Batterier i bygg kan få betydning for det norske kraftsystemet

Lisa Henden, Torgeir Ericson, Audun Fidje, Jon Erling Fonneløp, Olav Isachsen, Ellen Skaansar, Dag Spilde

66
2017

RAPPORT

Rapport nr 66-2017
Batterier i bygg kan få betydning for det norske kraftsystemet

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Lisa Henden

Forfattere: Lisa Henden, Torgeir Ericson, Audun Fidje, Jon Erling Fonneløp, Olav Isachsen, Ellen Skaansar, Dag Spilde

Trykk: NVEs hustrykkeri

Opplag:

Forsidefoto: Lisa Henden

ISBN 978-82-410-1619-6

ISSN 1501-2832

Sammendrag: Samlet batterikapasitet kan bli opp mot 100 GWh frem mot 2030. Batterier kan få stor betydning for kraftsystemet fremover, først og fremst ved å gi økt fleksibilitet. Batterier kan gjøre forbrukeren fleksibel med tanke på når de vil lagre og bruke strøm avhengig av lønnsomhet. Dette kan bidra til lastflytting ved å redusere topplasten i kraftnettet både i anstrengte situasjoner og i daglig drift.

Emneord: Batterier, elbil, solceller, fleksibilitet, lastflytting, kraftsystem, lønnsomhet

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

2017

Norges vassdrags- og energidirektorat

NVE

Innhold

Sammendrag ... 3

1 Innledning ... 5

2 Batterikapasitet tilknyttet elbiler og solcelleanlegg ... 6

2.1 Batterikapasitet i elbiler kan bli tilgjengelig for lokal lagring ... 6

2.1.1 Batterikapasitet tilknyttet elbiler ... 6

2.1.2 Potensial for lagring ved bruk av elbilbatterier ... 7

2.2 Batterier i tilknytning til solcelleanlegg ... 8

2.2.1 Omfang i bruk av batterier tilknyttet PV ... 8

3 Det norske kraftsystemet – behov for batteri og lokal lagring ... 10

3.1 Prisstruktur i det norske markedet ... 12

3.2 Prisvariasjon og virkningsgrad bestemmer lønnsomhet for batterier ... 14

4 Analyser av kraftmarkedet med bruk av batterier ... 17

4.1 TIMES – analyser for bruk av elbilbatterier ... 17

4.2 Resultater i TIMES for elbilbatterier ... 19

4.2.1 Batterier bidrar til nye forbruksmønstre (lastflytting) ... 19

4.2.2 Lastflytting med batterier bidrar til prisutjevning ... 21

4.2.3 Times-analyse ... 22

4.2.4 Modellering av PV og batterier ... 22

4.3 Resultater i TIMES for PV og batterier ... 23

4.4 Prisforskjeller på strøm gjør at lagring lønner seg ... 26

5 Referanser ... 28

Vedlegg A ... 29

Vedlegg B ... 35

Vedlegg C ... 39

Forord

Kunnskap om nye teknologier som kan påvirke kraftsystemet i Norge er viktig grunnlagsmateriale for gjennomføring av NVEs forvaltningsoppgaver.

Fleksibilitet i kraftsystemet er viktig for å kunne håndtere kalde vinterdager, forbrukstopper og økende innslag av uregulerbar kraft. Noe av det viktigste batterier kan bidra med er fleksibilitet. Dersom lagringskapasitet tilknyttet batterier blir stor kan det utgjøre en viktig energireserve.

I den foreliggende rapporten har vi sett på en mulig utvikling i utbredelsen av batterier til bruk i det norske kraftsystemet. Det er spesielt interessant å utnytte batteriene i en sterkt voksende park av elbiler. Videre har vi vurdert hvilken lønnsomhet som er nødvendig for å utløse bruk av batterier.

Vi håper rapporten kan gi noen interessante betraktninger og vurderinger om batterienes rolle, hvor mye batterikapasitet som kan komme i årene fremover, hvordan batterier kan bidra til lastflytting og litt om lønnsomhet. Vi tar gjerne imot synspunkter både verdien i rapporten, forbedringer og forslag til videre jobbing med dette temaet.

Oslo, august 2017

Anne Vera Skrivarhaug
avdelingsdirektør

Birger Bergesen
seksjonssjef

Sammendrag

I 2030 vil trolig en betydelig andel av norske husholdninger ha en elbil med en batterikapasitet tilstrekkelig til å dekke halvparten av boligens energibehovet per dag Batteriene vil dermed kunne få en viktig rolle inn mot kraftsystemet fremover. Basert på Nasjonal Transportplans ulike prognoser for vekst i antall elbiler i Norge kan batteri-kapasiteten tilknyttet elbiler bli opp mot 100 GWh i 2030. Dette utgjør en energi- og effektreserve som kan brukes til å redusere forbrukstoppen i bygg vinterstid med 10 - 50 % avhengig av tilgjengelig batterikapasitet.

Noe av det viktigste batterier kan bidra med er fleksibilitet gjennom lastflytting. Batterier gir forbrukere muligheten til selv å bestemme når det skal forbrukes og når det skal lagres strøm avhengig av strømprisen. For en husholdning med batteri og strømpriser som varierer gjennom døgnet (tidsvariable tariffer), kan aktiv batteribruk gi en reduksjon i strømutgiftene. Modellanalyser viser at prisforskjellen på strøm gjennom døgnet forventes å ligge rundt 5 øre/kWh i 2030. Det vil imidlertid være behov for en pris-differanse på minst 10 øre/kWh med forventede sluttbrukerpriser i 2030 på ca 90 øre/kWh for at sluttbruker skal tjene penger på å flytte forbruket ved hjelp av batterier.

Det kan derfor være gode grunner til å legge til rette for priser som reflekterer anstrengte situasjoner i overføringsnettet, slik at kraftsystemet kan avlastes med den betydelige andelen batterikapasitet som vil være tilgjengelig. Reduserte forbrukstopper gjennom døgnet gagner nettselskapene på mange måter da det i tillegg til å bidra med effekt til å håndtere lokale flaskehalser i nettet, bidrar med spennings-og frekvensregulering som øker stabiliteten i nettet, og øker tilgjengeligheten til uregulerbar kraft slik at fossil kraft reduseres og klimautslippene faller. I den ytterste konsekvens reduseres nettselskapenes behov for nettinvesteringer samtidig som forsyningssikkerheten ivaretas.

Batterikapasitet frem mot 2030

Veksten i bruk av batterier forventes særlig å komme i tilknytning til elbiler og bygg med solcelleanlegg. Beregninger i denne rapporten viser at den samlede batterikapasiteten for den norske elbilparken kan vokse fra ca 2,5 GWh i juni 2016 til nærmere 100 GWh i 2030. Anslagene på forventet batterikapasitet tilknyttet solcelleanlegg er lavere. Her forventes en batterikapasitet mellom 1,5 - 14 GWh avhengig av veksten i antall solcelleanlegg.

Selv om samlet batterikapasitet i alle elbiler i Norge kan bli svært høyt, er det flere faktorer som kan begrense hvor mye som kan brukes til lastflytting. Elbilbatteriene må være tilgjengelige for annen bruk enn bilkjøring. Sikringsstørrelse på kursen mellom bolig og laderuttak kan med dagens system være begrensende. I tillegg er det nødvendig med teknologi som sørger for overføring av strøm til/fra batteri og strømnettet. I dag er det i liten grad tilrettelagt for sistnevnte, men dette kan endre seg raskt. I ett scenario med 1 million private elbiler i 2030 kan batterier utgjøre en teoretisk effektreserve på 100 GW uten begrensninger på overføring. Denne reduseres til rundt 1 – 8 GW, når tilgjengelighet varierer fra 25 – 100 % og sikringsstørrelsen er på 32A. Dette er, selv med begrensninger, en betydelig effektreserve i det norske kraftnettet. Til sammenligning er forbruksrekorden i det norske sentralnettet på 24,5 GW for en kald vinterdag.

Betydning av batterier for kraftsystemet

I analysene av hvordan batterier kan påvirke kraftsystemet er det, ved hjelp av energisystemmodellen TIMES, sett nærmere på Østlandet (spotprisområdet NO1) som er et underskuddsområde for strøm og dermed avhengig av import store deler av døgnet. Området er således sårbart for feil i nettet. Et eventuelt behov for ny produksjon eller forbrukerfleksibilitet ville gitt seg utslag i prisforskjeller mellom NO1 og omkringliggende områder, spesielt i høylasttimer. Det er få holdepunkter i markedet for at en slik situasjon er nærliggende, med andre ord ser det ut til å være lite behov for fleksibilitet. Men selv om det ikke er behov for slik fleksibilitet på et overordnet nivå (spotprisområde) kan det være behov for fleksibilitet i distribusjonsnettet på lokalt nivå. Her kan batterier spille en viktig rolle som et alternativ til utbygging av nett. Dette kan signaliseres til kundene gjennom høye priser i anstrengte situasjoner, og således gi kundene økt insentiv til å bruke batterier for å utnytte prisvariasjoner. I hvilken grad lokale nettutfordringer finnes, og i hvilken utstrekning batterier kan avhjelpe nettet utover lastflytting er ikke belyst i dette notatet. Det er heller ikke sett på andre faktorer som kan endre behovet for batterier, f. eks effektivisering, smarte nett, krav om nullenergihus, etc

TIMES-analysene av hvordan batterier i elbiler kan bidra til å endre forbruksprofiler og prisvariasjoner ble gjennomført for tre scenarier med ulik tilgjengelighet og sikringsstørrelse. Resultatene viser at batterier bidrar til endret forbruksmønster i form av lastflytting, slik at forbruket blir lavere i høyprisperioder og høyere i lavprisperioder. Analysene gir en pekepinn på hvor mye forbruk det er mulig å flytte vekk fra en topplastsituasjon. Anslagene sier at det kan være mulig å flytte fra 0,4 til 3,2 GWh/h eller ca. 6 – 50 % av topplasten innfor den aktuelle tidsperioden i NO1. Sammenlignet med tallene for import for NO1 på 1,6 GW om morgenen og ettermiddagen, betyr dette at det kan være mulig å erstatte hele importen for scenarioet med størst batterikapasitet og opptil 25% for scenarioet med minst batterikapasitet.

TIMES-analysene av solcelleanlegg (PV) med batteri viser at effekten på kraftsystemet kan være betydelig, men vil variere avhengig av årstid. Batterier tilknyttet solceller vil i sommerhalvåret først og fremst redusere lastuttaket fra nettet og øke utnyttelsesgraden til solcelleanlegget. I vinterhalvåret er det lite eller ingen PV-produksjon og batterier brukes til å utnytte prisvariasjoner på samme måte som ved bruk av elbilbatterier.

Resultatene viser også at med høy andel av elbilbatteriene tilgjengelig for lastflytting så kan batteriene bidra til en ny forbrukstopp i distribusjonsnettet som er større enn den opprinnelige toppen om morgenen. I tillegg viser analysene at dersom tilstrekkelig antall batterier benyttes til å flytte last fra høylast tid lavlastperioder, vil prisvariasjonen internt i døgnet dempes.

Lønnsomt å investere i batterier?

