News releases. *FERC approves market-based demand response compensation rule.* [Internett] 3 2011. <http://www.ferc.gov/media/news-releases/2011/2011-1/03-15-11.asp>.

Finansdepartementet. 2005. Veileder i Samfunnsøkonomiske analyser.

Hafslund. 2011b. *Temperaturkorrigerte makseffekter per nettstasjon.* 2011b.

— **2011c.** *Timesmålt forbruk per nettstasjon 2010.* 2011c.

— **2011.** *Timesmålte kunder i Hafslund Nett. Maksforbruk 2010 og forbruk per kunde i topplast.* 2011.

Holstad, Magne og Pettersen, Finn E. L. 2011. *Hvordan reagerer strømforbruket i allminnelig forsyning på endringer i spotpris?* s.l. : SSB, Økonomiske analyser 2/2011, 2011.

Lavenergiutvalget. 2009. *Energieffektivisering. Hovedrapport.* 2009.

Matrikkelen. 2011. *Norges eiendomsregister.* Statens kartverk : s.n., 5 2011.

McKinsey & Company. 2009. *Potensial for energieffektivisering i norsk landbasert industri.* s.l. : Enova, 2009.

NVE. 2011. *Elstatistikk 2010.* s.l. : Excelfil motatt fra NVE Oktober 2011, 2011.

— **2010b.** *Energimerking.* URL: <http://www.bygningsenergidirektivet.no/no/Energimerking-Bbygg/Energimerking-av-bolig/Om-energiattesten/>. 2010b.

— **2009.** *Kommunefordelt elstatistikk.* 2009.

Rambøll. 2011. *Energi- og effektrammer for TEK-07, Lavenergi- og passivbygg.* s.l. : Utarbeidet for Statnett, 2011.

Seebach, Dominik. 2010. *Costs and Benefits of Smart Appliances in Europe.* 2010.

Siemens&Bellona. 2011. *Oslo Smart City.* 2011.

Sintef. 2011. *Energibruk i bygninger. Nasjonal database og sammenligning av beregnet og målt energibruk.* s.l. : TOR HELGE DOKKA, ANNA SVENSSON, TORE WIGENSTAD, INGER ANDRESEN, INGEBORG SIMONSEN OG TORER F. BERG, 2011. Prosjektrapport 76.

SINTEF. 2010. *Market Based Demand Response. Research Project summary.* 2010.

SSB. 2010. *Energibrukstatistikk per kommune 2009.* 2010.

—. **2008.** *Kombinasjoner av oppvarmingsutstyr i husholdningene for 2001, 2004 og etter hustype for 2006.* URL: <http://www.ssb.no/emner/01/03/10/husenergi/arkiv/tab-2008-04-28-08.html> : s.n., 10 2008.

Stadler, Ingo. 2007. *Power grid balancing of energy systems with high renewable energy penetration by demand response.* *Utilities Policy.* 2007.

Stamminger, Rainier. 2009. *Synergy Potential of Smart Appliances.* 2009.

Statnett & Hafslund. 2011. *Energi og effektprognoser for Oslo og Akershus mot 2050.* s.l. : Statnett, 2011.

VaasaETT. 2010. *The potential of smart meter enabled programs to increase energy and systems efficiency: a mass pilot comparison.* 2010.

Xrgia. 2011. *Fremskriving av behovet for elektrisk energi frem mot 2030.* s.l. : Statnett intern-rapport, 2011.

—. **2010.** *Pelletsmarkedet i Midt-Norge. Markedsrapport.* s.l. : Enova, 2010.

—. **2011.** *Potensial for fornybar varme og kjøling i 2020 og 2030.* s.l. : Enova, 2011.

