

Forbruksprognose Stor-Oslo

2018

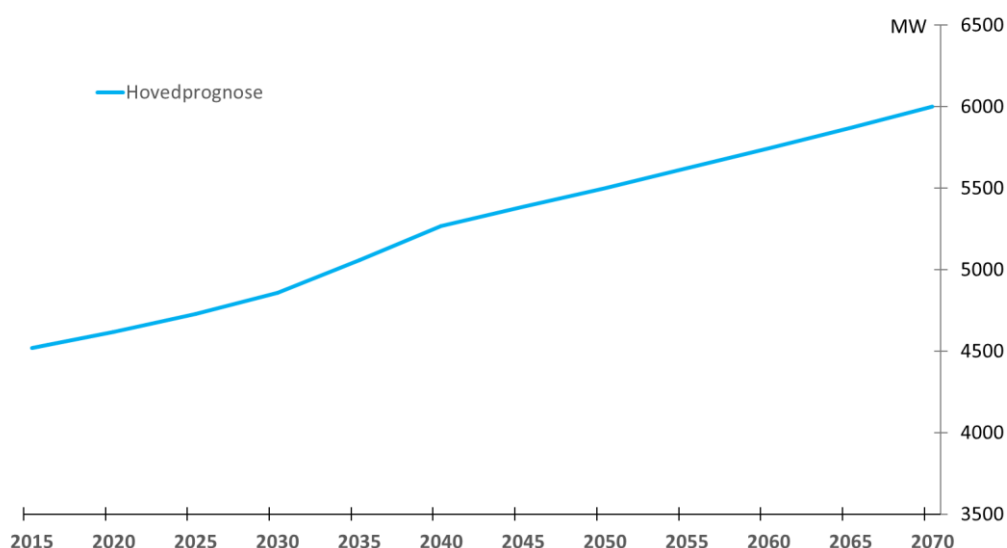


Sammendrag

I vårt arbeid med å vurdere fremtidig nettutvikling i Stor-Oslo, tar vi utgangspunkt i prognosen for netto forbruksvekst. Konseptvalgutredningen for Nettplan Stor-Oslo, som ble godkjent av Olje- og energidepartementet i 2014, er basert på forbruksprognoser fra 2013. Vi har nå utviklet ny forbruksprognosemodell og nye forbruksprognoser. Vi vil her legge frem den forbrukstrenden vi har mest tro på, hvilket utfallsrom som kan være mulig og hvordan vi jobber for å tilegne oss mer informasjon om forbruksutviklingen. Det er viktig å presisere at denne forbruksprognosen ikke inneholder noen form for forbrukerfleksibilitet.

Forbruksprognose

Når vi skal si noe om forbruksutviklingen ser vi både på hva som har drevet forbruket historisk og hvordan vi forventer at ulike drivere vil utvikle seg fremover i tid. Forbruket i Stor-Oslo har økt de siste årene. Fremover vil befolkningsutvikling og elektrifisering av bilparken gi fortsatt økning i forbruket. Fortetting (færre kvadratmeter bolig per person) og nye byggstandarder vil dempe forbruksveksten. Vi tror på fortsatt økning i forbruket fremover, men utfallsrommet er stort og øker med tiden.



I hovedprognosen øker det maksimale effektbehovet fra ca. 4500 MW i dag til i overkant av 5000 MW i 2030 og opp mot 6000 MW i 2070. Dette tilsvarer en årlig vekst på ca. 0,5 prosentpoeng, med noe høyere vekstrate mellom 2025-2040.

Vi forventer at det maksimale effektforbruket vil øke fremover, men veksten gjennom perioden vil variere. Frem til 2025 er veksten hovedsakelig styrt av forholdet mellom befolkningsvekst og bygningsmasse. Det er fordi elbilforbruket er relativt marginalt. Selv med høy befolkningsvekst er forbruksveksten ganske moderat. Mer nybygging og mer energieffektive bygninger, bidrar til å dempe effektforbruket per innbygger.

Fra 2025 til 2040 er veksten noe brattere. En økende elbilandel gjør at trenden med fallende effektforbruk per innbygger forsvinner, og elbilens forbruksmønster blir mer synlig i forbruksprofilen gjennom døgnet. Utviklingen i elbilparken vil være den store driveren for kraftforbruket i husholdninger etter 2030. Selv om urbanisering, bedre byggkvalitet og energieffektive løsninger reduserer forbruket, vil ikke dette kompensere for økningen i elbilbruk. Dette er hovedårsaken til at forbruket øker videre etter 2030.

Det er stor usikkerhet i framtidig energi- og effektforbruk. Vi har utviklet to alternative scenarier, Høy og Lav, for å gi et relevant utfallsrom for framtidig forbruksutvikling. Fra analysene vet vi at befolkningsvekst, utbedringsrate for bygg og bolig og elektrifisering av privattransport er blant de viktigste driverne til kraftforbruket. Scenariene vi har laget er basert på ulike antagelser i disse. Forskjellen mellom lavt og høyt scenario i 2040 er på 1100 MW. I 2070 er forskjellen på ca. 2450 MW.

Distribuert produksjon

I Stor-Oslo er det foreløpig lite lokal produksjon, og det er hovedsakelig forbruksveksten som styrer utviklingen i kraftflyten og behovet for nettkapasitet. Vi må imidlertid også overvåke utvikling i alternative energikilder, forbrukets fleksibilitet og lokal produksjon for å få det fulle bildet av mulig framtidig nettbetlastning.

Installasjon av solcellepanel på næringsbygg og boligtak har blitt mer aktuelt de siste årene. Kostnadsreduksjon, subsidieordninger og at flere ønsker å være mer miljøvennlig med egenprodusert strøm er noen av årsakene til veksten de siste årene. I tillegg har flere aktører med behov for kjøling sett at produksjonen fra solkraft korrelerer godt med kjølebehovet over døgnet.

Solcellepanel på tak kan bli mer vanlig fremover, og vi har laget våre egne prognoser for solkraft i Stor-Oslo. Selv om solkraft i liten grad vil påvirke maksimallasttiden i Stor-Oslo er det viktig å følge med på utviklingen da dette kan påvirke forbruksmønsteret og energibruken over året. Vi har ikke en egen prognose over nye vind- og vannkraftverk i området da vi anser potensialet til å være begrenset.

I vår prognose har vi lagt til grunn at solkraftproduksjonen er ca. 400 GWh i Stor-Oslo i 2030. Dette er i tråd med vår Langsiktige markedsanalyse (Statnett 2016), og basert på historiske vekstrater. Det er ganske stor usikkerhet i prognosen. Veksten vil være avhengig av kostnadsutviklingen på solceller, politiske målsetninger og kraftpris.

Forbrukerfleksibilitet

Forbruket varierer over året, og gir ulik belastning i nettet. I enkelte timer om vinteren, når det er kaldt, er belastningen høy. Om sommeren, når forbruket er lavere, har vi lav utnyttelse av nettkapasiteten. Det kan derfor være stor verdi i å redusere eller flytte forbrukslasten fra timene med høyest forbruk. I dag har vi ordninger der forbruk med fleksibilitet kan få betalt for å kunne kobles ut på kort varsel. Dette forbruket ligger også inne i våre forbruksprognoser. Fremover tror vi at andelen av forbruket som er fleksibelt vil være på minst samme nivå som i dag. Både prisnivå, prissvingninger, ny teknologi og nye markedsløsninger kan føre til at tilgangen øker. Dette ligger imidlertid ikke inne i våre forbruksprognoser i dag.

Modellverktøy og metode

Vi har utviklet vår egen forbruksmodell for Norge og Sverige i samarbeid med konsultantselskapet Optimeering. Modellen heter LeoPard, og eies av Statnett. Slik har vi mulighet både til å styre videreutvikling av selve modellen, og jevnlig kunne oppdatere prognoser for viktige delområder.

Innhold

	Sammendrag	ii
	Innhold	iv
1	Bakgrunn og formål	1
2	Forbruksprognose	3
3	Prognose solkraft	16
4	Utvikling i forbrukerfleksibilitet	21
5	Modellverktøy og metode	25
6	Vedlegg	28

1 Bakgrunn og formål

I vårt arbeid med å vurdere fremtidig nettutvikling i Stor-Oslo, er prognose for netto forbruksvekst grunnleggende informasjon. Vi bruker kunnskap om forbruksutviklingen til å styre takten i gjennomføring av videre nettutvikling i transmisjonsnettet i Stor-Oslo. Konseptvalgutredningen for Nettplan Stor-Oslo, som ble godkjent av Olje- og energidepartementet i 2014, er basert på forbruksprognoser fra 2013.

Vi har nå utviklet vår egen forbruksprognosemodell og nye forbruksprognoser for Stor-Oslo, i samarbeid med konsultentselskapet Optimeering. Det er viktig å presisere at den nye forbruksprognosen ikke inneholder noen form for forbrukerfleksibilitet. Informasjon om de tidligere forbruksprognosene, som lå til grunn for konseptvalgutredningen, er offentlig tilgjengelig i egne rapporter på nettsiden til Nettplan Stor-Oslo.

I tillegg til forbruksprognosen, jobber vi parallelt med flere aktuelle tema for å forstå den samlede forbruksutviklingen enda bedre. Det ene arbeidet ser på fleksibiliteten i det nordiske kraftforbruket, potensiale for fleksibilitet i ulike forbruksgrupper og samspill mellom kraft- og varmesektoren. Et annet arbeid går nærmere inn på aktuelle tiltak og virkemidler for å redusere forbrukstoppene i Stor-Oslo og Norge forøvrig.

1.1 I Stor-Oslo er det høyt forbruk og lite lokal produksjon

I dag er det rundt 4400 MW forbruk i Stor-Oslo til sammen i timene med høyest forbruk. Til sammenligning er det ca. 60 MW lokal kraftproduksjon eller ca. 2 prosent av forbruket, som er tilgjengelig på samme tidspunkt. Området har derfor et kontinuerlig kraftunderskudd, og overføringsbehovet inn til området er spesielt høyt på kalde vinterdager. Kraftforbruket dekkes av import fra de store regulerbare vannkraftverkene i Hallingdal, Sør-Vestlandet og Telemark samt fra Sverige og kontinentet. Prognose for lokal kraftproduksjon vil derfor i mindre grad enn prognose for kraftforbruket påvirke behovet for nettinvesteringer i området.

1.2 Forbruksvekst er en viktig driver for konseptvalget fra 2014

Arbeidet med Nettplan Stor-Oslo ble startet i 2010 fordi vi så at strømforbruket hadde steget mye de siste årene. Samtidig er transmisjonsnettet som forsyner området med strøm gammelt, og har begrenset kapasitet. Førrige forbruksprognose for Oslo og Akershus ble laget av Xrgia i 2011. Denne dannet grunnlag for arbeidet med Nettplan Stor-Oslo. I forbindelse med konseptvalgutredningen oppdaterte Kanak prognosen med en usikkerhetsanalyse i 2013.

Konseptvalget var oppgradering av dagens transmisjonsnett til 420 kV på sikt

Konseptvalgutredningen, som ble godkjent i 2014, konkluderte med at de viktigste identifiserte driverne var reinvesteringsbehov og behov for økt nettkapasitet grunnet forventning om fremtidig forbruksvekst.

Konseptvalget var å oppgradere nettet i Stor-Oslo til 420 kV på sikt. Konseptvalget ble vurdert som det beste fordi den store kapasitetsøkningen, som vi får ved spenningsoppgradering til slutt, vil gi økt forsyningssikkerhet samtidig som vi kan redusere antall forbindelser inn til området. I tillegg ble verdien av fleksibilitet i konseptvalget tillagt stor vekt fordi usikkerheten i forbruksprognosene er

store¹. Det vil si at vi kan tilpasse takten i gjennomføringen etter behovet, og samtidig sikre at vi legger til rette for høy forbruksvekst uten betydelig reduksjon i forsyningsikkerhet.

Tiltak på produksjons- og forbrukssiden kan kombineres med konseptvalget

I konseptvalgutredningen ble konsept 4 og 5, effektreduserende tiltak og lokal produksjon, forkastet før alternativanalysen. Konseptvalgutredningen pekte likevel på at disse konseptene kan fungere i kombinasjon med valgt konsept – oppgradering av dagens nett til 420 kV. Tiltak på produksjons- og forbrukssiden vil kunne påvirke utbyggingstakt, omfang og rekkefølge.

1.3 Kunnskap om netto forbruksutvikling er nødvendig for videre valg

Konseptvalget og konseptvalgutredningen ble godkjent av OED i 2014, og vi må gjennomføre en rekke deltiltak før vi kan drifte hele transmisjonsnettet i Stor-Oslo på 420 kV. Vi optimaliserer konseptvalget ved å tilpasse riktig tidspunkt, omfang og rekkefølge for deltiltakene. Tilstand på anleggene og prognose for forbruk i kombinasjon med utvikling i lokal produksjon og alternative energikilder gir nødvendig grunnlag for denne optimaliseringen.

Netto forbruksutvikling forteller oss om fremtidig nettbelastning

Det er fremtidig kraftflyt, nettbelastning og anleggenes tilstand som betyr noe for våre nettinvesteringer. I Stor-Oslo, som har lite lokal produksjon, er det forbruksveksten som vil påvirke utvikling i kraftflyten i størst grad. Vi må imidlertid også overvåke utvikling i alternative energikilder, forbrukets fleksibilitet og lokal produksjon for å få det fulle bildet av mulig fremtidig nettbelastning.

I den totale mengden forbruk som inngår i vår forbruksprognose inngår forbruk med ulike egenskaper. Fremover kan andre markedsmekanismer eller reguleringer påvirke hvor stor andel av forbruket som kan bli koblet ut når det er nødvendig eller flyttes til perioder med mindre total belastning i nettet.

Solkraft på hustak til privathusholdninger, i kombinasjon med utvikling av batteriteknologi, kan fremover bli mer relevant. Vi har derfor et eget kapittel om dette temaet.