I det foregående er det sett på bruk av batterier som allerede finnes, det vil si at investeringskostnaden er tatt i forbindelse med kjøp av elbilen eller solcelleanlegget. Dersom det skal investeres i batterier alene for å flytte forbruk fra topplastperioder til lavlastperioder er kostnaden på batterier i dag så stor at det ikke vil være lønnsomt. Dette vil også være tilfelle fram mot 2030 såfremt det ikke blir vesentlig større prisforskjeller på strøm enn det som er lagt til grunn her. I 2030 vil det være behov for prisforskjeller på mer enn 50 øre/kWh for at batterier skal være lønnsomt med de batterikostnadene som er lagt til grunn for 2030. En innføringen av effekttariff på over 50 øre/kWh vil gi forbrukerne insentiv til å investere i batterier tilknyttet bygg for å flytte last fra morgen til kveld.

1 Innledning

Batterier kan bidra til lastflytting, endrede forbruksprofiler, utjevning av prisvariasjoner, og til lagring av lokal produsert strøm. Interessen for batteriteknologi og lagring av elektrisk kraft har økt betydelig de siste årene. I hovedsak skyldes dette økende bruk av uregulerbar kraft, som vind, småkraft og sol, men også en kraftig vekst i antall elbiler, teknologiutvikling- og fallende kostnader på batterier. Dette er positivt i et klimaperspektiv, men det har også ført til utfordringer for kraftsystemet på grunn av store variasjoner i produksjon og dermed økende ubalanse mellom produksjon og forbruk av kraft.

I Tyskland har overskudd av strøm produsert fra solcelleanlegg derfor utløst insentivordninger for kjøp av batterier. I Norge og Sverige har elsertifikatmarkedet bidratt til en større andel uregulerbar kraft fra vind og småkraft og vi erfarer allerede nå en økende ubalanse mellom produksjon og forbruk. Denne ubalansen er ventet å øke fremover i takt med utbyggingen av mer uregulerbar kraftproduksjon i Norden og i Europa. Batterier vil kunne redusere ubalanser i kraftmarkedet ved å lagre uregulerbar overskuddskraft slik at den kan utnyttes når det er behov for den. Dette øker anvendbarheten og verdien av uregulerbar kraft og kan redusere behovet for fossil energi som reserve ved lite vind, vann eller sol. Batterier kan på denne måten bidra til bedre forsyningssikkerhet og reduserte klimagassutslipp.

Antallet elbiler har økt mye de siste årene i Norge. Batterikapasiteten i elbilene kan i fremtiden utgjøre en energi og effektreserve som kan utnyttes, bl.a, til lagring av lokal produksjon, når bilene er koblet til nettet. Tilsvarende øker antall solcelleanlegg. Muligheten til å lagre strøm ved hjelp av batterier når egenproduksjon overgår forbruket kan være en viktig faktor for lønnsomheten til solcelleanlegg.

Batteriteknologien utvikles kontinuerlig og blir bedre og mer effektiv. Viktige faktorer som lagringskapasitet, volum og levetid er forbedret. Kostnadene på batterier har falt betydelig, en utvikling som er forventet vil fortsette. Dette er alle faktorer som kan føre til at batterier blir en ny og viktig teknologi som kan påvirke kraftsystemets virkemåte i årene som kommer. Batterier kan gjøre forbrukerne mer fleksible da de gjør det mulig å lagre og bruke strøm lokalt avhengig av lønnsomhet. En viktig forutsetning for at lagring med batterier med tanke på lastflytting skal lønne seg er at forholdet mellom høy og lav kraftpris er så stor at gevinsten ved å lagre strøm overgår tapet som er forbundet med lagring i batterier. Prisvariasjoner i spotmarkedet i fremtiden er derfor en viktig faktor når lønnsomheten til batterier skal analyseres. Disse prisvariasjonene er i dag små.

Batterier kan i tillegg bidra med et stort potensial for energi- og effektreserve, som i ytterste konsekvens kan redusere behovet for utbygging av kraftnettet. Batterier kan bidra til å redusere lokale flaskehalser, og være et alternativ til nett i tilfeller der flaskehalser oppstår i et fåtalls timer. I tillegg kan effekt fra batterier brukes til spennings- og frekvensregulering for å øke stabiliteten i nettet. Det siste har ikke blitt belyst i rapporten.

Denne rapporten ser nærmere på følgende områder:

- Hvor mye installert batterikapasitet kan forventes fremover?
- Hvilken rolle/|betydning kan batteriene få for kraftsystemet?
- I hvilken grad kan batterier bidra til lastflytting og hvor store prisforskjeller skal til for at lastflytting lønner seg?

2 Batterikapasitet tilknyttet elbiler og solcelleanlegg

Det er særlig innenfor to områder det forventes økt bruk av batterier fremover; batterier i elbiler og batterier tilknyttet solcelleanlegg (photovoltaic - PV). Batterier i elbiler kan i fremtiden få en tilleggsfunksjon ved at de kan utnyttes til stasjonær lagring når bilen ikke er i bruk. Lønnsomheten for slik bruk vil i hovedsak være knyttet til å utnytte døgnvariasjoner i pris ved å lagre strøm når prisen er lav og bruke denne strømmen når prisen er høy. I tillegg kan batteriene utgjøre en energireserve som kan utnyttes til bl.a. lastflytting og på denne måten avlaste nettet. Når det gjelder batterier tilknyttet solceller vil disse først og fremst være aktuelle for å utnyttelsesgraden til solcelleanleggene ved å lagre overskuddsproduksjon, som så kan benyttes til tider på døgnet der solinnstrålingen er lavere. Men i tillegg vil batterier tilknyttet PV også kunne benyttes til lastflytting ved å utnytte prisvariasjoner på samme måte som bilbatteriene.

2.1 Batterikapasitet i elbiler kan bli tilgjengelig for lokal lagring

2.1.1 Batterikapasitet tilknyttet elbiler

Det er i hovedsak to måter elbilbatterier kan brukes til stasjonær lagring. Den ene er å bruke batteriet mens det ennå sitter i bilen til å lagre/tappe strøm i perioder der dette lønner seg. En slik bruk forutsetter en batteripakke som inneholder en teknologi som sørger for overføring av strøm mellom batteri og strømnettet. Dette er i liten grad tilgjengelig i dag, men er i full utvikling. Det andre alternativet er å bruke utrangerte elbilbatterier som batteribank plassert i bygget.

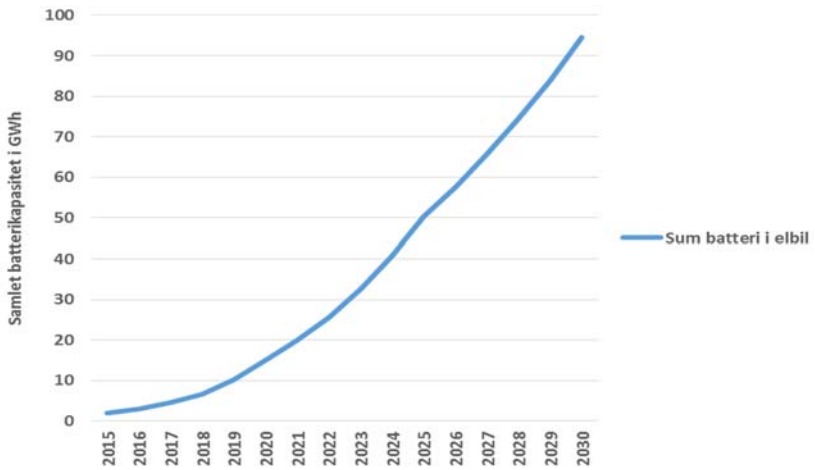
Begge bruksområdene har sine fordeler og utfordringer. Alternativet med å bruke batteriene mens de ennå sitter i elbilen kan gi rask tilgang til batterier med en høy samlet lagringskapasitet. Utfordringen er å koordinere behov for strøm i boligen og behov for strøm i elbilen. Ved å bruke utrangerte elbilbatterier som batteribank trenger man ikke tenke på elbilens behov for strøm og har bare boligens strømbehov å ta hensyn til. Det kan imidlertid ta mange år før utrangerte elbilbatterier av større omfang er klare til bruk, siden dagens batterier i stor grad vil holde ut elbilens levetid. Det er grunn til å anta at mange elbiler vil leve i 15 år og siden det først er de siste årene at det er blitt solgt elbiler av noe omfang, kan det fort gå 10 til 15 år før batteriene fra disse elbilene er klare for annenhåndsbruk. Når den tid kommer kan utrangerte elbilbatterier imidlertid få stor betydning i bygg.

Ved utgangen av juni 2016 var det solgt ca. 85 000 elbiler i Norge. Nissan Leaf er den mest solgte elbilen i Norge, fulgt av VW E-golf og Tesla S. Gjennomsnittlig batteristørrelse for alle elbilene i juni 2016 var på 30 kWh. Samlet batterikapasitet for alle elbilene var på 2 532 MWh. Det har vært en rask vekst i antall elbiler de siste årene og dette vil ventelig fortsette. I NVE sitt referansescenario for elforbruk i kontrollstasjon for elsertifikater 2017 (NVE, 55 - 2016) er det antatt at antall elbiler i Norge vil komme opp i ca. 250 000 personbiler i 2020 og ca. 1 million personbiler i 2030. I nasjonal transportplan 2018 til 2029 har transportetatene i Norge foreslått at alle nye personbiler, bybusser og lette varebiler skal være nullutslippskjøretøy fra 2025, det vil si batterielektriske eller hydrogenelektriske biler. Dersom dette blir elbiler vil Norge ha rundt 1,5 millioner elbiler i 2030 (NVE, 73-2016).

En forutsetning for at batterielektriske biler skal bli vinnerne i det fremtidige bilmarkedet, er at det utvikles elbiler med samme rekkevidde og egenskaper som dagen bensin- og dieselbiler, til en pris folk flest har råd til å betale.

Det er forventet at batteristørrelsen for elbiler vil øke fra dagens gjennomsnitt på ca. 30 kWh til rundt 80 – 100 kWh frem mot 2030. Tallene for 2030 baserer seg på litteraturstudier utført av NVE.

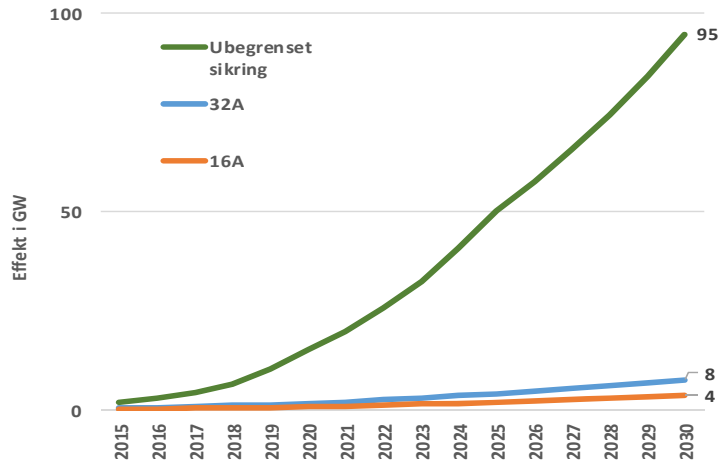
Basert på en antagelse om ca. 1 million elbiler i 2030 og gradvis økning i batteristørrelse per bil fra 30 – 90 kWh, er total batterikapasitet beregnet. Resultatet, illustrert i Figur 2-1, viser en svært høy vekst fremover, hvor samlet batterikapasitet vokser fra rundt 2,5 GWh i 2016 til nærmere 100 GWh i 2030.