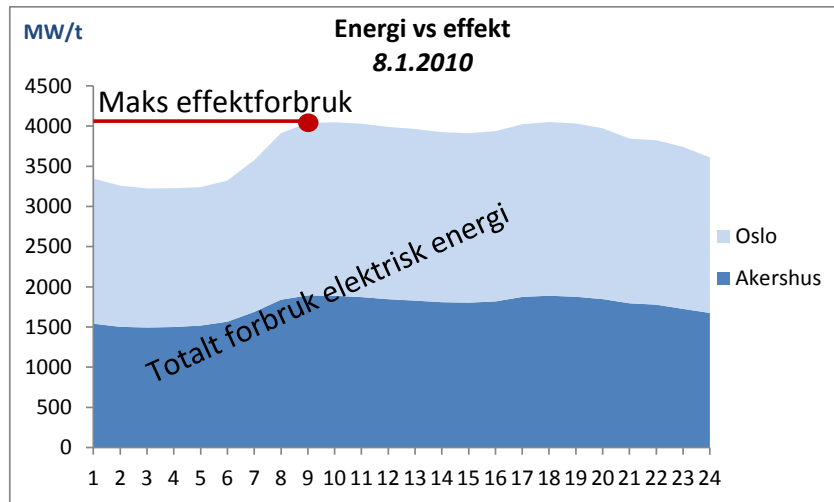
—. **2011.** *Potensialstudie for fornybar varme og kjøling i 2020 og 2030.* s.l. : Enova SF, 2011.

Zimmermann, Jean Paul. 2009. *End-use metering campaign in 400 households In Sweden - Assessment of the Potential Electricity Savings.* s.l. : Statens Energimyndighet, 2009.

13 Vedlegg

13.1 Vedlegg 1: Effekt vs energi

Figur 24 illustrerer forskjellen mellom forbruket av elektrisk energi og maksimalt elektrisk effektforbruk over et døgn. Det maksimale effektforbruket dette døgnet er 4 050 MW kl 10. Forbruket av elektrisk energi samme døgn tilsvarer hele det fargelagte arealet, om lag 90 GWh.



Figur 24 Forskjellen mellom forbruk av elektrisk energi og effekt 8.1.2010.

Vi viser her effektforbruk per time. Det vil selvsagt være variasjoner innenfor denne timen også. Over kortere tidsperioder (under en time) takler imidlertid nettet svært mye uten å bli overbelastet, og det er derfor gjennomsnittlig makseffekt per time som er det mest relevante målet.

13.2 Vedlegg 1: Metode

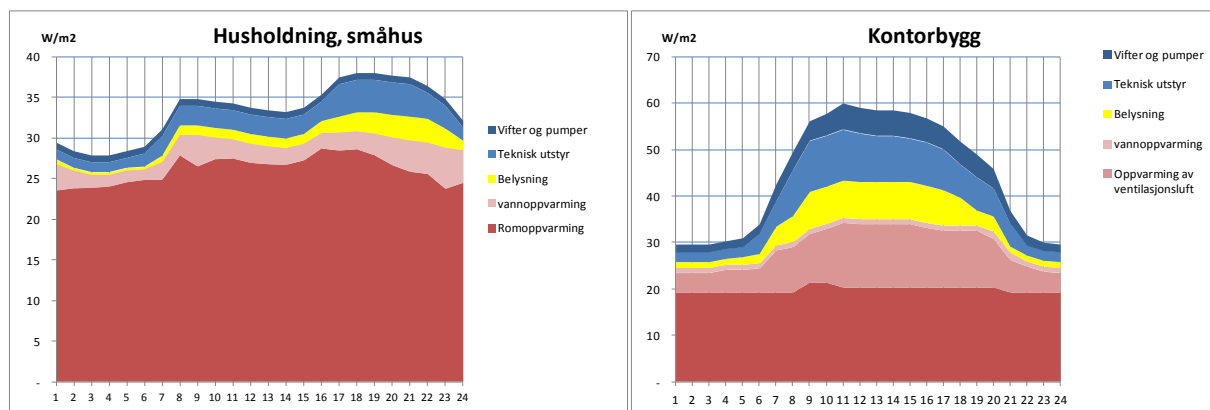
13.2.1 Formålsfordelt lastprofil kaldeste døgn