Fremtidig nettbelastning er viktig input i de samfunnsøkonomiske analysene

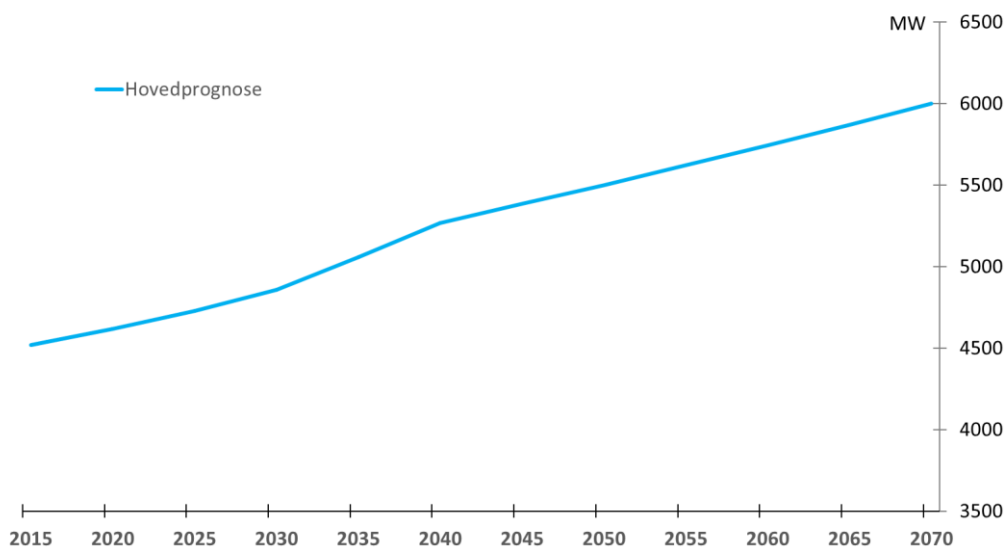
I tillegg til tilstandsvurderinger, som driver reinvesteringsbehovet, er netto forbruksvekst og fremtidig kraftflyt den viktigste informasjonen i problembeskrivelsen i de samfunnsøkonomiske analysene av behov og lønnsomhet for Stor-Oslo. For det første bruker vi forbruksprognosene til å anslå når vi bør gjennomføre neste tiltak som øker overføringskapasiteten inn til Oslo. Ettersom forbruket øker vil forventede avbruddskostnader øke, både fordi det er et større volum som ikke vil få strøm ved et strømavbrudd og fordi det oftere vil bli avbrudd ved feil i nettet. Å redusere avbruddskostnader vil være den viktigste nyttevirkingen ved nettinvesteringene. En nettinvestering skal være samfunnsøkonomisk lønnsom hvis den skal bli realisert. Vi avveier derfor den samfunnsøkonomiske kostnaden opp mot nytten av investeringen for å kunne si om tiltaket er samfunnsøkonomisk lønnsomt eller ikke.

For det andre bruker vi forbruksprognosene til å dimensjonere kapasitet for hvert enkelt tiltak. Ut i tid blir usikkerhet og utfallsrom i forbruksprognosene imidlertid større. Vi vurderer derfor alltid kostnader og nytte ved å bygge høy kapasitet med én gang opp mot kostnader og nytte ved å øke kapasiteten gradvis gjennom trinnvise investeringer. Når usikkerheten i forbruksprognosene er stor, og vi vil få mer informasjon om forbruksutviklingen i fremtiden, vil trinnvise investeringer bli mer aktuelt.

¹ Forbruksprognose har her samme betydning som effektprognose.

2 Forbruksprognose

Forbruket i Stor-Oslo har økt de siste årene. Økningen kommer som følge av befolkningsvekst og total økning i forbruket i husholdnings- og kontorbygg, inklusive elektriske apparater. Fremover vil befolkningsvekst og elektrifisering av bilparken gi en fortsatt økning i forbruket, men veksten dempes av at innbyggere bor tettere samtidig som at kravene til byggkvalitet blir strengere. Våre beregninger viser at nettoeffekten av endringene vil gi forbruksvekst, men utfallsrommet er stort og øker med tiden. Det er viktig å presisere at denne forbruksprognosen ikke inneholder noen form for forbrukerfleksibilitet.



Figur 1 Hovedprognose for maksimalt effektforbruk i Stor-Oslo

2.1 Vinterforbruket bestemmer hva vi trenger av nettkapasitet

Mesteparten av forbruket i Stor-Oslo går med til oppvarming av boliger og tjenestebygg. Oppvarmingsbehovet varierer over året og som regel i takt med utetemperaturen. Om vinteren er behovet for oppvarming og belysning større enn om sommeren, og det gjør at forbruket er høyere vinterstid. Dette gir en variasjon i forbruket over året med lavere forbruk om sommeren enn om vinteren.

Når vi skal vurdere fremtidig nettkapasitet må vi ta utgangspunkt i det forventede maksimale effektforbruket som er den maksimale belastningen nettet skal tåle. Maksimalt effektbehov er definert som det beregnede forbruket vi kan forvente vil inntreffe i én av ti vintre med en middeltemperatur over tre dager på $-18,4$ grader Celsius i Oslo. Det er hovedsakelig dette kriteriet som avgjør hvordan vi skal dimensjonere nettet i fremtiden.

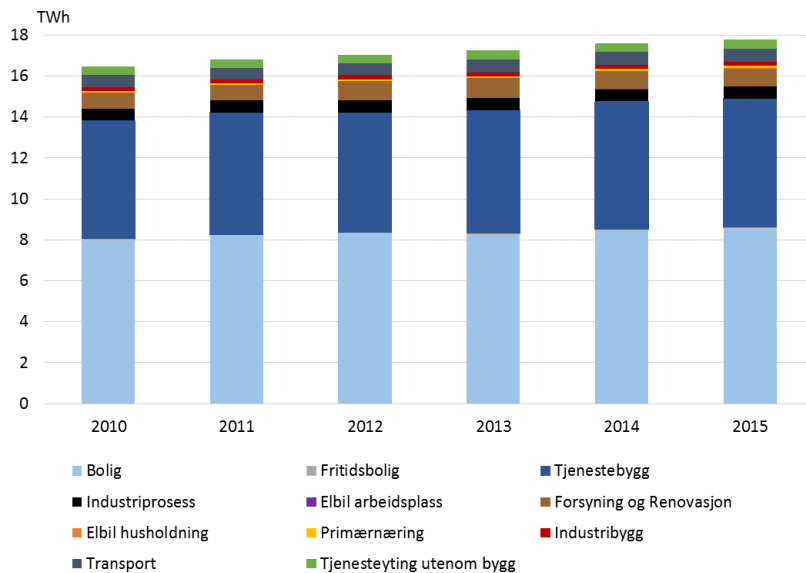
2.2 Historikk: Kraftforbruket fortsetter å stige

Historien viser at energi- og effektforbruket har økt jevnt siden begynnelsen av 1950-tallet. Siden 1990 har koblingen mellom befolkningsvekst og energi- og effektforbruk blitt svakere grunnet fortetting og energieffektivisering, og at mesteparten av industrien i området er borte. Befolkningsveksten bidrar fortsatt til vekst i strømforbruket.

Oppvarming av bolig står for en stor del av forbruket

Årsforbruket i Stor-Oslo er per i dag på rundt 18 TWh, og utgjør rundt 15 prosent av årsforbruket i Norge i et normalt år. Forbruket kan grovt deles opp i husholdningsrelatert og næringsrelatert forbruk,

som hver for seg utgjør omtrent halvparten av det samlede årsforbruket. Byggforbruk er den største forbruksgruppen, og står for omtrent 85 prosent av forbruket. Andre industriprosesser, transport, jordbruk, renovasjon og andre offentlige tjenester utgjør det resterende forbruket. Kraftforbruket i husholdningene og tjenestebyggene går i hovedsak til oppvarming. Oppvarmingsbehovet påvirkes av byggkvalitet, oppvarmingskilder og temperatur.



Figur 2 Historisk elektrisitetsforbruk i Stor-Oslo

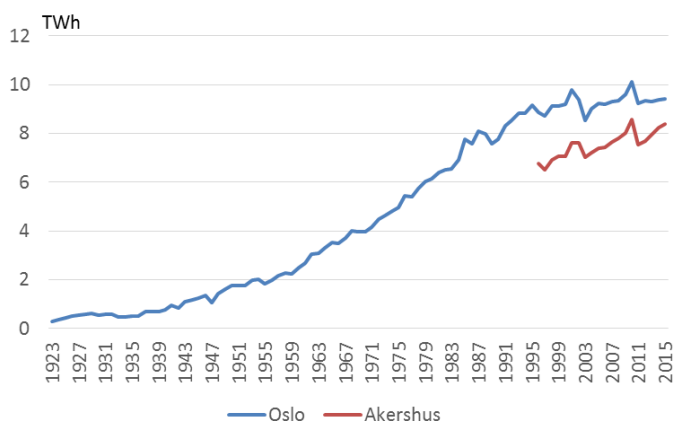
Det er en tett sammenheng mellom effekt og energi

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 energieffektiviseringstiltak i et bygg reduserer varmebehovet, vil samme tiltak sannsynligvis også redusere det maksimale effektforbruket med en minst like stor prosentandel som energiforbruket (Xrgia 2011).

Forbruket i Oslo og Akershus har hatt en jevn vekst siden begynnelsen av 1900-tallet

Historisk har det vært en nær sammenheng mellom befolkningsvekst og økt bygging av boliger og næringsbygg. Den klare sammenhengen mellom energibruk og økonomisk vekst på 70- og 80-tallet ser imidlertid ut til å være sterkt avtagende. Siden begynnelsen av 90-tallet er energi- og effektforbruket per innbygger blitt lavere.

Den kraftige veksten i forbruket mellom 1970 og 1990 skyldes i hovedsak den kraftige økonomiske veksten i Norge (Xrgia 2011). Økonomisk vekst gjorde at vi bygget stadig større boliger som trengte mer energi. Selv om det også i denne perioden var en viss effektivisering av forbruket knyttet til oppvarming, økte kravene til komfort slik at det totale forbruket økte. Samtidig ga lave strømpriser svake incentiver til energieffektivisering



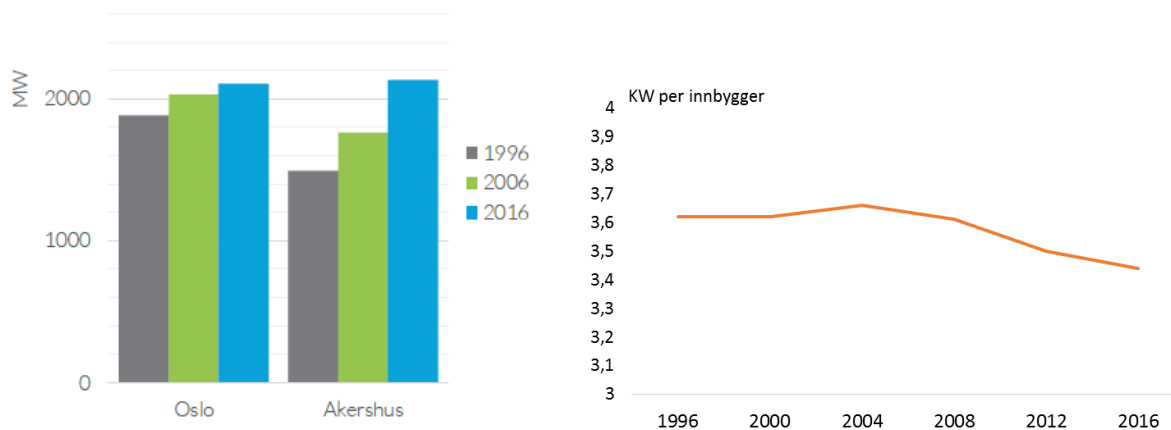
Figur 3 Energiforbruket i Oslo 1923-2015 og i Akershus fra 1999-2015

Lavere prosentvis vekst siden begynnelsen av 1990-tallet

Rundt 1993 fikk vi et trendbrudd i forbruksutviklingen. I følge SSBs tall falt kraftforbruket per husholdning med 11 prosent i perioden 1993 – 2012. Det er flere årsaker til dette. For det første var det noe høyere middeltemperaturer enn normalt i perioden, og dette fører til lavere forbruk. For det andre var det en klar økning i realprisen på strøm siden 2000, med tre pristopper i 2003, 2006 og 2009. Det har også vært perioder med svært mye oppmerksomhet rundt høye strømpriser i media. Dette har antakelig i større grad enn de høye strømprisene i seg selv forsterket bevisstheten rundt energisparing, og bidratt til ytterligere omlegging til andre energibærere. For det tredje har fortetting og stagnering i boligstørrelse per innbygger bidratt til en svakere kobling mellom befolkningsvekst og strømforbruk.

Forbruket har vokst mer i Akershus enn i Oslo de siste årene

Ser vi nærmere på fylkene og kommunene som inngår i Stor-Oslo, så vil de relative andelene mellom forbruksgruppene variere. Husholdninger utgjør en større andel av det samlede forbruket i Oslo enn i Akershus.



Figur 4 Historisk effektforbruk i Oslo og Akershus, og utvikling i effektforbruk per innbygger

Søylene i Figur 4 viser at det har vært en svak vekst i det totale effektforbruket i Stor-Oslo de siste årene. Veksten har vært større i Akershus enn i Oslo. Til tross for at SSB sine prognoser viser en sterk befolkningsvekst både i Oslo og Akershus, blir forbruksveksten dempet av at effektbehovet per innbygger går ned eller flater ut. Dette ser vi til høyre i figuren. I Oslo er fortettingen større enn i Akershus fordi hver person bor på færre kvadratmeter. Derfor har det maksimale effektbehovet per innbygger vært nedadgående i Oslo, mens i Akershus har det vært en mer flat utvikling.

2.3 Sentrale forutsetninger og viktige drivere for kraftforbruket fremover

Flere drivere påvirker energi- og effektforbruket i Stor-Oslo. De viktigste er:

- Befolkningsvekst
- Byggkvalitet og boligmasse
- Andre oppvarmingskilder enn elektrisitet
- Elbiler
- Klimaendringer

Befolkningsvekst er den viktigste driveren for strømforbruket i området

Befolkningsutviklingen påvirker kraftforbruket i stor grad, da mesteparten av forbruket i regionen er knyttet til husholdningsforbruk og tjenestebygg. Når befolkningen øker, øker også kraftforbruket til oppvarming, transport, tjenestebygg og industri. Vi legger SSBs middelsscenario til grunn for utviklingen i kraftforbruket. SSB forventer at befolkningsveksten fremover først og fremst kommer i sentrale strøk, og at storbyene med nabokommuner vil vokse spesielt mye. I middelsscenarioet til SSB vokser befolkningen i Oslo og Akershus med over 1 prosent årlig, slik at den samlede befolkningen vokser fra dagens 1,25 millioner til 1,6 millioner i 2040.