Figur 2-1 Scenario for utvikling i samlet batterikapasitet i private elbiler i Norge frem mot 2030. Kilde: Egne beregninger, NVE, 2017.

2.1.2 Potensial for lagring ved bruk av elbilbatterier

Selv om samlet batterikapasitet i alle elbiler i Norge kan bli svært høyt med mange elbiler, er det flere faktorer som vil begrense potensialet for lagring av kraft. For det første er det nødvendig med teknologi som sørger for overføring av strøm til/fra batteri og strømnettet. Dette er det teknisk mulig å løse, men vanskelig å si om folk vil kjøpe, da det vil avhenge av kostnad sett opp mot lønnsomhet i å utnytte prisforskjeller på kraft. En annen begrensende faktor kan være sikringsstørrelse på kursen fra bolig til lader/garasje. I dag er det vanlig med sikringsstørrelser fra 10A til 32A i boliger. Dette avgjør hvor mye strøm som kan overføres per time. I Figur 2-2 vises det hvor mye effekt som teoretisk kan overføres mellom bolig og bil dersom det ikke var noen begrensing på overføringskapasitet (dvs. at samlet potensiell energimengde i batterier kunne benyttes i løpet av en time), sammenlignet med reell overføring ved 32A sikring og ved 16A sikring.



Figur 2-2 Scenario for utvikling i samlet batterikapasitet og batterikapasitet begrenset av sikring i boliger i Norge frem mot 2030.. Kilde: Egne beregninger, NVE.

Figuren viser at sikringsstørrelsen reduserer tilgjengelig effekt fra elbilbatterier i 2030 fra teoretiske 100 GW ved ingen begrensing på overføring, til rundt 4 - 8 GW ved sikringsstørrelser på 16A og 32A. En samlet effekt på 4 til 8 GW er likevel en betydelig effektreserve i det norske kraftnettet. Til sammenligning er forbruksrekorden i det norske sentralnettet på 24,5 GW (januar 2016). Det er også mulig med sikringsstørrelser på over 32A i fremtiden, slik at tilgjengelig effekt fra elbilbatterier kan bli enda større enn skissert i dette scenarioet.

Tilgjengelighet på elbilbatteriene vil også utgjøre en begrensende faktor. Bilen vil være i bruk til jobb og fritidsreiser. I slike tilfeller vil elbilbatterier ikke være tilgjengelig for stasjonær lagring i boliger eller andre bygg. Hvor høy andel av den samlede elbilparken som kan være tilgjengelig effektreserve er vanskelig å si noe sikkert om. I beregningene videre i rapporten er det antatt en tilgjengelighet fra 25 – 100 %, se detaljer i kapittel 4 og Annex 2.

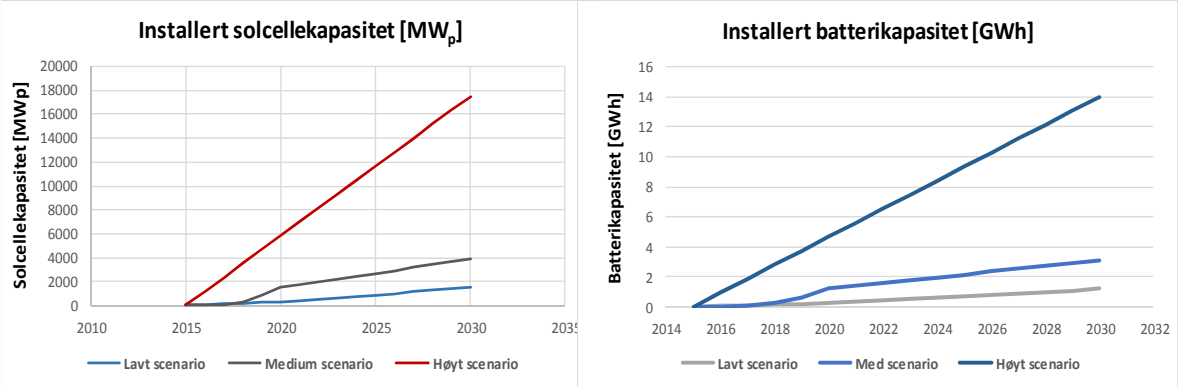
2.2 Batterier i tilknytning til solcelleanlegg

Det har vært en betydelig økning i installert solcellekapasitet i Norge de siste årene fra ca. 9 MW i 2010 til ca 27 MW (som bidrar med ca. 0,02 % av total energiproduksjon i Norge) ved utgangen av 2016 en trend det er forventet vil fortsette ((Norsk solenergiforening, 2016) og (Forskningsrådet/IEA-PVPS, 2015)). Dagens nivå på installert kapasitet har liten innvirkning på det norske kraftsystemet, men dette kan endre seg dersom økningen fortsetter. Dette har Tyskland erfart, hvor installert solcellekapasitet er betydelig høyere (ca. 40 GW ved utgangen av 2016, som bidrar med ca 6-7 % av total energiproduksjon) enn i Norge. Ubalanse mellom produksjon og forbruk på grunn av store mengder solstrøm har i mange områder i Tyskland ført til at nettbelastningen på dagtid blir så stor at nettet får problemer. I slike situasjoner kan batterier løse noen av problemene ved at deler av produksjonen lagres i batteriene istedenfor å sende solstrømmen ut på kraftnettet.

2.2.1 Omfang i bruk av batterier tilknyttet PV

Omfanget i bruk av batterier tilknyttet PV-anlegg i Norge frem mot 2030 er beregnet ved å ta utgangspunkt i hvor mye PV-kapasitet vi tror vil være installert i 2030. Videre antas det at alle PV-

anlegg har batterier og at det for hver kWp installert PV-kapasitet er tilknyttet 1 kWh med batterikapasitet. I Figur 2-3 er antatt utvikling i installert PV-kapasitet fra i dag frem mot 2030 vist for tre mulig utviklingstakter; lav, medium og høy. Den høye utviklingsbanen er basert på beregningene gjort til Energimeldingen (OED, Mld. St. 25, 2015-2016) hvor potensialet for solstrøm tilknyttet bygg ble estimert til ca. 15 TWh dersom alt egnet tak og fasadeareal dekkes med solceller frem mot 2030. Medium bane gir rundt 3,8 TWh dersom kun nybygd og rehabilitert tak og fasadeareal dekkes med solceller. Den lave banen er basert på fremskriving av historisk utvikling frem mot 2015. Dette gir omregnet til installert effekt ca. 17,5 GW, 4 GW og 2 GW installert effekt i 2030 for henholdsvis høy, medium og lav bane (scenario), vist Figur 2-3.



Figur 2-3 Installert PV og batterikapasitet frem mot 2030 for tre utbyggingstakter; lav, medium og høy.

Basert på disse tre utbyggingstaktene for installert PV-effekt er forventet batterikapasitet frem mot 2030 beregnet. I beregningene antas det at per installert kW_p med solceller vil det installeres 1 kWh batterikapasitet. I tillegg antas det en utnyttelsesprosent på 80 %, dvs batteriene lades ikke ut under 10 % og lades ikke opp mer en til 90 % av batterikapasiteten.

Resultatet av beregnet batterikapasitet frem mot 2030 er vist i Figur 2-3. Figuren viser at det er stor forskjell i batterikapasitet målt i kWh mellom de to laveste utviklingsbanene og den høye. Installert batterikapasitet er beregnet til ca. 1500 MWh, 3000 MWh og 14 000 MWh for henholdsvis lav, medium og høy utbygging av PV-anlegg.

Dette gir en indikasjon på hvor mye batterikapasitet som kan bli tilgjengelig i tilknytting til PV-systemer frem mot 2030. Hvor mye av denne batterikapasiteten som vil være utnyttbar til lastflytting avhenger av produksjonen til PV-anlegget. Et batterisystem sammen med et solcelleanlegg vil normalt innebære at batteriet i første omgang brukes til å lagre solproduksjonen på dagtid når denne overstiger eget behov. På den måten økes utnyttelsesgraden til solcelleanlegget. Når batteriet er full-ladet vil strøm kunne bli levert til nettet. Når batteriets kapasitet er utnyttet (det vil si at batteriet er utladet), f. eks på kvelden, vil alt strømbehov dekkes fra nettet. Batteriet vil nå kunne brukes til lading fra nettet for å utnytte prisforskjellen mellom natt og dag. På vinterstid når det er tilnærmet null solproduksjon vil hele batteriets kapasitet kunne brukes til å utnytte prisforskjeller mellom natt og dag eller til lastflytting slik at nettbehovet reduseres. I hvor stor grad batteriene utnyttes på denne måten vil bli analysert videre i kapitel 4; TIMES-analyser av lastflytting og utnyttelse av prisvariasjoner.

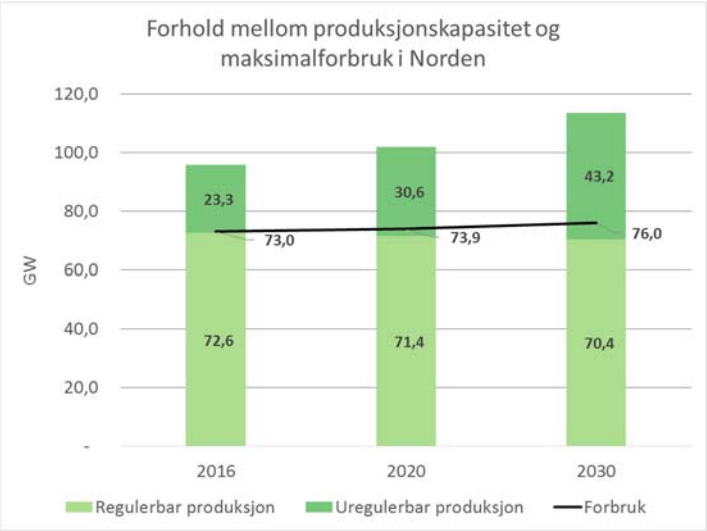
3 Det norske kraftsystemet – behov for batteri og lokal lagring

Det norske og nordiske kraftsystemet har høy regulerbarhet, først og fremst på grunn av de norske vannmagasinene. Magasinene utgjør et lager som gjør at man kan separere i tid tilgang på vann og produksjon av strøm. At vannkraftverk er regulerbare betyr at de kan tilpasse sin produksjon etter behovet for strøm. Dette holdes ofte opp mot de nye fornybare teknologiene som vind og solkraft, som har en produksjonsprofil som bestemmes av samtidige værforhold. At en produksjonsteknologi er uregulerbar betyr at den *ikke kan oppreguleres* ved behov. Det vil alltid være mulig å stoppe et uregulert kraftverk, men konsekvensen blir da tapt produksjon/produksjon som går til spille.