Å forstå formålsfordelingen over døgnet er viktig for å gi forventningsrette anslag på potensialer og alle tiltakene. I tillegg er tidsdimensjonen kritisk for å forstå de dynamiske effektene av laststyring, slik at man ikke et tiltak skaper en ny og høyere effekttopp på et annet tidspunkt. For å kunne beregne effekter av ulike tiltak hos forbrukere, må vi gjøre forutsetninger om formålsfordeling i kaldeste døgn, det vil si til hvilke typer energitjenester er det behov for energi. Det optimale ville selvsagt vært å ha tilgang til detaljerte formålsfordelte målerdata for ulike representative byggtypen i topplast. Slike data er imidlertid ikke tilgjengelige.

For å etablere formålsfordelinger har vi valgt selv å bygge opp et utvalg slike, basert på et utvalg anerkjente undersøkelser. For å etablere selve forbruksprofilen (lastkurven) over døgnet, har vi tatt utgangspunkt i en kartlegging av elforbruket i et antall sluttbrukere i Skagerak Nett sitt forsyningsområde, publisert i (Ericson, et al., 2008). Rapporten beskriver strømforbruket i ulike kundegrupper i alminnelig forsyning over døgnet, uken og året. Den presenterer forbruksmønstre på forskjellige aggregeringsnivåer fra fire hovedsektorer (husholdninger, primær-, sekundær- og tertiærnæringer). Analysene ble basert på måledata av timesforbruket hos kunder gjennom hele 2006. Rapporten inneholder dessverre lite informasjon om formålsfordeling. Selve formålsfordelingen er derfor basert på analyser av formålsfordeling i svenske husholdninger (Zimmermann, 2009), samt europeiske kartlegginger (Seebach, 2010), (Stamminger, 2009). Vi har dessuten vært i dialog med forsker Hanne Sæle i Sintef, og fått mulighet til å sammenligne våre etablerte lastkurver med målinger gjort av Sintef i 50 norske husholdninger. Dette har vært verdifullt i forhold til kalibrering av kurvene.

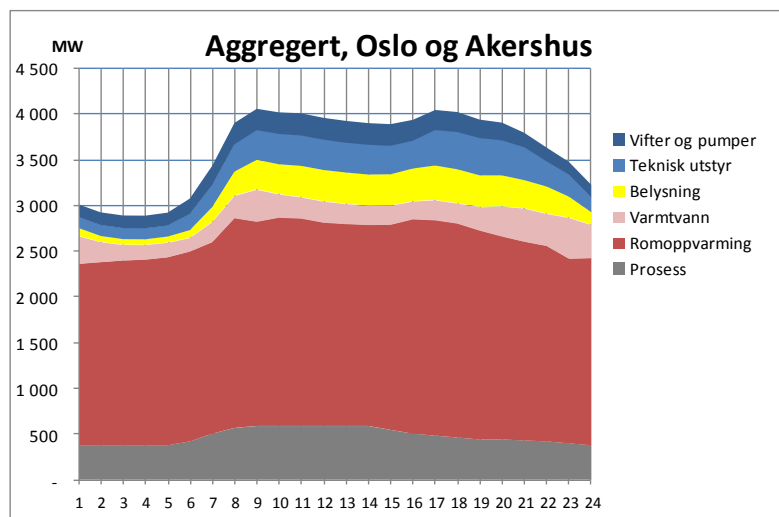
I og med at det er dimensjonerende belastning i nettet som har fokus i vår analyse, har vi forutsatt at lastkurven skal gjelde for den dagen da effektbehovet må forventes å være høyest.