Vi tror på lavere energibruk i bygningsmassen

Samlet forbruksvekst fra energibruk i bygg utgjør en stor andel av samlet energi- og effektbehov i dag, og vil også gjøre det i fremtiden. Vi tror imidlertid at energibruken i bygningsmassen vil gå noe ned. Hvor sterk denne trenden vil være påvirkes hovedsakelig av boligstørrelse, hvor strenge nye byggeforskrifter er, og hvor raskt de vil gjøre seg gjeldende ut fra takten i nybygging, rivning og rehabilitering.

Tabell 1 Våre forutsetninger om krav til byggkvalitet

Byggkvalitet (KWh/m2 oppvarmet BRA)	2016	2030	2040
Husholdninger	120	95	95
Tjenestebygg	175	115	115

Byggteknisk forskrift (TEK), angir hvor mye energi nye og rehabiliterte boliger kan benytte per kvadratmeter oppvarmet bruksareal. I TEK 10, som er gjeldene fra 2015/2016, er det beregnet at nye boliger bruker om lag halvparten av energien til eldre boliger (boliger som er ca. 30 år gamle) per kvadratmeter. Våre beregninger viser at en forventet videre innstramning av kravene i byggteknisk forskrift gir en nedgang på 1,2 TWh og rundt 150 MW, sammenlignet med å videreføre dagens krav frem mot 2040.

Tabell 2 viser forutsetningene om nybyggingsrate, rivningsrate og rehabiliteringsrater

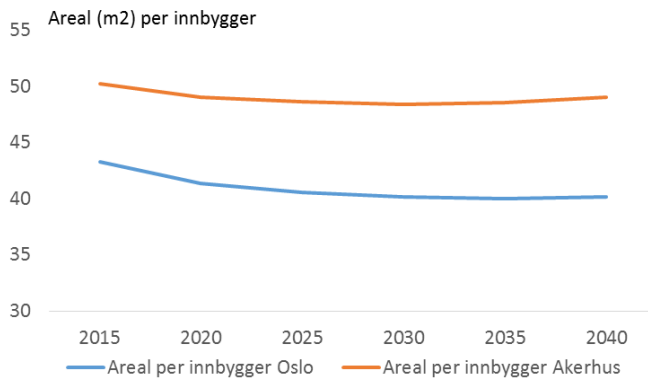
Nybygging, rivning og rehabilitering	2016	2030	2040
Nybyggingsrate % (gjennomsnitt)	1,5	1,5	1,5
Rehabiliteringsrate %	1	1	1
Rivningsrate %	0,5	0,5	0,5

I hvilken grad kravene til byggkvalitet vil påvirke energibruken er avhengig av hvor mange nye bygninger som oppføres årlig, antall hus som rives og boligareal som rehabiliteres.

Statistikk fra SSB viser at nybyggingsraten målt i kvadratmeter har ligget stabilt de siste 5-10 årene på rundt 1,2 prosent i Oslo og 1,6 prosent i Akershus. Det er forskjell på hva ulike studier sier om fremtidig

nybyggingsrate, og denne varierer mellom kommuner. Vi antar årlig et snitt på 1,5 prosent nybygging av samlet boligmasse i vårt hovedscenario.

Det finnes ingen eksakt statistikk for rivningsrate og rehabiliteringsrate. Vi har tatt utgangspunkt i tall fra tidligere studier gjort av Enova og Vestlandsforskning. I tillegg er rivningsrate justert mot endring i areal per innbygger da nybyggingsrate fratrukket rivningsrate utgjør netto tilvekst av bruksareal. Vi har forutsatt en svak nedgang i areal per innbygger i Oslo og noe mer stabilt i Akershus.



Figur 5 Våre forutsetninger om areal per innbygger i Oslo og Akershus. Ullensaker kommune representerer Akershus fylke i denne figuren.

Andre energikilder reduserer elforbruket

Andre energikilder er både elektriske og ikke-elektriske energikilder. Vi har sett nærmere på følgende;

- Fjernvarme, vedfyring og oljefyring
- Utbredelse og virkningsgrad for varmepumper

Andre fyringsmåter for boliger og tjenestebygg reduserer også strømforbruket. Fjernvarme, varmepumper og vedfyring er typiske eksempler på alternative fyringskilder til elektrisitet. Hafslund fjernvarme (Hafslund 2017) antyder et utbyggingspotensial til å være totalt ca. 2 TWh, mot 1,6 TWh i dag. Dette tilsvarer ca. 20 prosent av det totale oppvarmingsbehovet i Oslo (Hafslund 2017). Både kraftprisen, kostnader og konkurransen mellom energikilder er faktorer som begrenser potensialet for en sentral storstilt fjernvarmeutbygging. I dag er det flere aktører på markedet med egne energisentraler som forsyner lokale byområder. I vår prognose har vi på grunn av mer fjernvarme redusert elandelen i boliger med ca. 1 prosent i både Oslo og Akershus.

Tabell 3 Våre forutsetninger om bygg og boliger med fjernvarme i Oslo og Akershus

Andel bygg og boliger med Fjernvarme (%)	2016	2030	2040
Oslo	20	25	30
Akershus	10	15	15

For tjenestebygg over 1 000 kvadratmeter er det strenge krav til alternative fyringskilder. Det er tilknytningsplikt i områder hvor det er fjernvarmekonsesjon. Det betyr at det er krav til å installere fjernvarme ved nybygg eller totalrehabilitering (Optimeering 2016).

For varmepumper i tjenestebygg har vi antatt en relativt stor vekst fra i dag. Vi antar at 80 prosent av oppvarmingsbehovet blir dekket av varmepumper i tjenestebygg som har installert dette.

Tabell 4 Våre forutsetninger om varmepumper i Tjenestebygg

Andel tjenestebygg med varmepumpe (%)	2016	2030	2040
Oslo og Akershus	10	30	35

Tallene for varmepumper og fjernvarme/nærvvarme er basert på opplysninger fra NOVAP (NOVAP 2015) og NVE sin potensialstudie for grunn – og sjøvarme (Norges vassdrags- og energidirektorat 2011). Samlet sett antar vi at dette, inklusive forbedring i byggkvaliteten gir en liten nedgang i elandelen i tjenestebygg i både Oslo og Akershus mot 2040.

Tabell 5 Våre forutsetninger om varmepumper i boliger i Oslo og Akershus

Andel Boliger med varmepumpe (%)	2016	2030	2040
Oslo	20	25	25
Akershus	35	50	60

Oppvarmingsbehovet som blir dekket av varmepumper er lavere i boliger enn i tjenestebygg da det hovedsakelig er luft/luft pumper installert i bolighus. Denne har lavere virkningsgrad enn vann/luft pumper, ettersom virkningsgraden varierer med utetemperatur. I kalde perioder kan den forbruke like mye elektrisitet som avgitt varme. Dette tar vi hensyn til i våre modellberegninger.

Samlet sett gir varmepumper en reduksjon i strømforbruket, men reduksjonen har ikke vært like stor som forventet. Grunnen til dette er trolig at varmepumper blir benyttet til å øke innnetemperaturen og som kjølepumpe på sommeren (Statistisk sentralbyrå 2013). Slike komforteffekter har gjort at vi har lagt til grunn enda lavere virkningsgrad.

Elektrifisering av transportsektoren får større betydning

I løpet av 2014 og 2015 ble det registrert 17 000 nye elbiler i Oslo og Akershus. Det er nå totalt rundt 40 000 elbiler i Stor-Oslo (Statistisk sentralbyrå u.d.) Dette tilsvarer rundt 5 prosent av den totale bilparken. Frem til 2040 antar vi at andelen elbiler stiger til 70 prosent, og at elbiler blir likeverdige konkurrenter med fossilbiler uten subsidier eller andre fordeler. Dette er i tråd med miljødirektoratets tiltakspakker for transportsektoren og vår egen Langsiktige markedsanalyse (Statnett 2016). Vi antar også økt kjørelengde og et økende kraftforbruk per kilometer når elbiler overtar og blir husholdningenes førstebil.

Tabell 6 Våre forutsetninger om elbiler og elbilforbruk uten noen form for fleksibilitet i elbilladingen

Elbiler	2016	2030	2040
Antall elbiler	40 000	245 000	535 000
Forbruk elbiler (GWh)	105	1100	1700
Forbruk elbiler (MW)	25	250	400

Vi har også lagt til grunn en vekst i elektrifisering av kollektivtrafikk i vår hovedprognose. Vi antar dette totalt sett vil utgjøre ca. 1 TWh i 2030. Ruter har en ambisjon om å kun kjøre på fornybar energi i 2020 og et stort antall elbusser i drift. I rapporten Renewable energy powertrain options (Roland Berger Strategy Consultants in Cooperation with ruter 2015), er det blant annet en beskrivelse av ulike energikilder som kan være aktuelle og forskjellige former for fremtidige ladeteknologier av busser og hvordan disse vil påvirke energi og effektforbruket.

I sitt maksimale scenario ser Ruter for seg opp mot 2000 busser i 2030 i Stor-Oslo som vil ha et maksimalt effektbehov på ca. 1000 kWh per døgn per buss. Dette vil utgjøre totalt 2 GWh/døgn. Det vil sannsynligvis bli en kombinasjon av både hurtiglading og natllading, men natlladingen vil mest sannsynlig bli mer konsentrert på færre timer innenfor døgnet som vil gi et høyere effektforbruk enn hurtiglading som vil kreve at man lader oftere og mer fordelt over døgnet.

I våre beregninger vil et høyt estimat på det maksimale effektforbruket være omkring 20-40 MW i 2040 med en ladetid på 2 – 4 timer for elektriske busser. Dette er i underkant av 0,5 prosent av det maksimale kraftforbruket i Stor-Oslo og vil ha begrenset betydning for det totale kraftforbruket. Det er stor usikkerhet i dette og vi vil følge med på denne utviklingen fremover samt elektrifisering av andre tyngre kjøretøy.

Høyere gjennomsnittstemperatur gir lavere forbruk

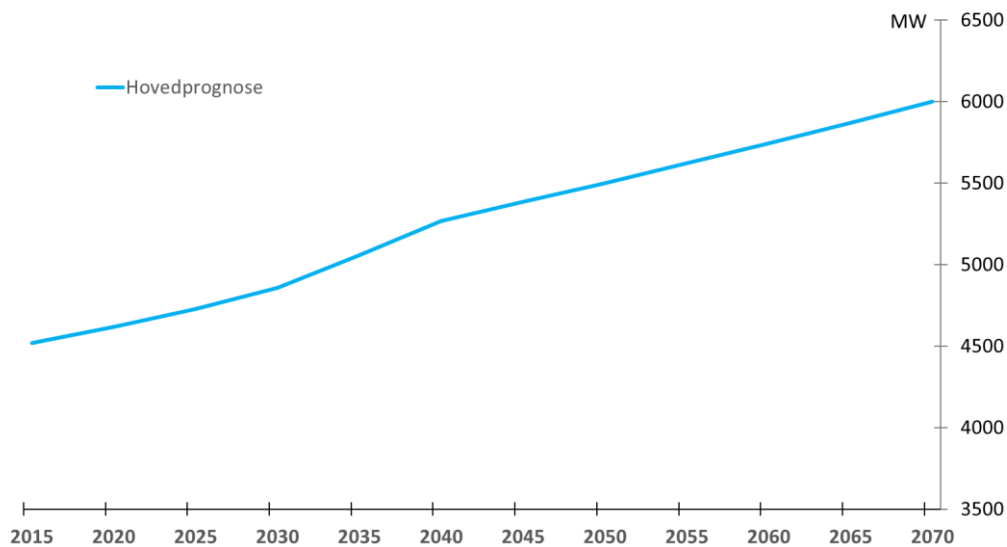
Mesteparten av kraftforbruket i Stor-Oslo går med til å dekke oppvarmingsbehov i boliger og tjenestebbygg. Dette avhenger av utetemperatur, hvor oppvarmingsbehovet er klart størst om vinteren. Flere anerkjente forskningsinstitusjoner og rapporter, blant annet FN sitt klimapanel IPCC, viser at klimaet er i endring. Resultatene fra disse analysene viser at det mest sannsynlig vil bli høyere gjennomsnittstemperaturer på jorda i årene fremover. I vår prognose har vi fremskrevet temperaturøkning basert på Miljødepartementets klimaframskrivning M92 fra NOU- Tilpasning til eit klima i endring (Miljødepartementet 2010:10).

Høyere forventet normaltemperatur har en forbruksdempende virkning, men effekten begrenses av bedre isolerte boliger, noe høyere behov for kjøling og at elforbruket blir mindre temperaturavhengig. Våre analyser viser at høyere temperatur, gitt forbedret byggkvalitet, gir en reduksjon på i underkant av 0,5 TWh for Stor-Oslo til 2040.

2.4 Hovedprognosen viser fortsatt vekst

Vår hovedprognose viser fortsatt vekst i det maksimale effektbehovet², med en vekst på 750 MW til 2040 og over 1500 MW til 2070. Utover i tid øker usikkerheten i de underliggende driverne, og etter 2040 har vi kun fremskrevet prognosen, som er modellert i modellverktøyet frem til 2040. Det er ikke lagt til forbrukerfleksibilitet som har noe betydning for det maksimale effektforbruket i hovedprognosen.

Vi forventer en forbruksvekst på over 15 prosent til 2040



Figur 6 Hovedprognose for maksimalt effektforbruk i Stor-Oslo.

Vi forventer at det maksimale effektforbruket vil øke fremover, men veksten gjennom perioden vil variere. Frem til 2025 er veksten hovedsakelig styrt av forholdet mellom befolkningsvekst og bygningsmasse. Det er fordi elbilforbruket er relativt marginalt. Selv med høy befolkningsvekst er forbruksveksten ganske moderat, da mer nybygging bidrar til å dempe effektforbruket per innbygger.

Fra 2025 til 2040 er veksten noe brattere. En økende elbilandel gjør at trenden med fallende effektforbruk per innbygger forsvinner, og elbilens forbruksmønster blir mer synlig i forbruksprofilen gjennom døgnet. Utviklingen i elbilparken vil være den store driveren for kraftforbruket i husholdninger etter 2030. Selv om mer urbanisering, bedre byggkvalitet og mer energieffektive løsninger reduserer forbruket, vil ikke dette kompensere for økningen i elbilbruk. Dette er hovedårsaken til at forbruket øker videre etter 2030.