Det nordiske systemet skal gjennomgå en avkarbonisering, selv om utfordringene for å nå et utslippsfritt system er mindre enn på kontinentet vil det være noen utfordringer her også. I Norden erstattes termisk kraftproduksjon med vind, sol, og småkraft. Når andel væravhengig produksjon øker, vil dette isolert sett bidra til økt behov for fleksibilitet i andre deler av kraftsystemet. Samtidig sees en endring i forbruket av strøm, ved at andelen av forbruk til oppvarming reduseres i tråd med strengere byggeforskrifter m.m. Dette bidrar isolert sett til et mindre fleksibelt kraftforbruk, da en mindre andel av samlet forbruk er mulig å erstatte med andre energivarer.

Det er økende fokus på forsyningssikkerhet for strøm. Dette begrepet omfatter flere dimensjoner; energisikkerhet, effektsikkerhet og driftssikkerhet. Energisikkerhet sier noe om systemets evne til å dekke energibruken. Energiknapphet eller svikt i energisikkerhet oppstår ved redusert produksjon av elektrisk energi pga. mangel på primærenergi (vann, gass, kull etc.). Effektsikkerhet sier noe om systemets evne til å dekke momentan belastning, og svikt karakteriseres ved at tilgjengelig kapasitet i installert kraftproduksjon eller i kraftnettet ikke er tilstrekkelig til å møte et kortsiktig behov. Driftssikkerhet sier noe om systemets evne til å motstå forstyrrelser uten at gitte grenser overskrides.

I NVEs arbeid med langsiktig kraftsystemanalyse (LA2016) peker man på en utvikling i Norge hvor forbruket i høylast (peak-demand) i flere og flere timer må dekkes av uregulerbar produksjon eller import. Dette er vist i Figur 3-1. Figuren viser at i 2016 er det beregnet at det i snitt må være 0,4 GW tilgjengelig fra uregulerbar produksjon og import for å dekke forbruket i Norden, og at dette vil vokse til 5,6 GW i 2030. Dette betyr at i framtiden kan behovet for fleksibilitet på etterspørselssiden være større enn det er i dag.

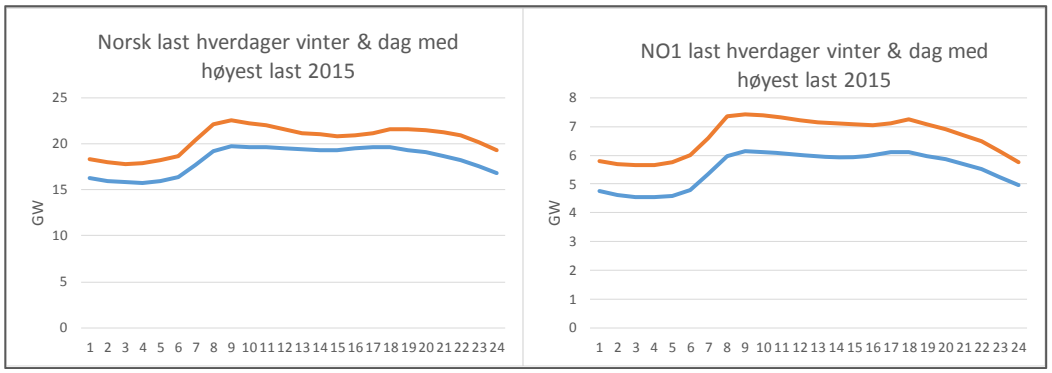


Figur 3-1 Utvikling i makslast, reguler og uregulerbar produksjon i Norden, GW, Kilde NVEs Lang Analyse 2016 (NVE, Rapport 2 - 2017)

Fra et systemperspektiv er både tids- og volumdimensjonen ved lagring viktig; i Norges kraftsystem gjør vannmagasinene sesonglagring (langtidslagring) mulig fordi de kan lagre et stort volum vann, og bidrar dermed til energisikkerhet for Norge. Batterier vil slik utviklingen ser ut i dag hovedsakelig spille sammen med eksisterende kraftsystem på døgnbasis, ved at batteriet lades på natten og tappes på dagen. Slik sett kan batterier ved optimal bruk kunne øke effektsikkerheten i systemet.

Det norske kraftmarkedet er inndelt i fem prisområder for å representerer overføringsbegrensinger i det innenlandske nettet. Videre i denne rapporten er det valgt å se nærmere på Østlandet, som tilsvarer prisområdet NO1. NO1 hadde et forbruk av kraft på om lag 35 TWh i 2015, mens produksjonen var på 19 TWh. Østlandet har derfor knapphet på energi, men også effekt og har derfor et behov for overføring av kraft fra omkringliggende områder. Regionen er sårbar for feil på overføringslinjer på grunn av behovet for overføring og kan derfor ha større insentiv for å ta i bruk både lokal produksjon og lagring enn andre områder i Norge.

Det er ofte på vinterstid det oppstår knapphet på effekt. Lasten/forbruksprofilen for hele Norge på hverdager vinterstid har en profil over døgnet som vist i Figur 3-2. Figuren viser at fra et kraftsystemperspektiv er det belastningen på morgenen som kan være interessant å redusere. En redusert last fra time 6 til time 9 vil avhjelpe systemet spesielt på kalde dager. Det var i 2015 en gjennomsnittlig forskjell mellom laveste og høyeste last på 3,96 GW i vinterukene, mens for døgnet med høyest last økte denne differansen til 4,79 GW for Norge totalt. Tilsvarende tall for Østlandet var hhv 1,6 GW og 1,8 GW. Til sammenligning ble det beregnet en tilgjengelig batterikapasitet fra batterier i elbiler på 4 – 8 GW for hele landet med dagens begrensninger på sikringsstørrelse, se kapittel 2.1.



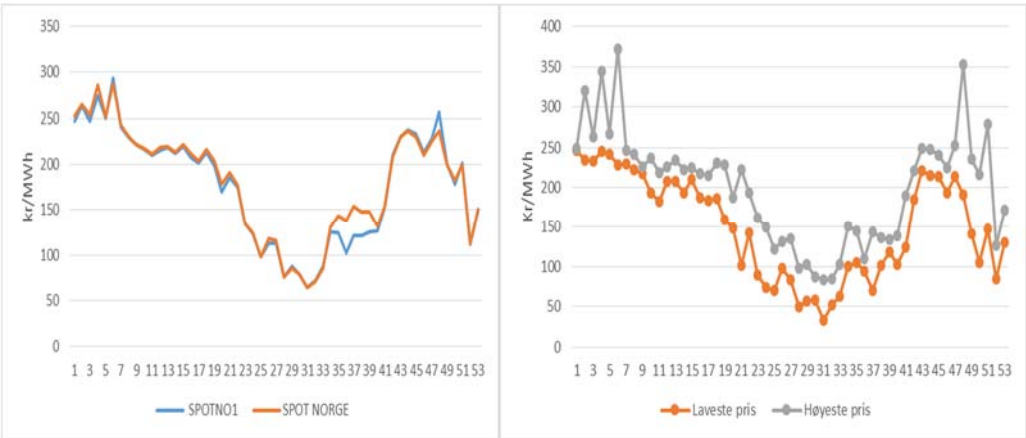
Figur 3-2 Forbruksprofiler på vinterstid, og dagen med høyest last i Norge (venstre) og Østlandet (NO1, høyre) i 2015 (blå kurve er gjennomsnittlig lastkurve over hele vinteren, orange er lastkuve for dagen med høyest last) (Nord pool, 2015)

3.1 Prisstruktur i det norske markedet

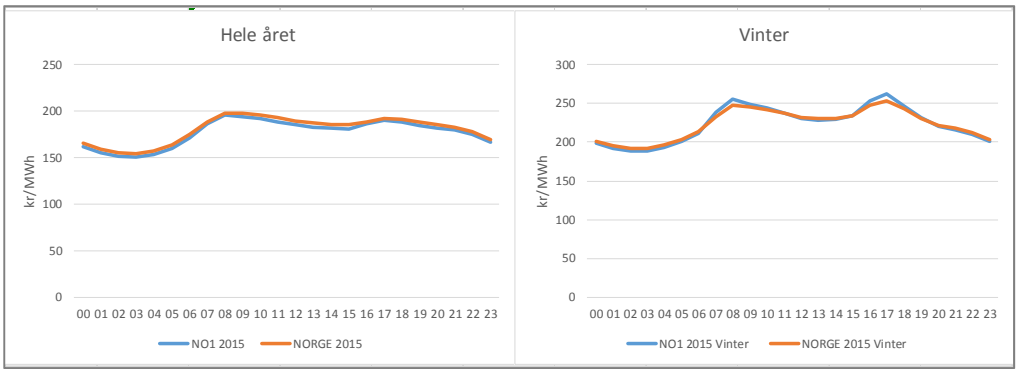
Prisen på kraft bestemmes i kraftmarkedet time for time, slik at det oppnås balanse mellom tilbud og etterspørsel. Variasjonen i prisen over døgn bestemmes av fleksibiliteten i systemet, høy fleksibilitet gir flat prisstruktur, men lav fleksibilitet vil isolert sett gi større variasjon. I det norske kraftsystemet er fleksibiliteten i stor grad i varetatt av tilbudssiden i markedet. Stor reguleringsevne og lave kostnader for å tilpasse produksjonen til behovet for kraft gir relativt lite prisvariasjon.

Den norske etterspørselssiden kjennetegnes ved lite priselastisitet på kort sikt, det vil si at prisøkning fører til liten endring i forbruket fra time til time, mens langvarige prisendringer slår igjennom til forbruket på lengre sikt; ved langvarige høye priser vil forbruket reduseres og vice versa.

NO1 er et stort underskuddsområde, men har likevel tilstrekkelig med overføringskapasitet slik at prisene ikke er vesentlig forskjellig fra områdene rundt. Samtidig er det prisforskjeller internt i uken, noe figuren til høyre viser i Figur 3-3. Dette skyldes både forskjell i pris mellom dag og natt, men også effekten av hverdag og helg. I snitt var forskjellen mellom høyeste og laveste pris innenfor en uke 50 kr/MWh i 2015, dvs. 5 øre/kWh.