Figur 25 viser en tenkt formålsfordelt lastkurve for henholdsvis småhus og kontorbygg, og angir effektforbruket (watt per m²) bruker per formål gjennom kaldeste døgn. Spesifikt effektbehov vil variere med hvor energieffektivt bygget er. Formen på kurven og den relative lastfordelingen over døgnet er imidlertid forutsatt å være representativ uansett teknisk byggstandard.



Figur 25 Lastprofil kaldeste dag (ukedag), småhus og forretningsbygg formålsfordelt. Forbruksnivået gjelder et TEK-07 nybygg, profilen vil brukes for samtlige småhus.

Det er betydelige forskjeller i forbruksprofiler fra byggtipe til byggtipe, både når det gjelder maksforbruk og profil over døgnet. Dette er viktig å håndtere modellmessig for å identifisere den systemmessige toppplasttiden og formålsfordelingen den aktuelle timen. Ved å kombinere denne type lastkurver for de relevante byggekategoriene med arealtall fra Matrikkelen kan vi avlede en formålsfordelt lastkurve for det totale forbruket (se Figur 26).



Figur 26 Aggregert lastkurve kaldeste døgnet, Oslo og Akershus

13.2.2 Beregning av effektiviseringspotensial

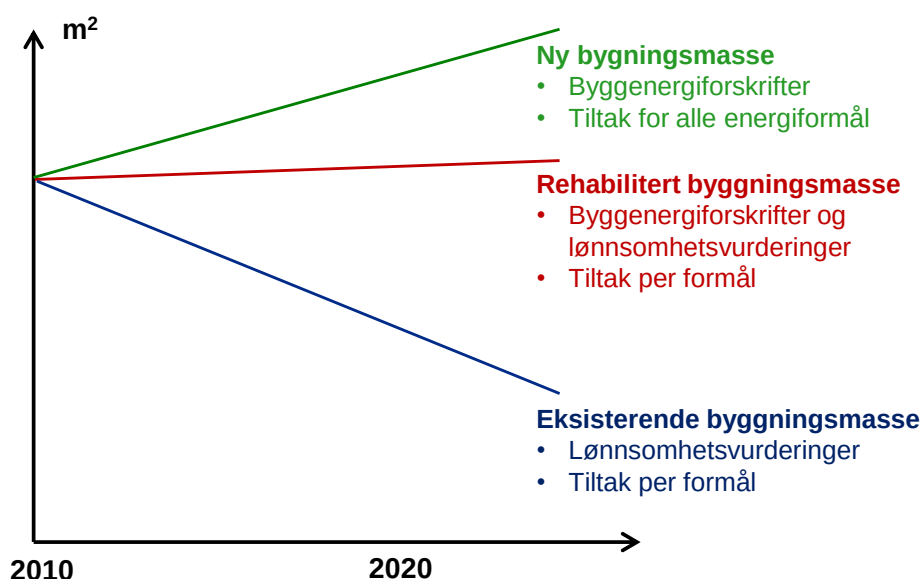
Utskifting av bygningsmassen tar lang tid. Hva som er de relevante tiltakene for effektivisering avhenger av om bygget er eksisterende (urørt), rehabilitert eller nybygget. Vi har her valgt en svært forenklet tilnærming ettersom det her kun skal brukes for å bestemme hvor stor andel av bygningsmassen som omfattes av ulike tiltak.

Informasjon om arealer og byggstørrelser i eksisterende bygningsmasse er hentet fra Matrikkelen (Norsk eiendomsregister) og kalibrert mot SSBs energibrukstatistikk, også dette beskrevet i (Statnett & Hafslund, 2011). Tiltak som rettes kun mot nye bygg kan være rimeligere enn tiltak på eksisterende bygg, men det vil ta lengre tid før et betydelig potensial kan realiseres. Vi skiller her på to former for effektivisering:

- Effektivisering gjennom tekniske byggforskrifter som gjennomføres på alle byggtyper og energiformål
- Effektiviseringstiltak på enkeltformål, for eksempel overgang fra glødepærer til LED-belysning

Alle tiltakene er avhengige av byggtipe og byggstatus, men antas å være uavhengig av byggstørrelse. Effektrammer fra Rambøll benyttes for kvantifisering av potensialene (Rambøll, 2011)²². Figur 27 gir en oversikt over driverne og tiltakstypene for effektivisering i eksisterende, rehabilitert og ny bygningsmasse.