Vi har forutsatt kraftprisen eller sluttbrukerprisen ut til sluttkundene holder seg innenfor historiske nivåer. Det vil si at prisene kan svinge fra år til år, men dersom kraftprisen skulle utvikle seg langt under eller langt over historiske prisnivåer relativt til andre kostnader, kan det være behov for justering av prognosene.

² Maksimalt effektbehov er definert som det beregnede forbruket vi kan forvente vil inntreffe i en av ti vintre med en middeltemperatur over tre dager på $-18,4$ grader Celsius i Oslo. Forbruket i denne perioden med svært lave temperaturer er hva vi må dimensjonere kapasiteten i nettet etter og kalles dimensjonerende temperatur.

Tabell 7 Våre forutsetninger i hovedprognosen for Stor-Oslo frem til 2040

Forutsetninger i hovedprognose	Hovedprognose
Befolkningsvekst	SSB middelsscenario
Elbilandel	Øker fra 5 % i dag til 70 % i 2040
Byggkvalitet vektet TEK krav (KWh/m ² oppvarmet BRA) husholdninger	Nedgang fra 120 i dag til 95 i 2040
Byggkvalitet vektet TEK krav (KWh/m ² oppvarmet BRA) tjenestebygg	Nedgang fra 180 i dag til 110 i 2040
Netto tilvekst areal per innbygger	Svak nedgang i Oslo, stabilt på dagens nivå i Akershus
Netto tilvekst areal per ansatt	Svak nedgang i Oslo, stabilt på dagens nivå i Akershus
Rehabiliteringsrate bolig	1 % årlig
Rehabiliteringsrate tjenestebygg	1,5 % årlig
Nybyggingsrate bolig	1,1 % årlig i Oslo og 1,5 % årlig i Akershus
Nybyggingsrate tjenestebygg	1,5 % årlig i Oslo og 1,6 % årlig i Akershus

Mer usikker framskrivning til 2070

Vi bruker forbruksprognosene blant annet til å dimensjonere kapasitet for hvert enkelt anlegg når vi bygger nytt. Anleggene våre har en forventet levetid på opp mot 100 år. For å kunne investere i en kapasitet som er tilstrekkelig langt inn i fremtiden må vi også anta noe om forbruksutviklingen langt frem i tid.

Modellen vi bruker går imidlertid kun frem til 2040, og det er så langt frem i tid vi mener det er mulig å anta at sammenhengene vi ser i dag vil holde seg. Prognosen fra 2040 - 2070 har vi fremskrevet utenfor modellen. Her vil usikkerhet og utfallsrom i forbruksprognosene bli så stor at det er vanskelig å modellere en fundamental utvikling.

I 2040 antar vi at elbilandelen er cirka 70 prosent av bilparken, og mesteparten av forbruksveksten som kommer fra økt elbilbruk er hentet ut. Ettersom elbilandelen er antatt å flate ut, har vi lagt til grunn samme vekst fra 2015-2020 mellom 2050-2070, hvor det er en lav vekst i elbilbruk. Usikkerheten i forbruksutviklingen er veldig stor så langt frem i tid, og teknologier som er ukjente i dag kan spille en stor rolle.

2.5 Stort utfallsrom i prognosen

Det er stor usikkerhet i framtidig energi- og effektforbruk. Vi har utviklet to alternative scenarioer, Høy og Lav, for å gi et relevant utfallsrom for framtidig forbruksutvikling. Fra analysene vet vi at befolkningsvekst, utbedringsrate for bygg og bolig og elektrifisering av privattransport er blant de viktigste driverne til kraftforbruket. Scenarioene vi har laget er basert på ulike antagelser i disse. Forskjellen mellom lavt og høyt scenario i 2040 er på 1100 MW. I 2070 er forskjellen på ca. 2450 MW.

Vi bruker fundamentale scenarioer

Vi benytter en fundamental tilnærming i utarbeidelsen av prognosen og scenarioene. Det betyr at vi kvantifiserer driverne for kraftforbruket så godt det lar seg gjøre ut fra kunnskap om hver av dem, sammenhenger og historiske data. Dette grunnlaget bruker vi for å si noe om hvordan vi forventer at driverne vil utvikle seg i fremtiden.

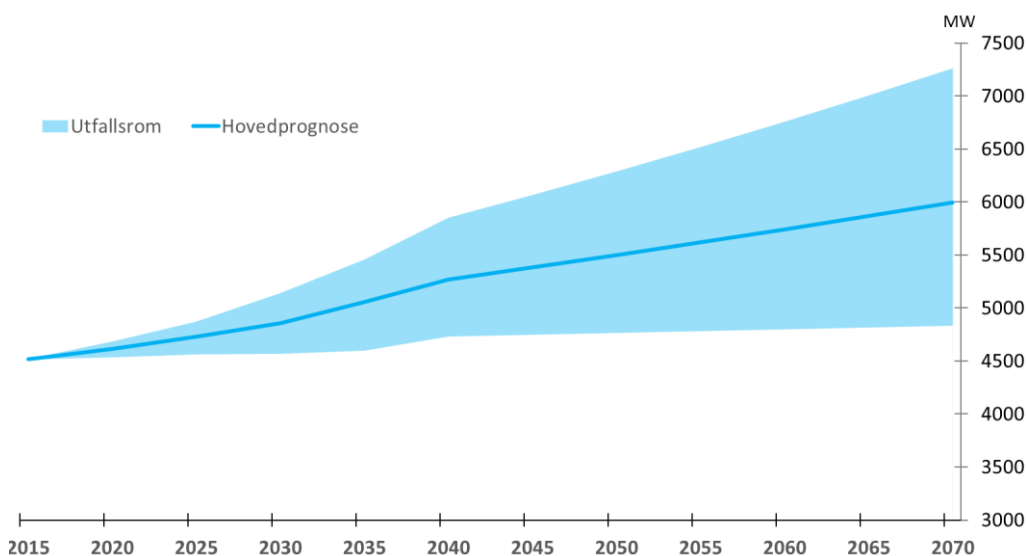
Utfallsrommet øker utover perioden

Befolkningsvekst, innfasing av strengere byggestandarder og økning i elbilandel er de variablene vi kjenner som påvirker det maksimale effektforbruket mest. Vi bruker disse variablene for å skille på hovedscenarioene for fremtidig forbruk.

Tabell 8 Våre forutsetninger i hovedprognose, høyt scenario og lavt scenario frem til 2040

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

Når vi endrer antakelsene om befolkningsvekst må vi også gjøre en antagelse om veksten i bolig- og byggareal. Vi holder tilveksten i areal per innbygger lik som i hovedprognosen. Det betyr at samlet arealvekst vil være forskjellig, men areal per innbygger den samme. Rehabiliteringsraten er forskjellig og typisk noe lavere i høyt scenario hvor vi forventer et høyere kraftforbruk. I lavt scenario er denne satt høyere fordi dette isolert sett vil redusere kraftforbruket.



Figur 7 Viser maksimalt effektforbruk i Stor-Oslo i hovedprognosen, lavt og høyt scenario

Frem til 2025 er det begrenset i hvilken grad befolkningsvekst og bygningsmasse styrer utviklingen. Selv om befolkningsbanene fra Statistisk Sentralbyrå antyder at det er 8 prosent flere innbyggere i høyt scenario enn i lavt scenario i 2025, gir det liten forskjell i maksimalt effektforbruk. Økt nybygging bidrar til å redusere energi og effektforbruket per innbygger og redusere utfallsrommet i kraftforbruket. En lav befolkningsutvikling bidrar til seinere utskiftning av boligmassen fra gammel til nye hus og gir en mindre nedgang i forbruket. Samtidig bidrar høyere rehabiliteringsrate til at forbruket holder seg stabilt lavt fremover.

Fra 2030 til 2050 øker utfallsrommet, og det er forskjellen i antall elbiler som bidrar mest til å forsterke forskjellen mellom scenarioene. I høyt scenario i 2040 er nesten hele personbilparken elektrifisert. I det lave scenarioet er bare halvparten av personbilparken elektrifisert.

Fra 2040 og utover i perioden har vi lagt til grunn samme antagelse i høyt og lavt scenario som i hovedprognosen, med en årlig vekst tilsvarende hva den har vært mellom 2015 og 2020. Usikkerheten om driverne er såpass stor at selv om vi kan se for oss at elbilandelen i det lave scenarioet vil øke har vi valgt å holde denne uendret. Befolkningsutviklingen og utviklingen i boligmassen vil styre forbruksutviklingen fra 2040 til 2070 i våre prognoser.

Forbruksutviklingen er veldig usikker så langt ut i tid ettersom nye ukjente teknologier kan spille en stor rolle. I tillegg kan klimaendringene bli mer fremtredende i energi- og effektforbruket gjennom redusert behov for oppvarming på vinteren og økt behov for kjøling om sommeren. Dette kan bidra til at det maksimale effektforbruket blir redusert eller flater ut.

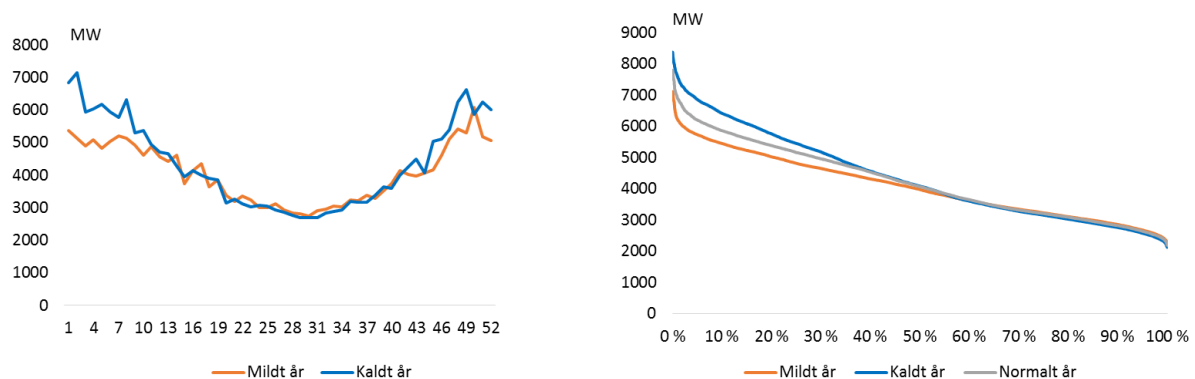
2.6 Prognosen har flere dimensjoner

Kraftforbruket varierer innenfor året og mellom år avhengig av temperatur. Hittil har vi dimensjonert kapasiteten i transmisjonsnettene ut fra det maksimale effektforbruket som oppstår i én av ti vintre. I de andre vintrene vil temperaturen være høyere, som også mest sannsynlig vil gi et lavere forbruk.

Vi har brukt en annen kraftsystemmodell til å se på forskjellen mellom milde og kalde år

I forbruksprognosemodellen Leopard har vi på nåværende tidspunkt ikke mulighet til å se hvordan effektforbruket varierer med temperatur. Vi estimerer kun normalårsforbruket i Leopard og maksimalt forventet effektforbruk beregner vi utenfor modellen.

Vi har brukt kraftsystemmodellen Samlast til å illustrere hvordan årlig variasjon i temperatur påvirker husholdningsforbruket. Dette er en optimaliseringsmodell som simulerer blant annet fremtidig kraftforbruk basert på 24 år med historiske værdata. Værråene består av flere historiske år med temperatur, tilsig, vind- og solserier for flere områder i Norden og Europa. Vi har valgt å vise resultatene for hele Østlandet, som er et mye større område enn Stor-Oslo. Mest sannsynlig vil variasjonen mellom år i Stor-Oslo være noenlunde likt som på Østlandet siden begge områder har mye husholdningsforbruk.



Figur 8 Simulert gjennomsnittlig ukentlig effektforbruk over året i 2030 i et mildt og kaldt år for Østlandet (Stor-Oslo pluss Buskerud, Oppland, Hedmark, Østfold og deler av Telemark). Figur til høyre viser varighetskurve av forbruket i 2030 for samme område.

Vi ser at forskjellen mellom et mildt og et kaldt år er størst vinterstid. I sommerperioden er forskjellen minimal. Dette viser at forbruket varierer med utetemperaturen, og at vi bruker mye elektrisitet til oppvarming vinterstid. Om sommeren er forbruket lavt, og mesteparten går til belysning og annet forbruk som krever lite elektrisitet.

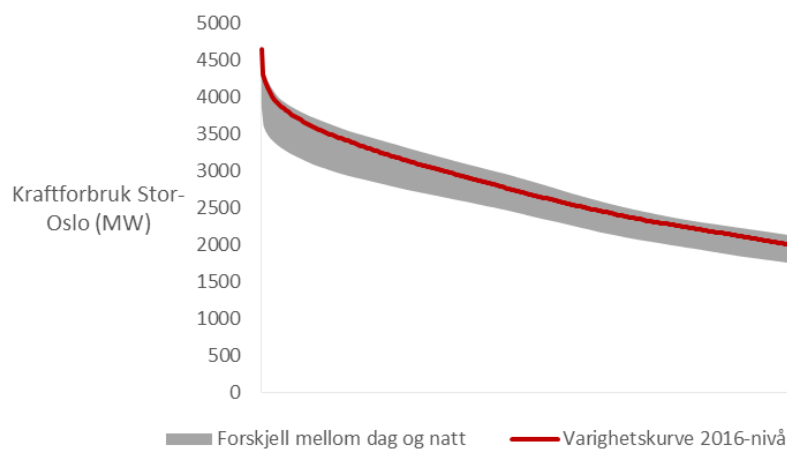
I et kaldt år er gjennomsnittlig simulert effektforbruk i dette eksemplet ca. 10 prosent høyere enn et år med normale temperaturer for Østlandet. I et mildt år er gjennomsnittlig effektforbruk ca. 5 prosent

lavere enn normalåret. Når vi ser på historikken er derimot forskjellen større, gjerne over 10 prosent høyere eller lavere enn normalen. Fremover vil vi fortsette jobbe videre med å forbedre analysegrunnlaget og modellene våre.