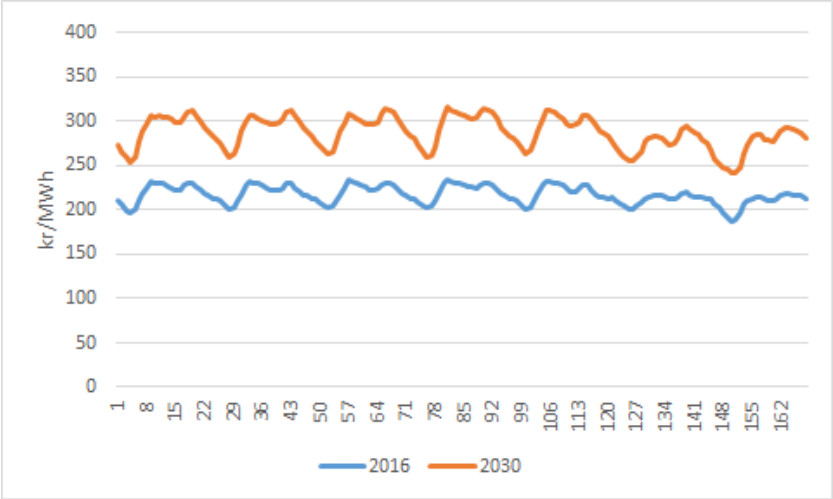
Figur 3-3 Kraftpriser per uke for Norge og Østlandet (NO1),(venstre), prisforskjeller internt i uka NO1 (høyre) målt ikr/MWh i 2015 (Nord pool, 2015)



Figur 3-4 Prisprofiler over døgnet, hele året til venstre, vinterstid til høyre for Norge og NO1, kr/MWh i 2015

Den relativt lave prisforskjellen mellom dag og natt skyldes regulerbarheten i det norske produksjonsapparatet, og at kostnadene ved å regulere produksjon etter forbruk er lav. Vannkraftproduksjonen kan med lave kostnader tilpasse seg etterspørselen etter kraft. Prisprofilene i Figur 3-4 illustrer dette, i tillegg indikerer den at prisforskjellene over døgnet er noe større på vinteren enn på sommeren. I 2015 var gjennomsnittlig differanse mellom høyeste og laveste pris 4,3 øre/kWh, mens den på vinterstid var 6,1 øre/kWh. Til sammenligning var den gjennomsnittlige forskjellen mellom høyeste og laveste pris innenfor døgnet i Tyskland 18 øre/kWh i 2015.

Framover i tid er det forventet noe mer prisstruktur over døgnet i Norge, spesielt om sommeren. I perioden frem mot 2030 vil det bli bygd to nye mellomlandsforbindelser; en til Tyskland og en til UK. Kraftsystemene som Norge kobler seg sammen med er fortsatt dominert av en såkalt termisk prisstruktur; hvor prisen gjerne er høy på dagen og lav på natten fordi det er betydelige kostnader ved å regulere kraftproduksjonen etter variasjonen i forbruket. Når to systemer kobles sammen via en utvekslingskabel blir systemene og kraftprisene likere hverandre. Konsekvensen av flere kabler blir dermed at prisforskjellene mellom dag og natt hos våre handelspartnere delvis smitter over på norske kraftpriser. I Figur 3-5 er prisvariasjonene over døgnet i 2016 og 2030, henholdsvis uten og med utenlandskablene til Tyskland og UK illustrert. Figuren viser at prisvariasjonene, som er modellert i Lang Analyse-prosjektet (NVE, Rapport 2 - 2017), blir noe større i 2030. Dette er allikevel ikke tilstrekkelig for å oppnå lønnsomhet for sluttbruker til å investere i batterier.

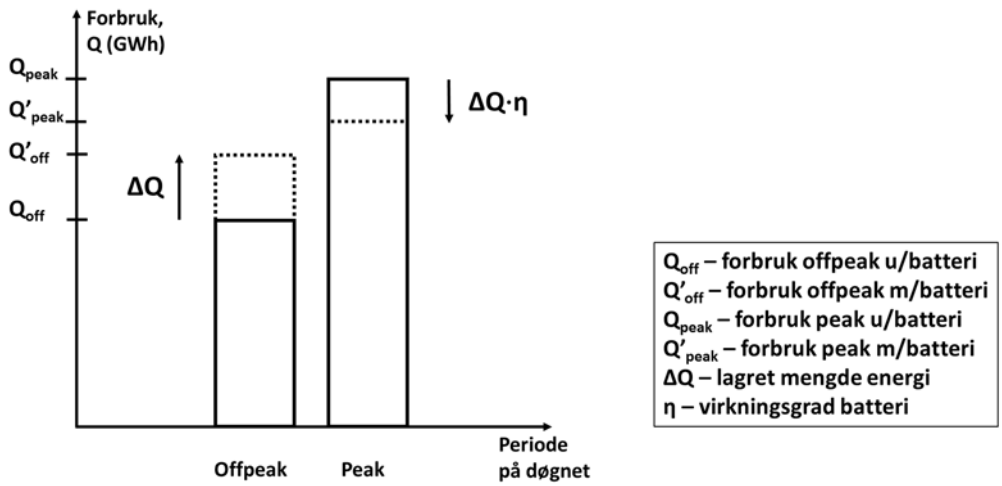


Figur 3-5 Prisvariasjon over uka; modellerte verdier for 2016 og 2030, Kilde: (NVE, Rapport 2 - 2017)

3.2 Prisvariasjon og virkningsgrad bestemmer lønnsomhet for batterier

I delkapittel 3.1 er det vist at prisvariasjonene i det norske kraftsystemet per i dag er små, men at de øker mot 2030. Men øker de tilstrekkelig til at en husholdning velger å investere i et batteri? Prisforskjellene mellom tidspunktet når batteriet lades opp og tidspunktet for bruk av batteriet må være store nok til at bruk av batterier er interessant, dvs. man må spare penger på å lade opp i lavprisperioder og bruke batteriet til å dekke forbruk i høyprisperioder. I praksis må det også være slik at virkningsgraden for batteriet ikke kan være for lav. Virkningsgraden forteller hvor stort tap av energi som er forbundet med bruk av batteriet. Både elbilbatterier og batterier knyttet til PV vil kunne utnytte prisforskjeller innad i døgnet for å redusere strømutgiftene. Det er derfor interessant å undersøke hvor store prisvariasjoner som er nødvendige for at batterier skal kunne bli tatt i bruk. I dette kapittelet vil vi vise at lønnsomheten for bruk av batterier for en enkeltkunde er avhengig av to faktorer. Den ene faktoren er virkningsgraden til batteriet. Den andre er hvor mye sluttbrukerprisen varierer gjennom døgnet. Det som er avgjørende er nærmere bestemt det relative forholdet mellom pris i lavlastperioden (offpeak) og topplastperioden (peak) sammenlignet med virkningsgraden. Jo større prisforskjell vi vil se i fremtiden jo mer lønnsomt vil bruk av batterier være.

For å illustrere dette forenkler vi og tar utgangspunkt i at døgnet har to perioder med forskjellig last, en peak og offpeak. Dette er vist i Figur 3-6. Figuren viser forbruk før og etter bruk av batterier.



Figur 3-6. Flytting av forbruk for en enkelt kunde

I Figur 3-6 angir y-aksen forbruk (Q) og x-aksen viser periode på døgnet. Vi antar kun to perioder i døgnet, «Offpeak» i en lavlastperiode der forbruket Q_{off} er lavt og «Peak» i en høylastperiode der forbruket Q_{peak} er høyt. De heltrukne linjene i figuren angir situasjonen før man tar i bruk batterier og de stiplete linjene angir forbruket etter man tar i bruk batterier. Med batterier vil man i en offpeaksituasjon ønske å utnytte de lave prisene til å lade batteriet ved å øke forbruket med ΔQ, fra Q_{off} til nytt nivå Q'_{off}. Dette økte forbruket vil man så benytte i en peaksituasjon med høye priser slik at man kan redusere forbruket fra nettet med samme mengde ΔQ, *fratrukket* tapet i batteriet som kommer på grunn av at virkningsgraden η i batteriet er mindre enn 1. Det betyr at man fyller batteriet

med energimengden ΔQ og kan kun ta ut av batteriet energimengden ΔQ·η. Det nye forbruksnivået i peakperioden blir Q'_{peak}.

For at det i en driftsperiode skal lønne seg å bruke batteriet må den totale kostnaden være lavere i situasjonen der man bruker batteriet enn i situasjonen der man velger å ikke bruke batteriet. Kostnaden i offpeakperioden er gitt som produktet av forbruket Q_{off} og prisen P_{off}, og tilsvarende for peakperioden. Siden vi ser på en enkelt kunde går vi ut fra at forbruksendringer ikke påvirker prisen i markedet. Basert på illustrasjonen i Figur 3-6 kan vi sette opp en ligning som angir når det er lønnsomt å bruke batteriet innenfor et gitt døgn:

$$Total\ kostnad\ uten\ bruk\ av\ batteri > total\ kostnad\ med\ bruk\ av\ batteri$$

$$Q_{off} \cdot P_{off} + Q_{peak} \cdot P_{peak} > (Q_{off} + \Delta Q) \cdot P_{off} + (Q_{peak} - \Delta Q \cdot \eta) \cdot P_{peak}$$

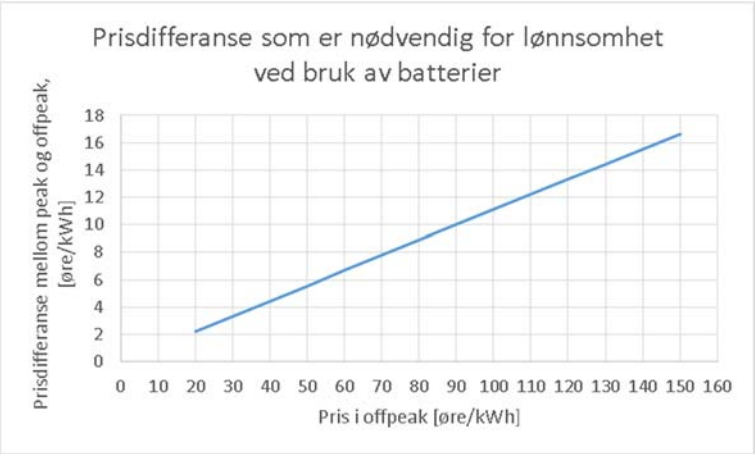
Som kan forenkles til at følgende forhold gjelder når bruk av batterier er lønnsomt:

$$\eta > \frac{P_{off}}{P_{peak}}$$

Dette viser at dersom det skal lønne seg å ta i bruk batteriet så må forholdet mellom pris i offpeak perioder og pris i peakperioder være mindre enn virkningsgraden η. Dette betyr at desto større prisforskjellene blir i årene som kommer, desto mer lønnsomt vil bruk av batteriet være, og jo mer utbredt kan vi forvente at bruken blir. Samtidig vil forventede forbedringer i virkningsgrad gjøre at batterier kan nyttiggjøre seg prisvariasjoner i større grad.

Dersom en antar en virkningsgrad, η = 0,9, så må forholdet mellom P_{off} og P_{peak} være mindre enn 0,9 for at det skal lønne seg å bruke batterier i hehold til formelen. I Figur 3-5 er prisvariasjonene for spotprisen i 2030 vist. Den varierer fra ca. 26 øre/kWh i lavlastperiode og 31 øre/kWh i høylastperiode, noe som gir et forholdet på 0,84. Dersom sluttbrukerne kun hadde betalt spotpris for strøm ville prisvariasjonen vært nok til at det var lønnsomt å bruke batteriet. Men for sluttbrukeren er det sluttbrukerprisen som er interessant, og denne består også av en nettariff (nettleie), skatter og avgifter. Hvis vi antar at sluttbrukerprisen i 2030 blir på rundt 100 øre/kWh blir prisforholdet på ca. 0,9. Med en slik pris ville kunden gått akkurat i null. Dette betyr at prisen i topplast bør være godt over 100 øre for at kundene skal ha insentiver til å bruke batteriene.

Figur 3-7 viser minimum prisdifferanse mellom peak og offpeakpriser som er nødvendig for at lagring skal være lønnsomt ved ulike offpeakpriser.