²² Effektrammer er et teoretisk mål på hvor mye effekt et definert bygg maksimalt skal bruke per m², og kan brukes for å si hvordan det teoretiske effektbehovet endres når man for eksempel introduserer passivhusstandard.



Figur 27 Effektiviseringstiltak og drivere for forskjellige deler av bygningsmassen.

I analysene er det antatt en rate for hovedrehabilitering på 1,5 %. Dette er på linje med Lavenergiutvalget og Dokka (2009). Ved en hovedrehabilitering er det antatt at man klarer å realisere en effektiviseringsgevinst på 40-50 % av differansen mellom gammel byggstandard og ny byggstandard. Det simuleres i tillegg på ulike omfang av mindre omfattende rehabiliteringer. Ratene for nybygging og riving er på hhv. 2,1 % og 0,7 % og tilsvarer antakelsene i (Statnett & Hafslund, 2011).

Lønnsomheten for en forbruker av et effektiviseringstiltak avhenger av investeringskostnader og besparelsen per kWh (strømprisen). Potensialet for effektivisering i nye og rehabiliterte bygg avhenger av hvilke byggenenergiforskrifter som introduseres. Byggenenergiforskriftene (TEK) gjelder for nye bygg og hovedrehabilitering²³. Innenfor tidshorisonten 2020 er byggstandarder for lavenergi- og passivbygg de mest nærliggende å analysere og lovgivingen i EU vil i stor grad påvirke Norge på dette området via EØS²⁴. Ved en rehabilitering av et gammelt bygg vil det alltid være kostbart og ofte teknisk umulig, å oppfylle TEK på alle energiformål. Lønnsomheten av tiltakene vil derfor påvirke hvor langt i retning av den nye forskriften man kommer på ulike energiformål.

13.2.3 Beregning av potensial for omlegging

En omlegging av dagens energiløsninger fra elektrisk kraft vil kunne gjøres med en rekke teknologier. Hva som er de relevante teknologiene vil variere med byggstørrelser. Videre vurderes henholdsvis eksisterende bygningsmasse og ny/rehabiliteret bygningsmasse. Det er hensiktsmessig å splitte

²³ Rehabilitering så omfattende at det må byggemeldes.

²⁴ Se (Statnett & Hafslund, 2011) kapittel 4.1 og 5.2 for en grundig gjennomgang av de ulike standardene og arbeidet som gjøres i EU på dette området.

analysen av potensialet for energiomlegging etter byggstørrelse, ettersom det er ulike teknologier og behov i bygg av ulik størrelse. Tabell 9 angir hvilke varmeløsninger og oppvarmingsteknologier som er egnet for energiomlegging i små, middels store og store bygg.

Tabell 9 Potensial for energiomlegging med ulike varmeløsninger og oppvarmingsteknologier.

Byggstørrelse m ²	Små < 500	Middels 500– 1000	Store >1000
Effektbehov (kW)	10 - 50	50 - 500	>500
Energiformål til omlegging	Romoppvarming i bygg med alternativ til el	- Romoppvarming - Oppvarming av ventilasjonsluft - Tappevann	
Varmeløsninger	Punktvarme	Fjernvarme (FV) og lokale energisentraler (LES)	
Teknologier [1]	Vedovn, pelletskamin/-kjel, (gasskjel og oljekjel)	Avfallskjel, biokjeler, varmepumper (grunnvarme, sjøvann etc), spillvarme, (gass- og oljekjeler)	

[1] Varmepumpe luft-luft og luft-vann har en virkingsgrad på 1:1 på kalde vinterdager, og regnes i denne sammenheng ikke som et omleggingstiltak, men som et tiltak for energieffektivisering.