Stor forskjell i forbruket mellom dag og natt

Dagens kraftforbruk varierer mye mellom dag og natt i Stor-Oslo. Om dagen er forbruket høyere enn om natten. Det maksimale kraftforbruket oppstår vinterstid hvor oppvarmingsbehovet er høyt, gjerne om morgenen, eller om ettermiddagen når folk kommer hjem fra jobb.

Figur 9 under viser strømforbruket i Stor-Oslo per 2016. Det grå utfallsrommet viser forskjellen i kraftforbruket mellom dag og natt. Det maksimale kraftforbruket på natta er nærmere 1000 MW lavere enn på dagen. Den viser også mulighetene vi har til å flytte forbruk fra dag til natt som potensielt kan redusere det maksimale kraftforbruket med 500 MW.



Figur 9 Forskjell i kraftforbruket i Stor-Oslo mellom dag og natt i 2016.

2.7 Viktige sensitiviteter

Vi har gjort noen sensitiviteter for å belyse sammenhenger bedre, og hvordan endring i en enkeltfaktor vil påvirke det samlede forbruket. Dette er nyttig for kunnskapsutvikling og forståelsen av viktige faktorer som inngår i forbruksprognosen.

Varmepumper

Vi har antatt en økning i andel husstander som har varmepumpe frem mot 2040. Dette vil påvirke både energi- og effektforbruket. For å se nærmere på effekten av dette har vi holdt andel husstander med varmepumpe konstant som i dag frem til og med 2040 for både husholdning og tjenesteytende næring.

Våre resultater viser at flere varmepumper vil redusere energiforbruket, men øke effektforbruket noe. Dette fordi vi forutsetter luft/luft varmepumper i husholdninger. Denne typen varmepumper har i dag tilnærmet samme virkningsgrad som en panelovn når det er svært kaldt. Det betyr at hvis oppvarmingen i utgangspunktet blir dekket kun av panelovner vil ikke luft/luft varmepumpe redusere maksimalt effektforbruk. Fremover er det sannsynlig at luft/luft varmepumper blir mer effektive, og dermed ha relativt høy virkningsgrad selv med lave utetemperaturer.

Økning i forventet laveste utetemperatur

Temperatursensitiviteten beskriver hvordan forbruket endrer seg ved endringer i utetemperaturen. Når vi beregner det maksimale effektforbruket vi forventer må vi legge til grunn en faktor som viser sammenhengen mellom temperatur og forbruk. Forbruksprognosene fra modellen er basert på et år

med normale temperaturer ned til -4 grader celsius i Oslo (gjennomsnittstemperatur av siste 30 år). Vi må regne oss fra normalåret til et kaldt år som vi må dimensjonere nettkapasiteten etter. Et kaldt år er definert ut fra utetemperatur og sannsynligheten for at dette vil inntreffe. I dag legger vi til grunn en dimensjonerende temperatur på -18,4 grader celsius over tre dager som vil inntreffe i én av ti vintre. Vi legger også til grunn en temperatursensitivitet på 1,8 % per grad ut fra det vi ser i historikken, og etter samtale med Hafslund Nett.

Den nåværende dimensjonerende temperaturen maksimallasten blir beregnet ut fra er temperatur i referanseperioden fra 1960-1990. Vi er i gang med å oppdatere med nyeste referanseperiode fra 1990 – 2012. Nedenfor har vi gjort en enkel beregning som viser hva det har å si hvis vi antar at det blir noe mildere. Et varmere klima tyder på at dimensjonerende vintertemperatur i realiteten er noe høyere.

Hvis vi antar en noe høyere dimensjonerende temperatur på -15 grader Celsius i stedet for -18,4 grader Celsius, vil det bety at forbruket vil være rundt 200 MW lavere i 2030 og 2040 enn om vi dimensjonerer for -18 grader Celsius. Dette tilsvarer rundt 3 prosent av maksimalforbruket i Stor-Oslo. Vi behandler dette som en usikkerhet inntil vi får oppdaterte verdier om dimensjonerende temperatur fra meteorologisk institutt.

Tabell 9 Endring i maksimalt effektforbruk med en høyere dimensjonerende utetemperatur

Endring i dimensjonerende temperatur	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Snitt over alle år
Dimensjonerende temperatur differanse (MW)	-180	-185	-190	-195	-200	-210	-190

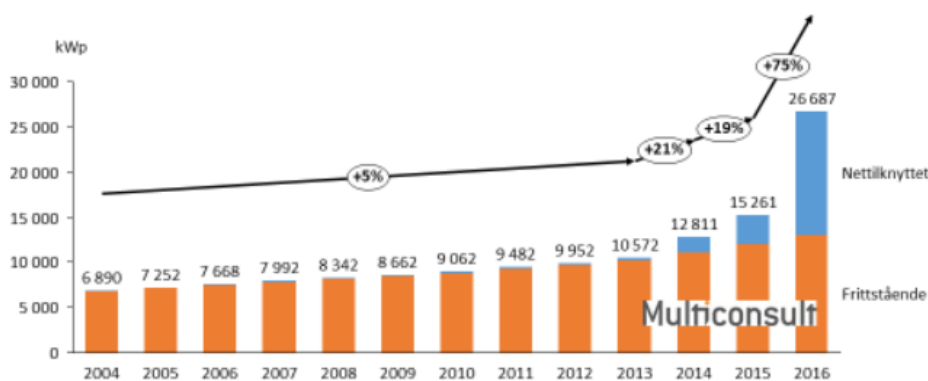
3 Prognose solkraft

Installasjon av solcellepaneler på næringsbygg og boligtak har blitt mer aktuelt. Kostnadsreduksjoner på solcellepanel, subsidieordninger og at flere ønsker å være miljøvennlige ved produsere egen strøm er noen av årsakene til veksten siste årene. I tillegg har flere aktører med behov for kjøling sett at solkraftproduksjon samsvarer godt med kjølebehovet gjennom døgnet.

Vi legger til grunn at solcellepaneler på tak blir mer vanlig fremover og presenterer her vår prognose for utviklingen i Stor-Oslo. Selv om solkraft i liten grad vil påvirke maksimalforbruket er det viktig å følge med på utviklingen da det kan påvirke forbruksmønsteret og energibruken over året. Vi har ikke prognoser over nye vind- og vannkraftverk i området da vi anser potensialet for å være begrenset.

3.1 Historikk solkraftproduksjon

Det ble installert totalt over 11 MW solceller i Norge i 2016. Dette tilsvarer en vekst på 75 prosent fra 2015. Anlegg tilknyttet strømmettet utgjør den største andelen av det totale volumet. Akkumulert effektkapasitet for anlegg tilknyttet strømmettet utgjør 13,6 MW. Til sammen er det installert ca. 27 MW solkraftproduksjon i Norge ved utgangen av 2016. Med en gjennomsnittlig brukstid på 750 timer utgjør dette ca. 10 GWh/år (Solkraftforeningen.no).



Figur 10 Installert effekt av solkraft i Norge

3.2 Drivere for solkraftproduksjon

Politiske målsetninger om mer solkraft

Oslo kommune har et mål om 150 MW installert kapasitet av solceller og solfangere innen 2030 (Teknisk ukeblad 2016). Med en brukstid på 750 timer (Multiconsult 2017) utgjør dette ca. 110 GWh i årsproduksjon. I Oslo kommune kan privatpersoner få en kostnadsreduksjon på opptil 40 prosent på totalinvesteringen av solceller. Aktører kan også søke Enova og enkelte kommuner om støtte til installasjon av solceller. I tillegg har plusskunder eller aktører som kan levere et overskudd tilbake på nettet fra sin egen produksjon tilgang til elsertifikater.

Støtteordninger og kostnadsreduksjoner gjør installasjon av solcelleanlegg mer aktuelt

Støtteordninger og fallende kostnader har ført til store investeringer i storskala solkraftparker i Europa, USA, India og Kina de siste årene. Kostnadsreduksjonen kommer hovedsakelig av effektiviseringer i forsyningskjeden og produksjonsprosesser for selve modulene (Statnett 2016). Denne utviklingen har gjort at installasjon av solkraft på boliger i privathusholdninger er blitt mer aktuelt i Norge selv om solforholdene her kan være noe dårligere.

En husholdning med sitt eget solcelleanlegg kan redusere strømregningen sin ved å optimalisere eget forbruk etter solkraftproduksjonen. Dette er fordi husholdningene mottar en lavere pris for elektrisiteten om de selger denne på nettet enn hva det koster å kjøpe tilsvarende mengde elektrisitet. Inntektene ved salg er hovedsakelig spotprisen, men ved kjøp kommer skatter og avgifter i tillegg til spotprisen. Så lenge kostnaden er større enn inntekten vil det lønne seg å dekke eget forbruk.

Vi har sett litt nærmere på lønnsomheten av å installere solcellepanel på boligtak. Det er viktig å presisere at dette er en grov tilnærming og analyse.

Lønnsomheten av å investere i et solcelleanlegg er basert på dagens nettleie og vår kraftprisprognose fra i dag og frem til 2040. Dette er sparte kostnader om man produserer strømmen selv. Kostnadene er basert på dagens priser på en nøkkelferdig montering med en kostnad på 17,5 NOK inkl. moms per Watt. Vi har ikke tatt med vedlikeholdskostnader. Vår analyse viser at med en brukstid på 750 timer, vil installasjon av solceller fortsatt kreve støtteordninger for å være lønnsomt med et avkastningskrav på 4 prosent og en tilbakebetalingstid på 30 år. Tar vi hensyn til støtteordningen som Oslo kommune kan tilby vil dette hjelpe betraktelig på lønnsomheten, men fortsatt vil installasjon av solceller være marginalt ulønnsomt. Vi tror prisen på solcellepaneler vil fortsette å falle, og om noen år vil behovet for subsidier være mindre, gitt dagens nivå på nettleie og vår kraftprisprognose frem mot 2040.

Investering i solkraft kan ha andre motiver enn lønnsomhet

Selv om solceller med subsidier har begrenset lønnsomhet, er det fortsatt mange som ønsker dette installert på sine boligtak. Motivene er ofte knyttet til miljøengasjement, produsere egen strøm til eget forbruk eller et takareal som ikke blir brukt til andre ting.

3.3 Solkraftprognose Stor-Oslo

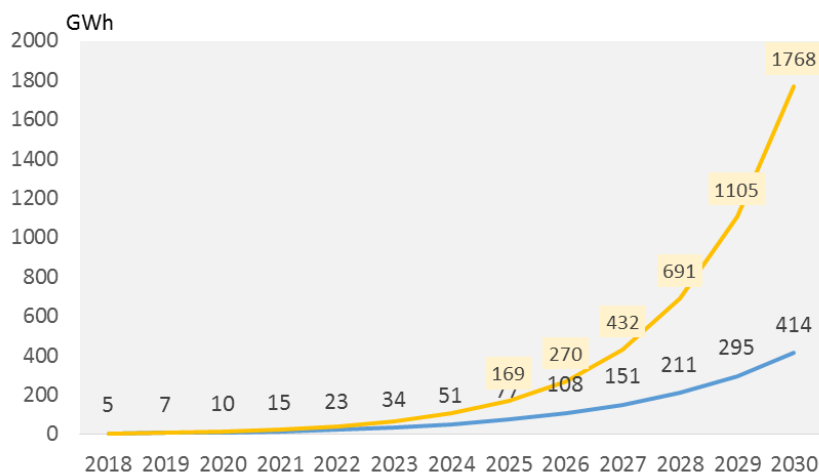
Vi tror på en økning i solkraftproduksjonen fremover

Vi har laget egne prognoser for solkraft i Stor-Oslo med utgangspunkt i historiske vekstrater og hva vi tror om den generelle utviklingen av solkraft fremover i vår Langsiktige markedsanalyse (Statnett 2016). Usikkerheten i prognosen er stor og mengden solcelleanlegg som kommer er avhengig av politiske målsetninger, støtteordninger og lønnsomhet. I dag er det hovedsakelig subsidier som driver etterspørselen etter nye solcelleanlegg hos husholdninger.

Oslo kommune har et mål om 150 MW solceller og solfangere i 2030 som vil utgjøre ca. 110 GWh per år. Vår hovedprognose er noe høyere enn dette, og vi har antatt en årlig vekst på 50 prosent frem til 2025 og 40 prosent frem til 2030. I denne prognosen ser vi for oss en moderat utvikling hvor subsidiene faller i takt med kostnadene. Denne prognosen er noe høyere enn hva vi har antatt i vår Langsiktige markedsanalyse. De beste områdene med de beste solforholdene blir bygget ut først slik at vi får en høyere vekst i starten av perioden.

Vi har også laget en prognose med høyere årlig vekst som danner et maksimum på hvor mye solkraft som kan bli installert i Stor-Oslo. Den årlige veksten fra i dag og frem til 2020 er basert på siste års vekst som var på hele 75 prosent, og 60 prosent vekst mellom 2020 og 2030. Her vil det være et sterkt politisk ønske om å få flere til å installere solkraft. Dette vil kreve gode subsidieordninger i kombinasjon med kostnadsreduksjoner for solcellepanel.

I den høye vekst prognosen i 2030 kan vi få opp mot 2 TWh solkraftproduksjon i Stor-Oslo som tilsvarer opp mot 2500 MW installert effekt. Vi har beregnet at hvis alle boliger i Stor-Oslo installerer et 4,2 kW anlegg, som ut fra våre beregninger kommer best ut økonomisk sett, vil det maksimalt kunne bli installert ca. 2700 MW med solcelleanlegg i Stor-Oslo i 2030. Derfor vil 2 TWh eller 2500 MW være et teoretisk maksimum av installert effekt.