Figur 3-7 Prisdifferanse som er nødvendig for lønnsomhet ved bruk av batterier

Det kan være ønskelig for aktører i kraftbransjen at batterier tas i bruk. For eksempel kan batterier være et alternativ til utbygging av nett for et nettselskap. De kan derfor tenkes å ville tilby insentiver i form av variable nettariffer. Det finnes mange varianter som kan være egnet, for eksempel time-of-use, eller critical peak pricing. Til sammen kan da variasjoner i sluttbrukerprisen gi lønnsomhet for bruk av batterier.

4 Analyser av kraftmarkedet med bruk av batterier

Batterier kan potensielt få stor betydning for kraftsystemet, og da først og fremst ved å bidra til fleksibilitet. Analysene i forrige kapittel viste at det kanskje ikke er behov for fleksibiliteten batterier kan bidra med på grunn av de lave prisvariasjonene fremover. Men det er mange og usikre faktorer som kan endre bildet i årene som kommer avhengig av utviklingen og betydningen av for eksempel elbiler, hydrogenbiler, solceller, vindkraft, nullenergihus, fjernvarme, batterier, effektivisering, tekniske forskrifter (TEK), elektrifisering av byggeplasser, kabler mot utlandet, integrering av kraftmarkeder i EU, smarte nett, nye tariffer, klimahensyn og biologisk mangfold, sirkulær økonomi, grønn vekst, innvandring og urbanisering, osv. I tillegg er analysene er gjort på et overordnet nivå slik at lokale behov i kraftnettet ikke er synliggjort. Alt dette er variabler som kan påvirke fremtidig strømuttak nasjonalt og regionalt. Denne høye kompleksiteten og usikkerheten gjør prediksjon av utviklingen langt frem i tid vanskelig. Det er derfor behov for å gjøre scenariobaserte analyser av en fremtid der batterier tas i bruk i ulik grad for å se hvilken betydning dette få for kraftsystemet. Vi undersøker to caser som hver for seg kan bidra til økt bruk av batterier i Norge. Det ene er at batteriene tilknyttet elbiler og det andre er batterier tilknyttet solcelleanlegg.

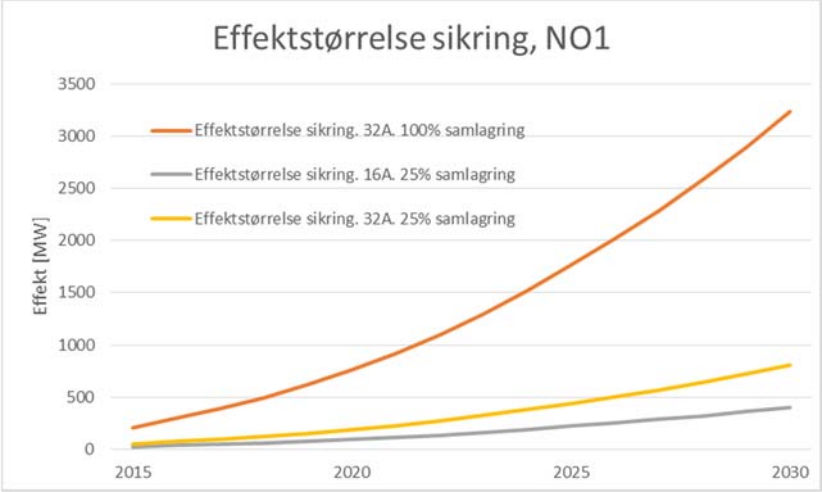
4.1 TIMES – analyser for bruk av elbilbatterier

TIMES-analysene ser på hvordan batterier i elbiler kan bidra til å endre forbruksprofiler og prisvariasjoner. Det innføres restriksjoner på tilgjengelighet og sikringsstørrelse sett i forhold til samlet batterieffekt vist i Figur 2-2. Tre scenarioer med ulik batterieffekt er undersøkt, maksimum, medium og minimum. Disse er sammenlignet med et basisscenario uten bruk av batterier.

Disse scenarioene er:

1. Maksimum scenario: Denne er fremkommet ved å anta at alle bilbatteriene er tilgjengelige for bruk 100 % av tiden. Samtidig har vi antatt at sikringsstørrelsen i hvert bygg er på 32 Ampere.
2. Medium scenario: Vi antar her 25 % tilgjengelighet og sikringsstørrelse på 32 Ampere
3. Minimum scenario: Vi antar her 25 % tilgjengelighet og sikringsstørrelse på 16 Ampere
4. Basis-scenario: Dette scenarioet er basert på NVEs basisfremskriving av forbruk gjort i forbindelse med Energimeldingen

Figur 4-1 illustrerer variasjonen i tilgjengelig effekt for scenario 1 – 3. Modelleringen i TIMES er utført for spotområde NO1. Nærmere beskrivelse av scenarioene og forutsetninger finnes i Annex 2.



Figur 4-1 Tilgjengelig batterieffekt avhengig av sikringsstørrelse og tilgjengelighet (dvs samlagring) for NO1

Inputdataene, lagringspotensiale og effektstørrelse, brukt i scenarioene er oppsummert i Tabell 1. Tabellen viser at i Maksimum-scenariet er det mulig å lagre totalt 39,3 GWh i bilbatteriene, men på grunn av sikringsstørrelse er det kun mulig å lagre eller tømme 3,2 GWh per time. I Minimum-scenarioet er det mulig å lagre 9,8 GWh, mens sikringsstørrelsen begrenser lagringsmulighet til 0,4 GWh per time. Disse tallene indikerer at sikringsstørrelsen er en viktig faktor når det gjelder anvendbarhet til bilbatterier som effektreserver siden det er denne som begrenser hvor mye energi man kan lagre eller tappe innenfor korte tidsintervall. Tallene indikerer også at lagringspotensialet for energi er tilstrekkelig stort til at man kan redusere topplastforbruket (som er litt over 7 GWh/h, se Figur 3-2) i mange timer etter hverandre. Med sikringsstørrelse 32 A tar det ca. 12 timer å fylle/tappe batteriet fra tom/full tilstand, mens det med størrelse 16 A tar omtrent 24 timer.

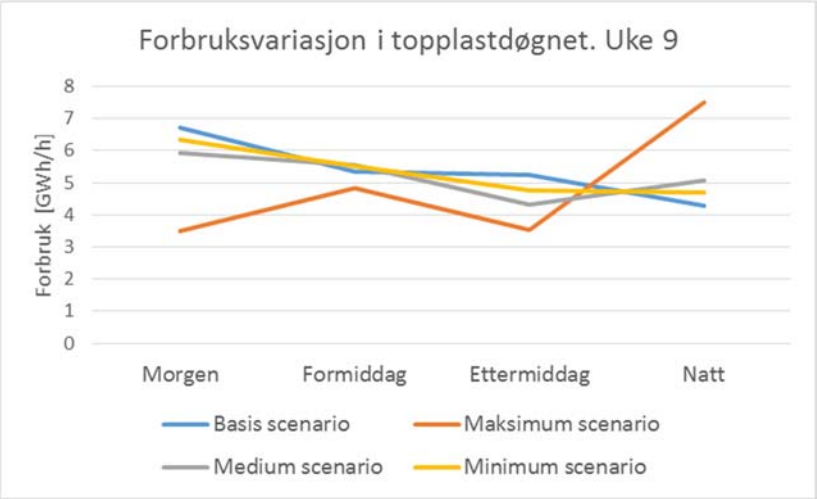
Tabell 1 Lagringskapasitet og effektstørrelse ved forskjellig tilgjengelighet (samlagring) og sikringsstørrelse i NO1, år 2030

		Maksimum scenario	**Medium scenario**	**Minimum scenario**
Lagringspotensial Bilbatteri, GWh	100% samlagring	39,3	-	-
Lagringspotensial Bilbatteri, GWh	25% samlagring	-	9,8	9,8
Effektstørrelse sikring, GW	32A, 100% samlagring	3,2	-	-
Effektstørrelse sikring, GW	16A, 25% samlagring	-	-	0,4
Effektstørrelse sikring, GW	32A, 25% samlagring	-	0,8	-

4.2 Resultater i TIMES for elbilbatterier

4.2.1 Batterier bidrar til nye forbruksmønstre (lastflytting)

I TIMES-analysene ser vi først på hvordan kundene som har batterier vil utnytte prisforskjellene ved å lagre strøm i lavprisperioder og bruke denne strømmen i høyprisperioder. Resultatene er vist i Figur 4-2. Figuren illustrerer hvordan forbruket fra nettet endrer seg i de tre scenarioene sammenlignet med et basisscenario. Vi viser et gjennomsnittlig døgn for ukedagene i uke 9, som er den uka med høyest forbruk i resultatene. Det benyttes fire tidssteg per døgn, hvor hvert tidssteg representerer bolker i døgnet, Morgen (kl 07-11), Formiddag (kl 11-16), Ettermiddag (kl 16-23) og Natt (kl 23-07). Disse fire tidsstegene representerer da gjennomsnittlig variasjon i døgnet for ukedagene, for hver uke over året. Modellen beregner 52 slike døgn.



Figur 4-2. Forbruksvariasjon innad i døgnet en vinteruke for bygg.

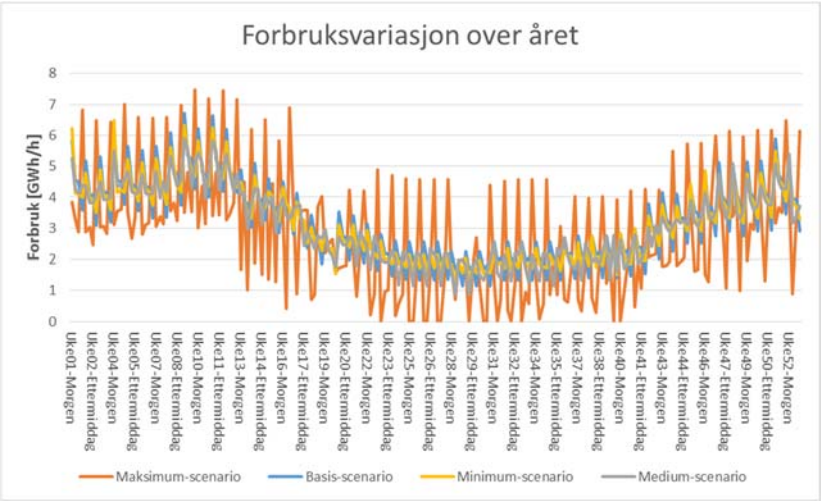
Figur 4-2 viser hvordan forbruket fra nettet for byggsektoren varierer over døgnet for de ulike scenarioene. Vi ser at basisscenarioet, som viser normale forbruksvariasjoner uten batteri, har høyest forbruk på morgenen og at forbruket synker utover dagen og er lavest om natten. Sammenlignet med basis er forbruket lavere på morgenen og høyere på natten for alle de tre andre scenarioene. Kunder med batterier har endret forbruksmønsteret fordi de nå er utstyrt med en teknologi som gjør det mulig for dem å dra nytte av prisforskjellene slik vi har diskutert i kapittel 3.2 og Annex 3. Prisene er høyest på morgenen og lavest om natten, noe som betyr at det lønner seg å lagre strøm om natten og så forsyne eget forbruk fra batteriet om morgenen. Vi ser også at det er forskjeller i uttak fra nettet mellom scenarioene. Avviket fra basis er størst for Maksimum scenarioet som har størst mengde batterier, og minst for Minimum scenarioet som har færrest batterier å ta i bruk. Sett i sammenheng med Figur 1-1 betyr dette at ΔQ er størst for Maksimum scenarioet. Dette er slik en kunne forvente siden man ønsker å utnytte prisforskjellene så mye som mulig og derfor lagrer mest i scenarioet med flest batterier. Grunnen til at Maksimum scenarioet ligger under basisscenarioet alle tider på døgnet utenom natten, er fordi lagringskapasiteten er såpass høy at batteriet her lagrer alt byggene trenger om natten og forsyner dem hele dagen.