I vurderingen av konkurranseforholdene for fjernvarme og lokale energisentraler benyttes tre informasjonskilder: 1) Fjernvarmeselskapenes egne utbyggingsprognoser (dersom de er tilgjengelige), 2) Statistikk over faktiske støttetilsagn fra Enova, og 3) Xrgias modell for å analysere fjernvarmepotensial. På denne måten har vi tre tilnærminger som kan sammenlignes og drøftes opp mot hverandre. Oslo kommune har vedtatt en målsetting om utfasing av oljekjeler innen 2020. Ny fjernvarmeutbygging vil i første rekke erstatte forbruk av fyringsolje i eksisterende og rehabilitert bygningsmasse. I nye, større bygg vil man kunne få fjernvarme istedenfor nytt el-forbruk.

Ved beregning av teknisk potensial for energiomlegging gjør vi følgende avgrensinger:

- Det er kun varmebehovet (og kjøling) i et bygg som kan leveres av alternative oppvarmingsløsninger (annet enn el)
- Fjernvarme kan dekke hele oppvarmingsbehovet til et bygg.
- For lokale løsninger forutsettes det at spisslastteknologier leverer 50 % av effekten (og 15 % av energien) til termiske formål i topplast.
- Det bygges ikke vannbåren varme eller pipe i eksisterende bygningsmasse som i dag kun har elektrisk oppvarming på grunn av høye kostnader.
- Teknologier for punktoppvarming er ikke aktuelt i bygg større enn 500 m², her er man avhengig av systemer for vannbåren varme for at omlegging skal være relevant
- Det er ikke aktuelt å substituere direkte elektrisk oppvarming med gass, olje eller parafin, og disse teknologiene vurderes derfor ikke nærmere. I små bygg vil de relevante teknologiene da være vedovn og pelletskamin.

13.2.4 Beregning av potensial for laststyring

Potensialet for laststyring vil avhenge av svingninger i forbruket over døgnet, og sammensettingen av forbruket i topplasttiden. Metodikken for etablering av formålsfordelte lastkurver er nærmere beskrevet i kapittel 13.2.1. Det er disse som benyttes våre analyser av potensial for laststyring. Det er

knyttet betydelig usikkerhet til faktisk formålsfordeling, og resultatene må tolkes og brukes med forsiktighet. Likevel mener vi det vil gi en god indikasjon på sammensetningen av forbruk, og legge grunnlaget for langt mer verdifulle analyser enn om kun totalforbruket hadde vært benyttet.

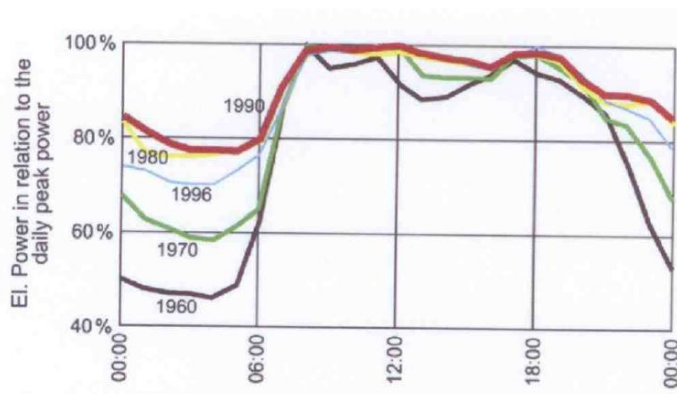
I følge SINTEF (2010) er det de termiske formålene som har betydelig størst potensial for laststyring. Vi fokuserer derfor på romoppvarming, oppvarming av varmtvann (boliger) og oppvarming av ventilasjonsluft (næringsbygg). Også en del elektriske apparater slik som fryserer og kjøleskap kan være egnet for «smart bruk» og laststyring. Forbruket fra denne typen husholdningsartikler utgjør imidlertid en liten andel av det totale forbruket, og vi velger her å fokusere på enkelte tiltak med stort potensial snarere enn å forsøke å favne alle tiltak. Tabell 10 gir en oversikt over de viktigste tiltakene for laststyring.