Figur 11 Viser basis og høy solkraftprognose for Stor-Oslo

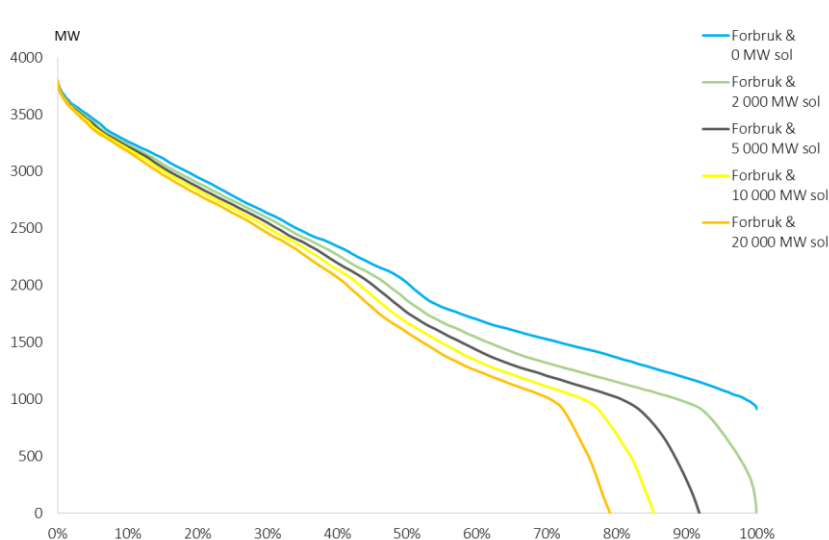
Solkraft påvirker ikke maksimallasten, men reduserer energiforbruket

Solkraft vil i svært liten grad påvirke maksimallasten siden denne oppstår om vinteren da bidraget fra solen er begrenset. Figur 12 under viser varighetskurven av normalårsforbruket i Stor-Oslo i 2030 fratrukket solkraftproduksjonen time for time gjennom året. For å estimere solkraftproduksjonen har vi brukt vår egen solserie fra Sør-Norge over 50 historiske værår.

I ca. halvparten av tiden er bidraget fra solkraft veldig begrenset, selv med store mengder solcelleanlegg. I sommermånedene når forbruket er lavere og solkraftproduksjonen er høyest ser vi at solkraft har større påvirkning på nettoforbruket. Veldig store mengder kan i perioder på sommeren være nok til å dekke hele forbruket. Dette krever derimot en vekst i solkraftproduksjonen langt over hva de politiske målene tilsier.

Med 5000 MW solkraft vil dette kunne dekke hele forbruket i underkant av 10 prosent av tiden, og med 20 000 MW i 20 prosent av tiden. Selv en firedobling av mengden solkraft installert gir kun 10 prosent økning i tiden hvor solkraft dekker hele forbruket. Dette understreker at produksjon fra solkraft ikke korrelerer med timene med høyest forbruk over døgnet samlet sett i Stor-Oslo. Det betyr ikke at solcelleanlegg ikke er gunstig for enkeltaktører med for eksempel et større kjølebehov eller behov for kraften midt på dagen. For disse kan solcelleanlegg bidra til reduserte forbrukstopper.

For å nyttiggjøre mer av energien fra solcellene i perioder hvor forbruket er høyest og oppnå økt lønnsomhet av investeringene i solcellepaneler, er et alternativ å ta i bruk batterier som kan lagre energien til perioder hvor forbruket er høyest.



Figur 12 Varighetskurve av normalårsforbruket i Stor-Oslo i 2030 fratrukket solkraftproduksjon med ulike mengder solkraft.

Batterier til lagring er i dag lite lønnsomt i Sør-Norge

Investeringer i batteri eller annen form for lagring kan ha stor effekt på forbruksprofilen. Kostnadene for batterier, spesielt Li-ionbatteri som blir brukt i elbiler, har falt mye de siste årene og vil sannsynligvis gjøre det også i årene fremover. Batterier er mest egnet til å utjevne kortvarige variasjoner fra for eksempel solkraftproduksjon.

Batterier kan bidra til å øke utnyttelsen og lønnsomheten av solcelleanlegg. Batterier gjør at vi kan lagre energien fra solkraftproduksjon om dagen i perioder med mye sol og forbruke dette når solcellene leverer mindre om kvelden eller morgenen. Lønnsomheten av slike batterier er avhengig av flere aspekter:

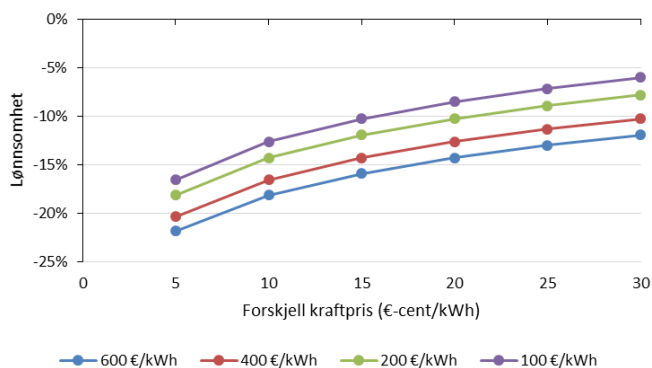
- Prisforskjellen mellom sluttbrukerprisen³ og spotpris
- Kostnader for batterisystemer
- Nettleiestruktur
- Strømprisavtale

Tidligere har investeringer i batterisystemer ikke vært lønnsomme grunnet høye investeringskostnader. Våre egne beregninger viser at det er tvilsomt om batterier til lagring av egenproduksjon vil bli lønnsomt i analyseperioden. Dette gjelder selv om batterikostnaden faller og forskjellen mellom sluttbrukerprisen og spotprisen øker som forventet

Våre beregninger tar utgangspunkt i at batteriet brukes til å maksimere forbruk av egenprodusert solkraft i husholdninger. Batteri tilknyttet et solcelleanlegg gjør det mulig å flytte solstrøm som kan selges til spotpris over til perioder hvor forbruket er høyere enn produksjonen, hvor man bruker den lagrede solstrømmen selv og dermed sparer kjøp av strøm til sluttbrukerpris. Prisdifferansen mellom sluttbrukerprisen og spotprisen er inntekten av å ha et batteri.

I vår lønnsomhetsberegning av batterier har vi tatt utgangspunkt i et standard 4,2 kW solcelleanlegg som kom best ut i vår analyse av lønnsomheten til solcellepaneler i Norge. Videre har vi antatt tre timer utladningstid.

³ Spotpris inklusive nettleie og andre avgifter



Figur 13 Lønnsomheten av batterier tilknyttet et solcelleanlegg som funksjon av forskjellen mellom spotpris og sluttbrukerpris gitt ulike investeringskostnader for batterier. Internrente er benyttet som mål på lønnsomheten.

Våre analyser viser at gjennomsnittlig forskjell mellom sluttbrukerpris og spotpris må være over 30 €-cent/kWh, som tilsvarer ca. 270 øre/kWh for at batterier skal lønne seg som utjevningsmekanisme. I dag er gjennomsnittlig prisforskjell ca. 9 €-cent mellom spotpris og sluttbrukerpris. I tillegg må batterikostnaden falle til under 100 €/kWh. Til sammenligning er prisen på et "power wall"-batteri fra Tesla ca. 5000 NOK/kWh (Tesla motors 2017) eller 560 €/kWh i dag.

Selv om våre analyser viser begrenset lønnsomhet, er det stadig flere aktører som har uttrykt interesse for investere i solcelleanlegg. Disse aktørene har gjerne en tydelig effekttopp i sitt forbruksmønster midt på dagen.

Nye effektbaserte tariffer i distribusjonsnettet kan påvirke lønnsomheten av solkraft

NVE foreslår en ny tariffmodell hvor tariffen blir utformet som et abonnement hvor prisen avhenger av hvor mye strøm kunden vil bruke i løpet av en time (kWh/h). NVE har gjort noen regneeksempler som viser at dette vil kunne slå negativt ut for lønnsomheten av solkraft sammenlignet med dagens ordning (Norges vassdrags- og energidirektorat 2017).

4 Utvikling i forbrukerfleksibilitet

Forbruket varierer over året, og gir ulik belastning i nettet. Belastningen er høyest i kalde perioder på vinteren og lav på sommeren. Det kan derfor være stor verdi i å redusere eller flytte forbrukslaster fra timene med høyest forbruk. I dag har vi ordninger der forbruk med fleksibilitet kan få betalt for å kunne kobles ut på kort varsel. Dette forbruket ligger også inne i våre forbruksprognoser. Fremover tror vi at andelen av forbruket som er fleksibelt vil være på minst samme nivå som i dag. Både prisnivå, prissvingninger, ny teknologi og nye markedsløsninger kan føre til at tilgangen øker, men dette ligger ikke inne i våre forbruksprognoser i dag.

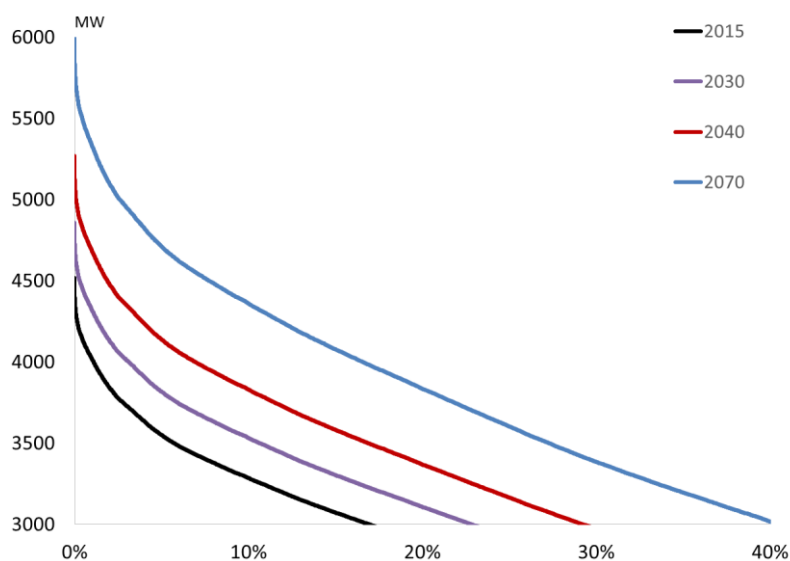
4.1 Samlet forbrukerfleksibilitet i dag er begrenset

I Stor-Oslo er mesteparten av forbruket knyttet til husholdningsforbruk og en stor andel av dette går til oppvarmingsformål. Generelt er behovet for oppvarming stort om vinteren og lavt om sommeren. Dette er en av årsakene til at kraftprisen varierer over året og ofte er høyest når oppvarmingsbehovet er størst. I tillegg vil variasjon i tilsig, kullpriser og gasspriser også ha stor betydning for variasjon i kraftprisen.

Selv om kraftprisen er høyere vinterstid er det begrenset reduksjon i forbruket. Både prisnivået og prisvariasjonen er ikke høy nok til at forbrukerne responderer i stor grad. Vi får da en "spiss varighetskurve" med en stor økning i forbruk i noen få timer. Toppen av kurven skyldes forbruket i de kaldeste dagene, gjerne om morgenen eller ettermiddagen. En av årsakene til begrenset forbrukerfleksibilitet er trolig at dagene hvor det er kaldest og oppvarmingsbehovet er høyt oftest har kort varighet og opptrer sjeldent. De siste årene har slike perioder hatt en varighet på bare noen dager. Med dagens variasjon i strømpris gir det derfor liten samlet økonomisk gevinst for en enkeltforbruker å redusere forbruket for å spare utgifter.

Mer forbrukerfleksibilitet vil flate ut varighetskurven i større grad enn i dag. Dette består blant annet av at forbrukerne vil benytte seg mer av ikke- elektriske energibærere i perioder hvor kraftprisen er høy eller redusere forbruket i disse periodene.

Fleksibilitet i forbruket kan flytte forbruket fra toppplasttiden



Figur 14 Varighetskurve av forbruket i Stor-Oslo i et kaldt år.

Ser vi på hvordan forbruket fordeler seg over året er det tydelig at kurven er spiss på toppen og at tidsrommet med høyt forbruk er begrenset. Det er timene med høyest forbruk som er dimensjonerende for den nettkapasiteten vi trenger. Da kan det være en stor verdi, i form av sparte nettinvesteringer, ved å redusere de få timene med høyt forbruk.

Varighetskurven vist i Figur 14, er basert på en kombinasjon av historikk og prognose. Varighetskurven fra forbruksprognosemodellen er flattere enn hva den har vært historisk og gir etter vår vurdering for lite variasjon. Vi har derfor korrigert modellresultatene med bruk av historiske data.

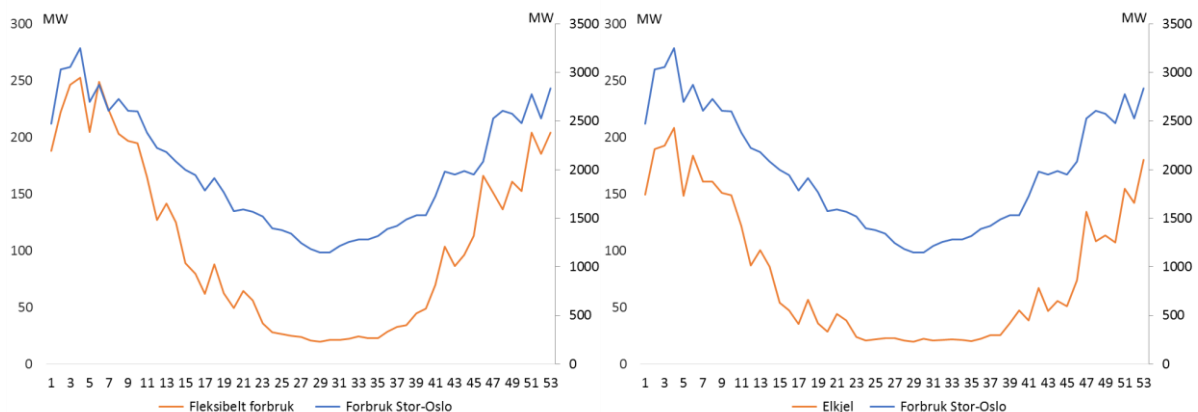
Vi har tilgang på fleksibelt forbruk med redusert nettleie i dag

Statnett opererer med en frivillig ordning for fleksibelt forbruk der kunden inngår en avtale om å stille forbruk til disposisjon for utkobling mot en reduksjon i sentralnettstariffen. I dag er det ca. 350 MW fleksibelt forbruk i Stor-Oslo som kan bli koblet ut på kort varsel. Dette er inkludert i forbruksprognosene våre.

Kundene melder inn timesverdier for fleksibelt forbruk på ukentlig basis, og tariffgrunnlaget er basert på gjennomsnittlig uttak i toppplasttiden fra de siste fem årene. Avtalen går ut på at forbruket som ligger inne i ordningen kobles ut ved varsel fra landssentralen.

Landssentralen kan koble ut forbruket i svært pressede driftssituasjoner, og som hovedregel skjer dette som følge av kapasitetsbegrensninger i nettet. Utkobling er et virkemiddel hvis andre tiltak ikke gir en bedre effekt. Volumene i fleksibelt forbruk er usikre og varierer over året. Derfor kan andre tiltak være mer hensiktsmessige, avhengig av situasjonen.