Resultatene viser også at forbruket om natten skaper en ny topp i forbruket som overgår den originale forbrukstoppen som fra før var på morgenen. Dette er et resultat man bør være oppmerksom på.

Forbrukerne i denne analysen responderer på prissignalene fra spotmarkedet (sammen med nettleie og avgifter). Disse prissignalene gjenspeiler balansen mellom produksjon og forbruk innenfor spotområdene i distribusjonsnettet. Dersom utbredelsen av batterier blir svært stor som i dette scenarioet, og med like høyt forbruk om natten, kan man dermed oppleve at batterier kan skape problemer lokalt i nettet. Dette kan bety at nettselskapene også bør ta i bruk prissignaler som reflekterer lokale forhold, slik at tilpasningen kundene gjør er ønskelige også med tanke på nettforholdene. Resultatene gir uansett en pekepinn på hvor mye forbruk det er mulig å flytte vekk fra en topplastsituasjon. For Maksimum-scenarioet er 3,2 GWh/h redusert (slik også tallene i Tabell 1 tilsier) av et forbruk på nærmere 7 GWh/h, se Figur 3-2 (NO1). Dette utgjør ca. 50 %. For Medium-scenarioet er 0,8 GWh/h flyttet vekk og i Minimum-scenarioet er 0,4 GWh/h flyttet vekk, noe som tilsvarer henholdsvis ca. 12 % og 6 % av topplasten i dette tidssteget (morgen). Disse tallene vil også korrespondere med hvor mye man kan redusere nettkapasiteten med for ulike nivåer av batterier.

Tallene for hvor mye strøm som maksimalt flyttes ved hjelp av batterier varierer altså fra 0,4 GWh/h til 3,2 GWh/h for de ulike scenarioene. Dette kan sammenlignes med mengden strøm importert til NO1 som ligger rundt 1,6 GWh/h både for toppen om morgenen og om ettermiddagen (Nord pool, 2015). Dette vil i Maksimum-scenarioet kunne dekkes fullstendig, mens batteriene i Medium-scenarioet, som kan flytte 0,8 GWh/h, er i stand til å erstatte halvparten av importen og i Minimum-scenarioet ca. en fjerdedel.

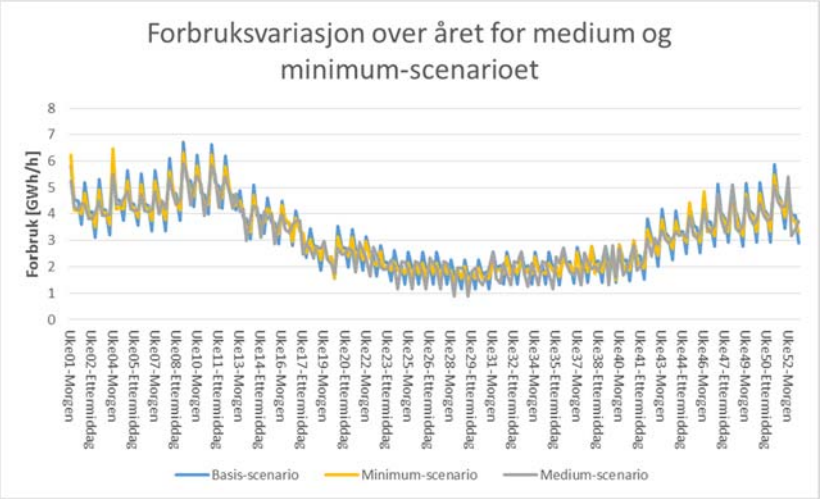
Figur 4-3 viser forbruket i byggsektoren i hvert tidssteg over året. Som tidligere nevnt viser vi her fire tidssteg pr uke; Morgen, Formiddag, Ettermiddag, Natt (vi viser ikke tidssteget for helger som også beregnes i TIMES). Hvert tidssteg representerer gjennomsnittet av en periode i døgnet for ukedagene i hver uke. Figuren viser derfor 4*52 tidssteg.



Figur 4-3 Forbruk i byggsektor for hvert tidssteg over året. (52 gjennomsnittlige døgn, hvor hvert døgn er delt opp i periodene: Morgen (kl 07-11), Formiddag (kl 11-16), Ettermiddag (kl 16-23) og Natt (kl 23-07))

Figuren viser hvordan forbruket innenfor byggsektoren varierer over året med varierende bruk av batterier. Det mest iøynefallende med figuren er de store variasjonene i Maksimum-scenarioet slik vi også så tydelig for Uke 9 i Figur 4-2. Gjennom hele året utnyttes den store lagringskapasiteten til å lagre strøm når prisen er lav (om natten) og bruke den når prisen er høy på dagtid. Om sommeren er det enkelte tidspunkter på dagen hvor forbruk går i null (rød linje), der batteriet dekker alt forbruk. Dette bidrar til stor variabilitet i behov for strøm fra nettet og skape utfordringer lokalt.

Figur 4-4 viser forbruksvariasjon over året for medium og minimum-scenarioet. Figuren viser at variasjonen i forbruk er størst for Basis og minst for Medium-scenarioet. Variansen til hver tidsserie viser også tilsvarende forhold. Dette er i henhold til teorien diskutert i tilknytning til Figur 1-1, som illustrerte at variasjonen i forbruket blir mindre med batterier. Det betyr at forbrukstoppene i hovedsak er mindre med batterier enn uten batterier, og at forbruksbunnene er høyere med batterier enn uten. I Figur 4-4 kan vi riktignok se noen unntak, f.eks. den høye toppen på morgenen uke 4, der forbruket i Minimum-scenarioet er høyere enn i basis. Årsaken til at forbruket øker i det som normalt er høylasttimen ligger i at prisene i denne uken var lavest på morgenen og natten, noe som kan skyldes forhold i resten av kraftsystemet. Batteriet brukte den lave prisen til lagring og forsynte forbruket på formiddagen og ettermiddagen. I og med at batterikapasiteten er høyere i Medium-scenarioet ble det her valgt å lagre alt på natten og forsyne på dagen.

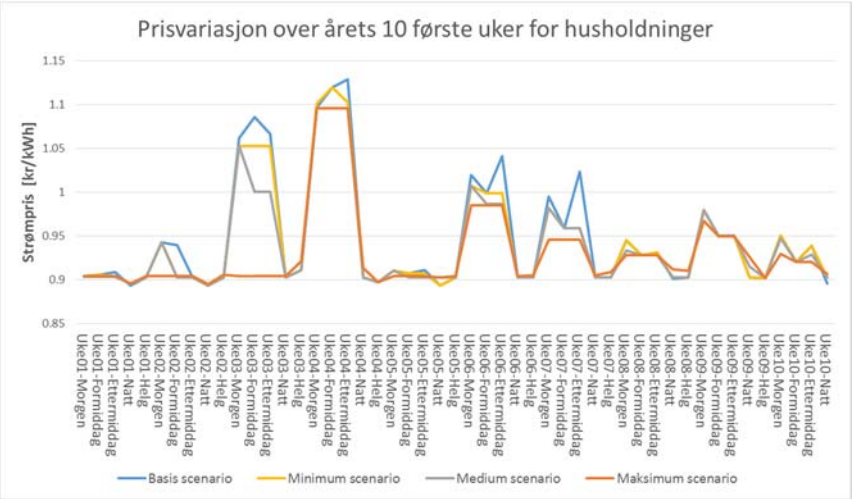


Figur 4-4 Forbruk i byggsektor for hvert tidssteg over året, uten Maksimumscenarioet.

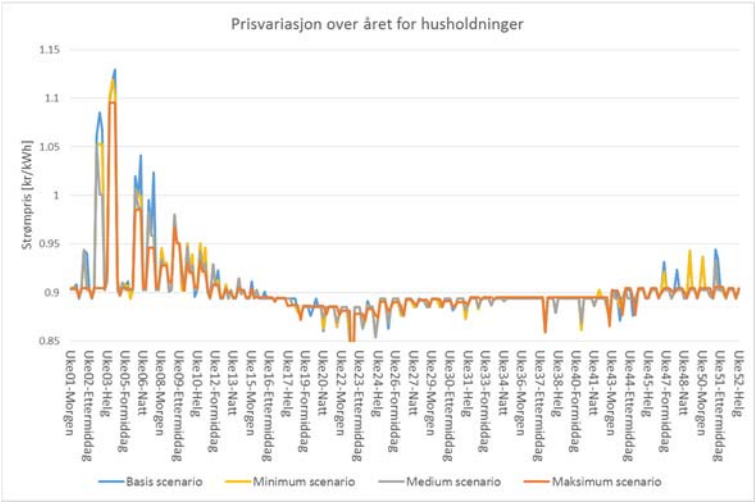
4.2.2 Lastflytting med batterier bidrar til prisutjevning

Når kundene tilpasser seg prisene i markedet ved bruk av batterier, vil forbruket bli lavere i høyprisperioder og høyere i lavprisperioder, slik vi fant i forrige delkapittel. Dette påvirker igjen strømprisene, ved at prisvariasjonene blir mindre. Det blir lavere pris i peak- og høyere pris i offpeakperioder.

Dette er vist i Figur 4-5 og Figur 4-6, hvor henholdsvis prisvariasjonene for årets 10 første uker og prisvariasjoner over året for husholdningene er vist. Resultater stemmer overens med teorien beskrevet i Annex 3. Figurene viser prisvariasjon over året for alle tidsstegene, morgen, formiddag, ettermiddag og kveld. Vi ser at prisforskjeller mellom høyprisperiodene og lavprisperiodene reduseres ved bruk av batterier. For Maksimum-scenarioet med mest bilbatterier tilgjengelig er prisutjevningen størst (rød linje), mens den er minst for scenarioet med minst bilbatterier (lilla linje). Variasjonen for prisene i hvert scenario er størst for Basis-scenarioet og minst for Maksimum-scenarioet. Sett i forhold til Figur 1-1 kommer dette av at det er størst lagringskapasitet (ΔQ) i Maksimum-scenarioet og dermed kan etterspørselsfunksjonen til forbrukerne skiftes mest mot høyre i offpeakperioden og mest mot venstre i peakperioden, noe som gjør prisene mindre variable.



Figur 4-5 Prisvariasjon over årets 10 første uker for husholdninger.