Tabell 10 Oversikt over egenskapene ved de mest aktuelle tiltakene for laststyring.

Byggtype	Tiltak	MW i topplast	Samtidighet i forbruk	Utkobling/ laststyring	Mulig utkoblingstid	Kilde
Bolig	Styring VVB	350 MW	Lav (0,14-0,17)	Planlagt laststyring	4-6 t	(E-CO Partner, 2001)
Bolig/ Næringsbygg	Smart styring ovner	2 200 MW	Høy	Momentan utkobling og laststyring	1-2 t	(E-CO Partner, 2001)
Bolig/ Næringsbygg	Night storage heaters	2 200 MW	Høy	Planlagt laststyring	6-20 t	(DENA, 2010)
Næringsbygg	Styring ventilasjon	400 MW	Høy	Momentan utkobling og laststyring	0-2 t	(Stadler, 2007)

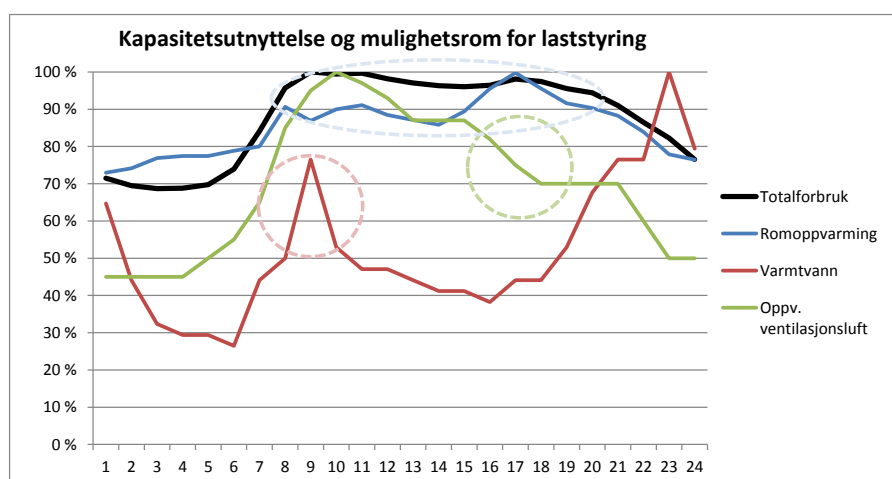
For alle tiltak vil potensialet og mulig utkoblingstid være avhengig av omgivelsestemperatur. I topplast vil utetemperaturen være lav, med lavere potensial og kortere mulig utkoblingstid som konsekvens.

Behovet for å flytte strømforbruk over døgnet er ikke nytt. Helt siden 1960-tallet har selskaper i Tyskland distribuert «Night storage heaters» for å tilpasse forbrukssiden slik at kraftsystemet kan takle den store andelen grunnlastproduksjon (kjernekraft, kull) som har kjennetegnet det tyske systemet. I følge Stadler (2007) er potensialet for laststyring i Tyskland knyttet til night storage heaters på hele 14 GW. Figur 28 viser hvordan døgnvariasjonene i forbruk har endret seg fra 1960 og frem til 1990. En har de siste årene gått bort fra denne type tiltak i Tyskland og UK, men i forbindelse med behovet for å takle store mengder uregulert kraftproduksjon kan denne type tiltak få en renessanse. Andre former for lagring, for eksempel via batterier, kan også bli mer aktuelle.



Figur 28 Forbrukssvingninger i Tyskland over døgnet per tiår. Kilde: Hentet fra (Stadler, 2007).