Det fleksible forbruket i Stor-Oslo består hovedsakelig av el-kjeler, og forbruket til el-kjelene følger det generelle forbruket i Stor-Oslo over året med høyere forbruk om vinteren enn om sommeren. Som oftest er det i vinterperioden behovet for utkobling er størst. Dette sammenfaller godt med el-kjelenes forbruksmønster.

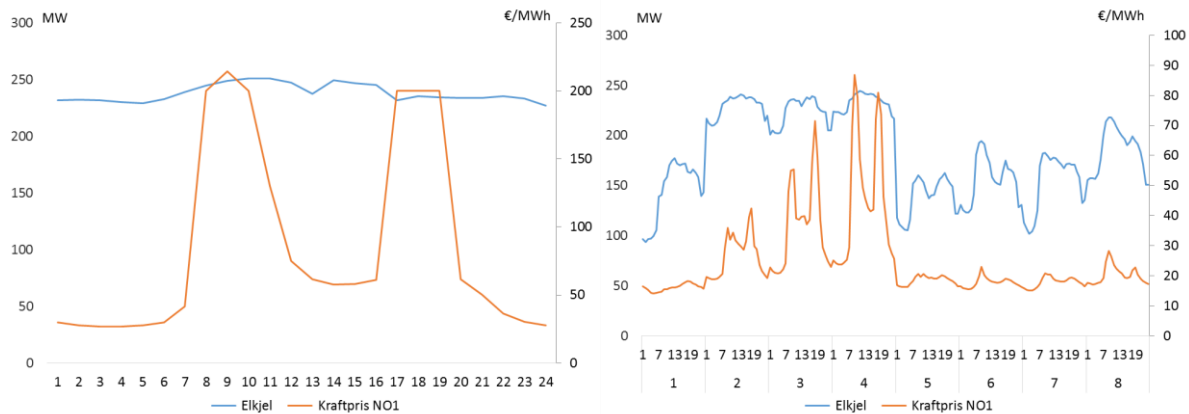


Figur 15 Figur venstre: gjennomsnittlig fleksibelt forbruk (venstre akse) og gjennomsnittlig forbruk Stor-Oslo (høyre akse). Figur høyre: gjennomsnittlig elkjelforbruk (venstre akse) og gjennomsnittlig forbruk Stor-Oslo (høyre akse).

El-kjelene kan bidra med fleksibilitet selv i perioder med høye kraftpriser

Anstrengte situasjoner oppstår oftest om vinteren når forbruket er høyt. En sentral usikkerhet er da om el-kjelene er i drift eller ikke. Er de ikke i drift vil store deler av det fleksible forbruket i Stor-Oslo være utilgjengelig.

Våre analyser viser at el-kjelene er i drift selv i perioder med høye kraftpriser og høyt forbruk. Dette gjelder også i timer med de høyeste prisene som har vært de siste to årene. Hvordan dette blir i fremtiden er noe usikkert, men mest sannsynlig vil de også kunne bidra i tiden fremover.



Figur 16 Figur venstre: El-kjelforbruk og kraftprisen i NO1 21. januar 2016. Figur høyre: El-kjelforbruk og kraftpris i utvalgte uker i året 2016.

Vi har hentet ut kraftpris og el-kjelforbruk 21. januar 2016 hvor også forbruket i Stor-Oslo var på sitt høyeste i denne historikken. Selv om prisforskjellen er betydelig over døgnet er el-kjelforbruket ganske stabilt og lite prissensitivt. Det samme mønsteret ser vi om vi ser dette over en lengre periode. El-kjelforbruket er ganske stabilt selv om både prisenivået og prisforskjellen varierer over døgnet.

4.2 Forbrukerfleksibilitet kan bli et viktig verktøy fremover

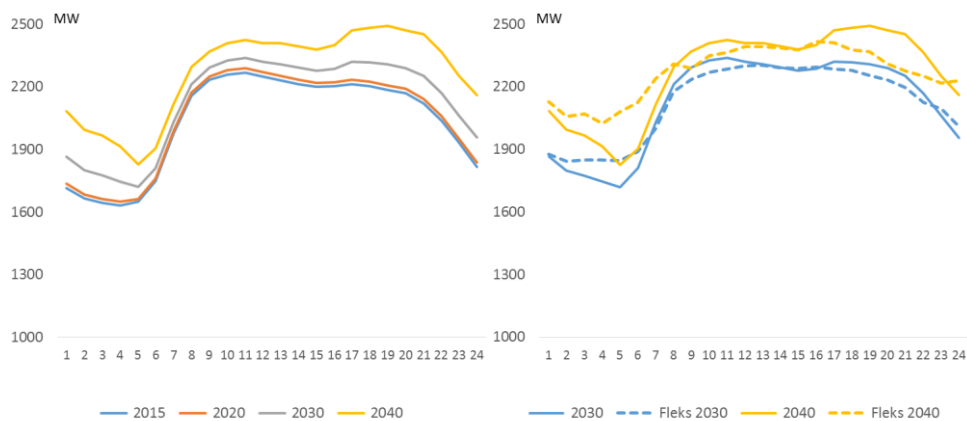
Vi tror forbrukerfleksibilitet og utvikling av nye løsninger vil bli mer utbredt i tiden fremover. Både behovet for slike ordninger og verdien av fleksibiliteten ser ut til å bli større og ny teknologi vil gjøre det enklere å utvikle mer markedsbaserte systemer som kan bidra til å utsette eller redusere store nettinvesteringer.

Fremover kan det komme endringer i ordningen om fleksibelt forbruk

Med dagens system for fleksibelt forbruk har vi en ekstra margin på rundt 350 MW i Stor-Oslo som kan bli utkoblet i svært anstrengte situasjoner. Statnett vil mest sannsynlig ha dette verktøyet tilgjengelig også i årene som kommer, men det skal ikke utelukkes at det kan bli endringer i utformingen av produktet. Det er prosjekter som ser på muligheten for å få dette forbruket over på mer markedsbaserte løsninger. I dette ligger også innføring av aggregatørløsninger for fleksibelt forbruk, som samler flere mindre forbruksenheter. Det kan være naturlig at forbruk som i dag ligger under fleksibelt forbruk kan bli lagt inn i slike løsninger.

Forbruksflytting kan bidra til relativt store effektreduksjoner

Vi har simulert hvordan forbruksflytting kan påvirke forbrukets fordeling over døgnet. Figur 17 viser hva som skjer med døgnprofilen hvis vi antar at 50 prosent av husstandene har mulighet til å flytte forbruk til tider der forbruket og prisen er lav. Vi antar både forbruk til varmtvannoppvarming og elbillading er en del av optimaliseringen. I sum blir forbruket flatere over døgnet ved at flere elbiler lades og at oppvarming av varmtvann skjer mer om natten. Det maksimale effektforbruket kan bli redusert med hele 250-300 MW.



Figur 17 Gjennomsnittlig døgnforbruk i et normalår i Basis 2015-2040. Eksempel med forbruksflytting i figuren til høyre.

Frem til 2025 forventer vi bare mindre endringer i forbruksnivå og døgnprofil. Fra 2030 vil det imidlertid være stor vekst i elbilandelen som øker forbruket på natten og ettermiddagen. Det er hovedsakelig elbiler som endrer døgnprofilen, men strengere krav til byggkvalitet, klimaendringer, flere varmepumper og utskifting av boligmassen demper virkningen av økende forbruk fra elbiler.

Vi overvåker mulighetene for mer forbrukerfleksibilitet fremover

I Stor-Oslo er over 90 prosent av forbruket knyttet til husholdninger og tjenestebygg, og det er rimelig å anta at flere av disse kan tilby fleksibilitet på lengre sikt. Det er relativt få timer hvor forbruket er på sitt høyeste. Verdien av å redusere forbruket disse timene er betydelig. Det vil bidra til å kunne utsette eller gi mindre behov for store nettinvesteringer.

Med dagens prisnivå, prissvingninger og mangel på etablerte løsninger for å tilby fleksibilitet er det vanskelig å se for seg at det kommer nye løsninger og mer forbrukerfleksibilitet uten nye virkemidler. Flere jobber nå aktivt for å øke oppmerksomheten rundt forbrukerfleksibilitet, og å utvikle nye moderne løsninger. Statnett jobber med å se på alternativer til nett hvor vi blant annet peker på hva slags tiltak som må til for å få inn mer forbrukerfleksibilitet. I tillegg har vi FoU-aktiviteter hvor vi blant annet prøver å få inn mindre forbrukslaste fra husholdninger og boligsameier inn i regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM). Vi ser også på løsninger om å tilrettelegge for aggregatorer eller knytte flere boligsameier/områder sammen. Installasjon av nye strømmålere i boliger, som nå er i gang i store deler av Oslo og Akershus, er et viktig steg på veien for at forbrukerne kan tilby fleksibilitet. NVE jobber med å utvikle nye effekttariffer som også kan legge forholdene mer til rette for økt forbrukerfleksibilitet.

5 Modellverktøy og metode

Vi har utviklet vår egen forbruksmodell for Norge og Sverige i samarbeid med konsultentselskapet Optimeering. Modellen heter LeoPard, og eies av Statnett. Slik har vi mulighet både til å styre videreutvikling av selve modellen, og jevnlig kunne oppdatere prognoser for viktige delområder.

5.1 Modellens arkitektur

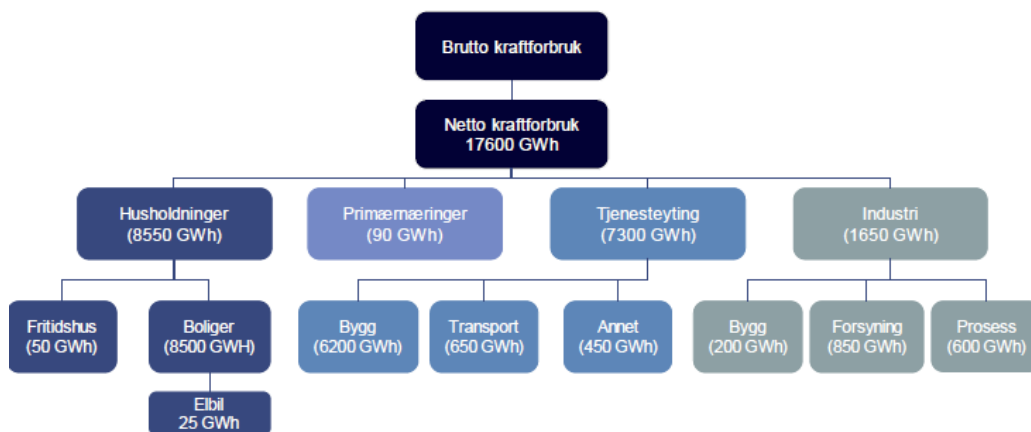
Forbruksutviklingen fremskrives i flere dimensjoner

Optimeering har i samarbeid med Statnett utviklet et excelbasert modellverktøy som prognoserer kraftforbruket i Norge og Sverige. Historiske data og kunnskap om hvordan driverne bak kraftforbruket historisk henger sammen, er grunnlag for modellering av fremtidige sammenhenger.

Modellen estimerer kraftforbruk per kommune per time frem mot 2040 med femårsintervaller. Modul 1 beregner totalt årsforbruk per kommune og forbrukskategori. Modul 2 tar inn historiske data og basert på dette lager forbruksprofiler for fordeling av forbruk over året og døgnet. Videre bruker den antagelser om forbruksutvikling og atferdsendring fra modul 1 som grunnlag for å beregne fremtidig forbruksprofiler.

Begge modulene er basert på et temperaturmessig normalår, definert som 30 års rullerende gjennomsnitt. 2013 er basisår for modellen ettersom dette er det seneste året med oppdatert statistikk på de mest relevante områdene. Vi er i gang med å oppdatere inngangsdataene med siste års statistikk.

Dataene i modellen hentes hovedsakelig fra offentlig tilgjengelige kilder som oppdateres jevnlig. SSB og NVE er blant de viktigste kildene.



Figur 18 Sammensetning av forbruksgrupper i modellen for Stor-Oslo. Her representert med fordeling ut fra tall for 2014. Kilde: NVE og Optimeering.

Modellen konverterer energiprognoser til effektprognoser

For å komme fra energi til effekt må vi finne energi brukt per time og dermed hvordan energiforbruket fordeler seg over året. For å finne en representativ årsprofil bruker modellen gjennomsnittlige data for husholdningsforbruk som ikke er timesavregnet (JIP-data⁴) og timesavregnede data fra Hafslund for næringsforbruket i Stor-Oslo. Forbruksdataene blir deretter temperaturkorrigert slik at de

⁴ Ved avregning av kunder som ikke timesmåles stiller NVE krav om at nettselskapene skal benytte såkalt justert innmatingsprofil (JIP). JIP representerer den gjennomsnittlige forbruksprofilen for alle kunder som ikke er timesmålt som er tilknyttet et nettområde.

representerer forbruket i det som kalles et normalår for temperatur. Normalåret defineres som gjennomsnittstemperaturen mellom 1980-2011.

Forbruksprofilene gir grunnlag for beregning av fremtidig maksimalt effektforbruk sammen med forutsetninger om befolkningsutvikling, fremtidig elbilandel, byggkvalitet, varmepumper med mer.

Det er begrensning i hvor mye data modellen kan håndtere. Det gjør at forbruksprofilene vil bli noe glattere enn det vi ser ut fra historiske timesdata. Modellen har for eksempel ikke profiler for hvert døgn, men har én døgnprofil for ukedag og én for helg. Forbruket varierer over døgnet etter år-døgnprofilen (365 dager) slik at husholdningsforbruket varierer mellom døgn selv om forbrukskurven (profilen) er den samme.

For å kunne fange toppen i forbrukskurven bedre, bruker vi i dag en residualmetodikk for å kompensere utflatingen vi får i modellen. Residualforbruket defineres som differansen mellom modellert forbruk i 2015 og hva det har vært historisk over de 5 historiske årene modellen bygger på. Differansen blir lagt til i hvert av de prognoserte årene. Residualet varierer mellom ukedag, helg og årstid.

For Stor-Oslo har vi også redusert utflatningsproblematikken ved å innhente historiske timesavregnede forbruksdata fra Hafslund. Slik blir datagrunnlaget bedre og mer spesifikt for dette området.