Laststyring for å redusere belastning i nettet retter seg mot å redusere topplasteffekten. Dersom vi ser på den aggregerte lastkurven i en region (sort kurve i Figur 29), ser vi at det ikke er snakk om forbrukstopper, men mer et forbruksplatå som varer fra kl 9 om morgenen til ca kl 17 på ettermiddagen. Isolert sett er det i perioden rundt kl 9 maksimalt effektforbruk oppstår, og det er forbruk i denne perioden vi ønsker å flytte. Utfordringen er i stor grad å finne en periode der dette forbruket kan tas igjen uten at det dannes en ny effekttopp.



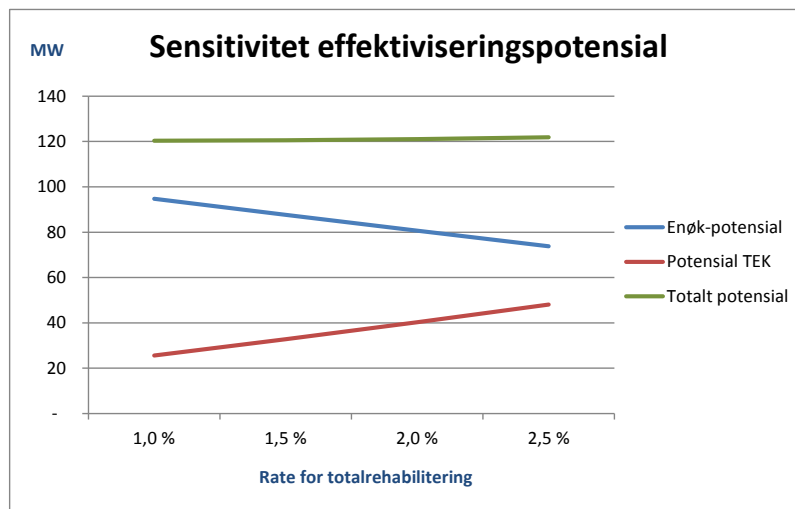
Figur 29 Kapasitetsutnyttelse på installasjoner og avmerket mulighetsrom for laststyring uten ekstra investeringer i kapasitet.

I våre analyser av potensial for laststyring har vi forutsatt at forbruk som kuttes i en periode, må tas igjen fullt ut innen samme døgnet. Det er også en forutsetning at dette skal gjøres på en slik måte at det skaper minst mulig nyttetap for sluttbrukeren.

Potensial for laststyring er beregnet ut fra reduksjon i maksimal belastning i regionen det kaldeste døgnet, sammenlignet med maksimal belastning uten tiltak. Dette betyr at topplasttiden kan ha flyttet seg, men at topplasten er mindre enn uten tiltak.

13.3 Vedlegg 2: Sensitivitetsanalyse

Figur 30 viser hvordan potensialet for effektivisering i 2020 i eksisterende bygg (enøk-potensial) og nye og rehabiliterte bygg (Potensial TEK) endres når raten for hovedrehabilitering endres.



Figur 30 Potensial for effektivisering ved ulike rater for totalrehabilitering i 2020.

Økes raten, vil andelen eksisterende bygg i 2020 reduseres og Enøk-potensialet reduseres som en følge av dette. Tilsvarende øker potensialet knyttet til nye og rehabiliterte bygg ettersom andelen av disse byggene øker. Samlet sett for 2020 utjevner imidlertid disse seg, slik at det totale potensialet for effektivisering er relativt lite sensitivt for valg av rehabiliteringsrate. Med 2040 eller 2050 som tidshorisont vil imidlertid det totale potensialet være mer sensitivt for valg av totalrehabiliteringsrate. En økning i hovedrehabiliteringsraten fra 1,5 % til 2,0 % vil i 2050 økte det totale effektiviseringspotensialet med om lag 10 %, eller 50 MW.