5.2 Vi jobber kontinuerlig med videreutvikling av modellen

Effektprognosene er underlaget som er mest relevant i Statnett sine beslutninger. Vi har det siste året gjort forbedringsarbeid som har ført til at modellen fanger volatiliteten bedre enn tidligere ved å innføre residualmetodikk. Det ser ut som vi fortsatt har mer å hente med tanke på fange volatiliteten bedre. Vi ønsker blant annet å utvide antall profiler for hver ukedag og dermed få en mer fundamental modellutvikling.

Et annet utviklingsarbeid vi er i gang med er å knytte flere temperaturserier opp mot beregning av maksimalforbruket. For å beregne det maksimale kraftbehovet må vi multiplisere forbruket per time med temperatursensitiviteten, multiplisert med differansen mellom en kald vinter med 10 års returtid, som for Oslo er -18,4 grader middeltemperatur over 3 dager, med en vintertemperatur i et normalår på -4,6 grader over en like lang periode. Vi får da frem hva prognosen blir for en kald vinter med 10 års returtid for hvert av de prognoserte årene, men ikke hva makslasten vil være med andre temperaturserier. Sannsynligheten for at en vinter som oppstår i ett av hvert 10. år skal opptre for hvert av de prognoserte årene må sies å være lav, og for å få et utfallsrom på maksforbruket ville det vært hensiktsmessig å knytte dette opp mot flere temperaturserier, for eksempel for en temperaturmessig normal og mild vinter. Vi kunne da utledet hele varighetskurven, ikke som i dag med et maksimalt punkt på kurven for hvert prognostiserte år.

Vi ser også på muligheten for å forbedre lastflyttingsfunksjonen i modellen. I tillegg har meteorologisk institutt tatt på seg oppdraget med å oppdatere beregningen av forventet laveste temperatur i en kald vinter med ti års returtid, basert på nyeste referanseperiode.

5.3 Sammenheng mellom forbruk og temperatur

Det er flere faktorer som påvirker utviklingen i forholdet mellom temperatur og forbruk over året og innenfor døgnet. Endringer i byggkvalitet, varmepumper og andre nye forbrukskategorier er noen eksempler. Strengere krav til byggkvalitet gjør boliger mindre følsomme for endringer i utetemperatur, og sammen med varmepumper vil energiforbruket over året bli redusert. Luft/luft varmepumper får lavere virkningsgrad ved kalde temperaturer og kan gjøre at effektforbruket øker selv om boligmassen

får bedre isolering, men hadde ikke isoleringen vært forbedret ville maksimalt forbruk vært enda høyere.

For å kunne si noe om hvordan sammenhengene mellom temperatur og forbruk blir i fremtiden har vi basert oss på hvordan det historiske forbruket de siste årene i Stor-Oslo har endret seg når utetemperaturen endres. Dataene inneholder ikke alt husholdningsforbruk i Stor-Oslo, men er såpass detaljert per kundegruppe at vi likevel velger bruke disse. Historikken vil sannsynligvis ikke kunne forklare fremtiden, men gir oss en pekepin på dagens situasjon. Det er derfor viktig å følge med på utviklingen fremover.

I sommerperioden viser våre analyser at det gjennomsnittlige forbruket per døgn øker med rundt tre prosent per grad temperaturreduksjon. Dette kalles temperatursensitiviteten, og denne faktoren varierer over året. I tillegg ser vi at det ikke er stor forskjell i endringen i døgnforbruket mellom sommer og vinter når temperaturen endres. Temperatursensitiviteten er altså noe høyere i prosent på sommeren enn om vinteren.

Sammenhengen mellom forbruk og temperatur blir svakere når det enten er veldig varmt eller kaldt. I en veldig kald periode vil alternative energikilder bli brukt i større grad enn elektrisitet, og i varme perioder om sommeren er forbruket til oppvarming begrenset og mesteparten går til varmtvannsoppvarming, matlaging og belysning.

Vinterstid viser våre analyser en temperatursensitivitet i makslasttiden på ca. 1,8 prosent, og det er dette vi legger til grunn i våre analyser. Dette er noe høyere enn 1,5 prosent som Hafslund legger til grunn i sine beregninger. Tidligere arbeid har vist at 1,5 prosent kan være noe lavt og en av årsakene kan være at mange husstander har installert varmepumper som ved lave utetemperaturer avgir mindre varme og dermed kan bidra til en økning i effektforbruket. Vi forventer også at luft/luft varmepumper blir mer effektive, selv i kalde perioder.

De siste vintrene har vært relativt milde og vi har ikke et godt nok datagrunnlag til å kunne si med sikkerhet hva temperatursensitiviteten er ved temperaturer lavere enn en normal vinter. Følsomhet for temperatur varierer fra område til område og er avhengig av forbrukets sammensetning. Hafslund har kommentert i den regionale kraftsystemutredningen at den store utbredelsen av luft/luft varmepumper de siste årene har gitt usikkerhet om effektforbruket ved lave temperaturer (Hafslund 2016).

Forskjellen mellom å bruke 1,5 % som Hafslund legger til grunn og 1,8 % temperatursensitivitet utgjør ca. 150 MW, som tilsvarer 2,5 % av makslasten i Stor-Oslo. Dette trenger ikke være en avgjørende faktor, men det vil være nødvendig å følge med på denne sammenhengen videre siden relevant datagrunnlag er beskjedent og nye forbruksgrupper blir mer fremtredende. Til sammenligning bruker Lyse kraftselskap en temperatursensitivitet på 1,7 %, som ble lagt til grunn i Statnett sin KVV Rogaland (Lyse Elnett AS 2016).

6 Vedlegg

Utfasing av Oljekjel i Stor-Oslo

Utfasing av oljekjel fra 2020 er inkludert i forbruksprognosene våre gjennom at el-andelen øker noe og at mye blir erstattet med luft/luft varmpumper, vann/luft varmpumper, fjernvarme og noe redusert forbruk. Under gir vi en beskrivelse av forslag til forskrift om forbud mot bruk av mineralolje og en oppsummering av rapporten fra Xrgia, Konsekvenser for effektbehov i elnettet av utfasing av oljefyring i Oslo og Akershus fra 2012.

Klima og miljødepartementet har nylig sendt ut et høringsnotat (12.10.2016), med forslag til forskrift om forbud mot bruk av mineralolje (fossil olje) til oppvarming av bygninger fra 2020. Forslaget er utarbeidet i samarbeid med Olje- og energidepartementet blant annet når det gjelder forsyningssikkerhet. Hensikten med forbudet er å redusere utslipp av klimagasser fra oppvarming av bygninger, samtidig som hensynet til forsyningssikkerhet bli ivarettatt.

Bakgrunnen for forslaget er klimaforliket fra 2012, hvor – "Stortinget ber regjeringen innføre forbud mot fyring med fossil olje i husholdninger og til grunnlast i øvrige bygg" (Miljødirektoratet 2016). I ettertid har Stortinget vedtatt at det skal vurderes å utvide forbudet til også å omfatte topplast. Videre sier Stortingets anmodningsvedtak (vedtak nr. 563 (2011-2012)) at forbudet skal bli utformet med nødvendige unntak og slik at forsyningssikkerheten ivaretas. Fyringsforbudet kan føre til økt forbruk av elektrisitet, som kan få konsekvenser for forsyningssikkerheten (Miljødirektoratet 2016).

Konsekvensutredningen (Miljødirektoratet 2016) belyser kostnader og nytteeffekter knyttet til innføringen av to forbud:

1. Forbud mot fyring med fossil olje og parafin i boligbygninger og som grunnlast i yrkesbygninger.
2. Som forbud 1, men omfatter også spisslast i yrkesbygninger

For begge alternativene er det forutsatt at forbudet innføres i 2020. Andre formål i industrien, primærnæringene og bygg- og anleggssektoren er ikke omfattet.

Det finnes ingen komplett oversikt over antall oljekjeler og parafinkaminer i norske bygg, verken i bolig eller yrkesbygg. Dermed er det heller ikke tilgjengelig oversikt over installert effekt i oljekjel og parafinkaminer, verken på regionalt eller nasjonalt nivå (Miljødirektoratet 2016). Det er gjennomført flere studier som viser anslag på installert effekt av oljekjel i fylker/regionale områder i Norge. Vi ser derimot at anslagene spriker veldig fra studie til studie, og at det ofte er beskrevet at det er en betydelig usikkerhet i de beregnede tallene. I konsekvensutredningen (Miljødirektoratet 2016) som ligger ved høringen, er det et anslag på 700 MW installerte oljekjeler og parafinkaminer i Oslo og Akershus.

Utfasing av oljekjel i Oslo og Akershus kan ha betydning for effektbehovet, spesielt dersom oljekjeler blir erstattet med andre elektriske oppvarmingskilder. I analysen av hvilke konsekvenser dette kan gi for fremtidig effektbehov i Stor-Oslo, har vi tatt utgangspunkt i en studie gjort av Xrgia (Xrgia 2012) i forbindelse med konseptvalgutredningen for Stor-Oslo fra 2012. Denne baserer seg på mye av det samme kildegrunnlaget som konsekvensutredningen tilhørende høringsforslaget. Det vil være usikkerhet også i disse beregningene, men studien er den eneste vi kjenner til som er spesifikt laget for kommunene under Stor-Oslo. Vi har heller ingen ny informasjon om bruken av oljekjeler etter 2012.

Det ble laget to scenarioer, ett hvor oljefyring fullt ut ble erstattet med direkte el- oppvarming, et såkalt "worst case" i forhold til effektbehovet i nettet, og et basiscase som fordeler oljefyring på de

mest aktuelle løsningene (Xrgia 2012). Samlet effekt fra oljefyring ble i 2012 anslått til 450 MW for Oslo og Akershus. Sannsynligheten for at referansescenariot skulle oppstå ble anslått til svært liten basert på utvikling i myndighetsgitte krav til energisentraler i bygg, økonomisk støtte til fjerning av oljekjeler og holdninger blant byggeiere. Dette er også i tråd med hva vi har sett den siste tiden, hvor det er flere alternativer til oljefyring i både bolighus, boligblokker og næringsbygg.

I vår analyse har vi basert oss på basisscenariot til Xrgia, hvor forventet utvikling i effektbehov frem til 2020 øker med om lag 100 MW i hvert av fylkene. Den største reduksjonen i effektforbruk skjer i boligblokker og næringsbygg. Her vil mesteparten bli erstattet med varmepumper (grunnvann-pumper med høy virkningsgrad) og fjernvarme der hvor det er tilgjengelig. De aller fleste bygg med oljefyr har allerede installert et vannbårent distribusjonssystem i bygget, og er dermed velegnet for overgang til fjernvarme eller andre kilder som bioolje, pelletskjel, varmepumper (grunn/vann) med høy virkningsgrad (Xrgia 2012).

Bibliografi

- E24. *Dekker bensinpumpene med solceller*. 3 Mars 2017. <http://e24.no/energi/circle-k/circle-k-skal-spare-stroem-dekker-bensinpumpene-med-solceller/23946414>.
- Energi Norge AS. «Samfunnsøkonomiske kostnader ved avbrudd, spenningsforstyrrelser og rasjonering - Bedrifter med eldrevne prosesser.» 2012.
- Energi Norge. *Utforming av effekttariffer blir svært viktig*. 17 11 2016. <https://www.energinorge.no/fagomrader/stromnett/nyheter/2016/utforming-av-effekttariffer-blir-svart-viktig/>.
- Energiloven. *Lovdata*. 01 01 1991. <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50> (funnet 2015).
- Enova. «Byggstatistikk 2014- et verktøy for planlegging, drift og utvikling av bygninger.» 2015.
- Hafslund. «Kraftsystemutredning 2016-2036 Grunnlagsrapport.» 2016.
- . *www.hafslund.no*. 2017. <https://www.hafslund.no/fjernvarme/fjernvarmenettet/3070>.
- Lyse Elnett AS. «Kraftsystemutredning for Sør-Rogaland 2016-2035.» 2016.
- Miljødepartementet. «Tilpasning til eit klima i endring.» 2010:10.
- Miljødirektoratet. *Konsekvensutredning - Forbud mot fyring med fossil olje i byggsektoren fra 2020*. Klima- og miljødepartementet, 2016.
- Multiconsult. 3 2017. <http://solenergi.no/statistikk/>.
- Norges vassdrags- og energidirektorat. *Forslag til endring i forskrift om kontroll av nettvirksomhet*. NVE, 2017.
- Norges vassdrags- og energidirektorat. «Grunnvarme i Norge - kartlegging av økonomisk potensial.» 2011.
- NOVAP. *utbredelse av varmepumper* (2015).
- Optimeering. «Energi- og effektprognoser Stor-Oslo 2050.» 2016.
- Roland Berger Strategy Consultants in Cooperation with ruter. «Renewable energy powertrain options for Ruter.» 2015.
- Statistisk sentralbyrå. u.d. www.ssb.no.
- Statistisk sentralbyrå. *Hvem eier varmepumper og hva gjør de med strømforbruket*. Bente Halvorsen og Bodli M. Larsen, 2013.
- Statnett. «Langsiktig markedsanalyse, Norden og Europa 2016-2040.» 2016.
- Teknisk ukeblad. 3 4 2016. <https://www.tu.no/artikler/her-er-kartet-som-skal-vise-hvor-det-egentlig-lonner-seg-a-ha-solceller-pa-taket/345989>.
- Teknisk Ukeblad. *Denne har seks motorer og 200 miles rekkevidde*. 15 5 2016. <https://www.tu.no/artikler/denne-har-seks-elmotorer-og-200-miles-rekkevidde/347184>.
- Tesla motors. *Tesla*. 16 3 2017. https://www.tesla.com/no_NO/powerwall.

Twain, Mark. *Eve's Diary*. Harper and Brothers, 1905.

Vestlandsforskning. «Trender og drivere for energibruk i norske husholdninger.» 2011.

Xrgia. «Energi og Effektprognoser for Oslo og Akershus mot 2050.» 2011.

Xrgia. «Konsekvenser for effektbehov i elnettet av utfasing av oljefyring i Oslo og Akershus.» 2012.

Statnett SF

Nydalen allé 33, Oslo

PB 4904 Nydalen, 0423 Oslo

Telefon: 23 90 30 00

Fax: 23 90 30 01

E-post: firmapost@statnett.no

Nettside: www.statnett.no

Statnett