Figur 4-6 Prisvariasjon over året for husholdninger

4.2.3 Times-analyse

PV i kombinasjon med batterier er analysert i TIMES modellen ved at fremskrevet nivå på installert kapasitet av PV med tilhørende batterikapasitet er forutsatt installert frem mot 2030. Det er her sett på scenariet der alle bygg får PV installert med tilhørende batterier. Samlet for hele Norge gir dette en installert PV-kapasitet som øker fra noen få MW i dag til 18 GW i 2030. Dette vil produsere underkant av 15 TWh kraft avhengig av hvor i landet solcellene vil bli plassert.

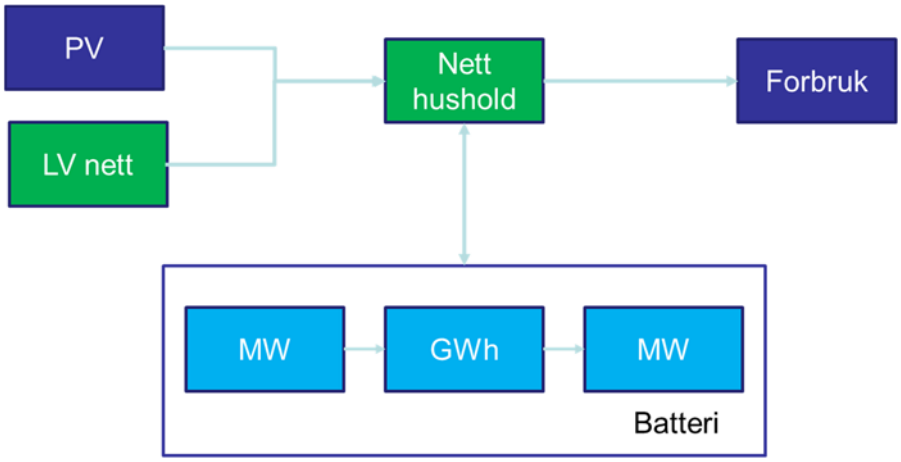
I denne analysen er det avgrenset til produksjon i NO1. PV-kapasiteten i scenarioet vokser til 7,3 GW i 2030 med en tilhørende lagringskapasitet på 5,8 GWh.

4.2.4 Modellering av PV og batterier

TIMES modellen skiller mellom to nettnivå, høyspent og lavspent nett. Høyspent nett dekker regional og sentralnettet og lavspent nettet dekker distribusjonsnettet. Kraftproduksjon fra vannkraft, vindkraft,

biomasse og fossile ressurser er modellert som sentrale produksjonsenheter som leveres kraft til høyspent nettet. PV er modellert som enten sentral produksjon (parker) eller lokal produksjon i forbindelse med bygg. Modellen inkluderer både nettleie, samt skatter og avgifter slik at elforbruk til bygg ser sluttbrukerprisen for strøm. Lokal PV-produksjon vil derfor konkurrere med sluttbrukerprisen for henholdsvis næringsbygg og husholdningene, se Figur 4-7.

Modellering av PV som vist i figuren betyr at det er lagt til grunn at PV-produksjonen i bygg brukes til bygget, eller til nabobygget. Det er ikke modellert ett enkelt bygg, men samlingen av eksisterende og nye bygg fordelt på ulike byggtyper (enfamiliehus, leiligheter, kontorbygg, varehandel mv.) for hele Østlandet (NO1). Dette betyr at det ikke mulig å selge overskuddet fra solkraftproduksjon lokalt ut på sentralnettet. Modelleringen impliserer også at strøm fra PV leveres direkte inn i distribusjonsnettet og konkurrerer dermed med sluttbrukerprisen for henholdsvis næringsbygg og husholdningene. I dag er det slik at kraftleverandører er pålagt å ta imot overskuddstrøm, men det er ikke gitt til hvilken pris. Det finnes i dag leverandører som tilbyr «nabostrøm» langt over markedsprisen for kraft, 80 øre/kWh) (Smart Energi, 2017) . For kraftsystemet gir det mening å modellere lokal produksjon med en slik restriksjon da redusert last i sentralnettet bidrar til redusert behov for nettkapasitet i overliggende nett.

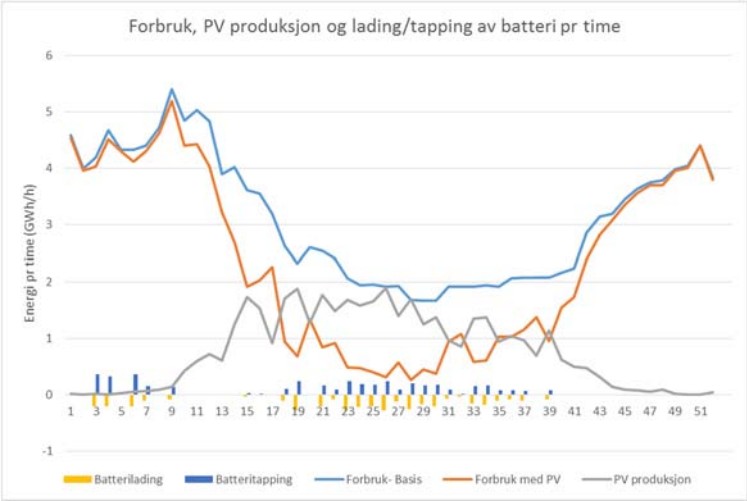


Figur 4-7 Modellering av PV og batteri i lavspentnettet (LV). Eksempel fra husholdningene.

4.3 Resultater i TIMES for PV og batterier

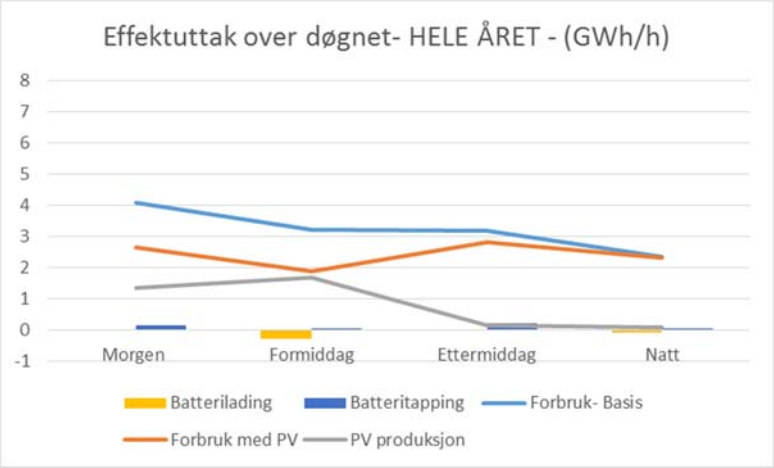
I analysene er det sett på i hvilken grad energisystemet velger å bruke batterier til å flytte laster. Viktige parametere som legges til grunn er investeringskostnader for batteriet, kraftpriser og kostnader for andre teknologier. Batterier tilknyttet PV-anlegg vil primært benyttes til å utnytte egenproduksjonen maksimalt, men kan også bli benyttet til lastutjevning hvis prisforskjellene er tilstrekkelig store.

Resultatene viser at batterier tilknyttet PV-anlegg vil påvirke kraftsystemet ulikt avhengig av årstid. Om vinteren når egenproduksjonen er veldig lav kan all batterikapasitet utnyttes til lastflytting. Da er kraftforbruket også høyest, og batteriene vil kunne bidra til å redusere topplasten i de kaldeste ukene hvis prisforskjellen er tilstrekkelig stor, jfr. ligningen i avsnitt 3.2. Om sommeren brukes batteriene hovedsakelig til å øke utnyttelsesgraden av egenproduksjonen. I Figur 4-8 er bruken av PV og batteri og effekten av dette på strømforbruket over et år vist.

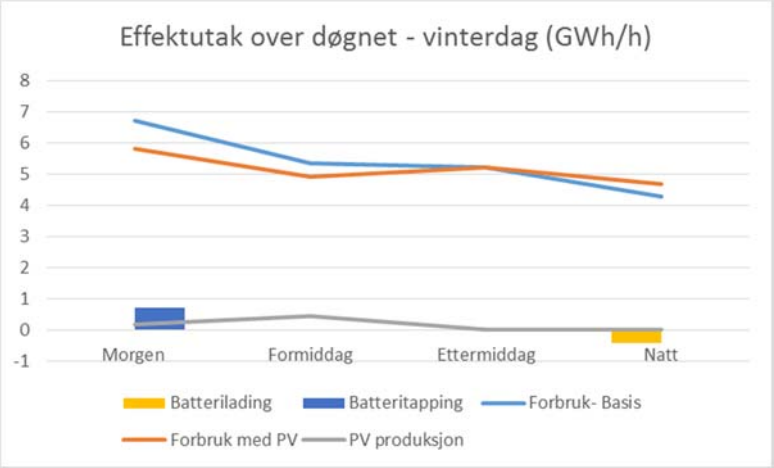


Figur 4-8 Strømforbruk, PV-produksjon og tapping av batterier pr time for bygg over året (2030).

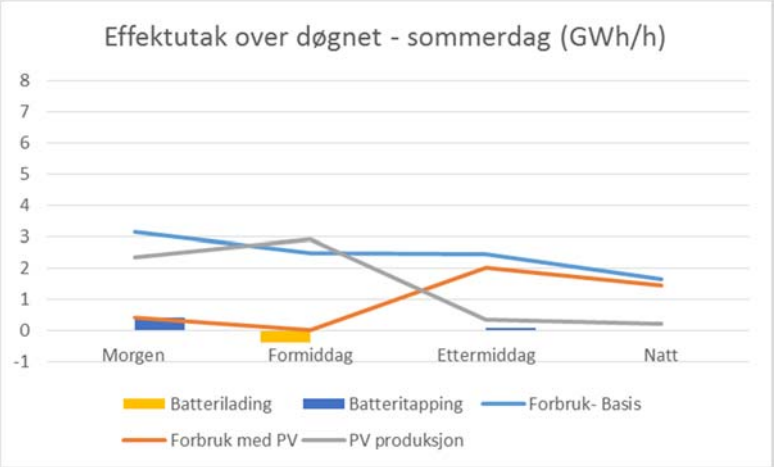
I Figur 4-9 viser hvordan PV og batteri påvirker døgnprofilen på forbruket for hele året (a), en kald vinterdag (b) og en sommerdag (c). Figuren viser at i gjennomsnitt over et år vil PV-produksjonen bidra til betydelig reduksjon av lasten på formiddagen og også litt om morgen. Tapping av batterier vil ytterligere redusere topplasten i nettet om morgen, se (a) i Figur 4-9. Om vinteren, når produksjonen er svært lav, vil batterier redusere topplasten ved at ca. 10 % av lasten, tilsvarende for NO1 i underkant av 1 TWh, flyttes fra morgen til natt. Strømforbruket om sommeren vil reduseres mye på dager med sol og flyttes til natt som vist i (b). På dager uten sol vil forbruket fra nettet bli tilsvarende som i basisscenarioet. Lokal PV produksjon kan selv med batteri, gi stor variasjon i forbruket som dekkes fra nettet.



(a) Effektuttak over et døgn, gjennomsnitt over er år.



(b) Effektuttak fra nettet over et døgn, vinteruke



(c) Effektuttak fra nettet over et døgn, sommerdag

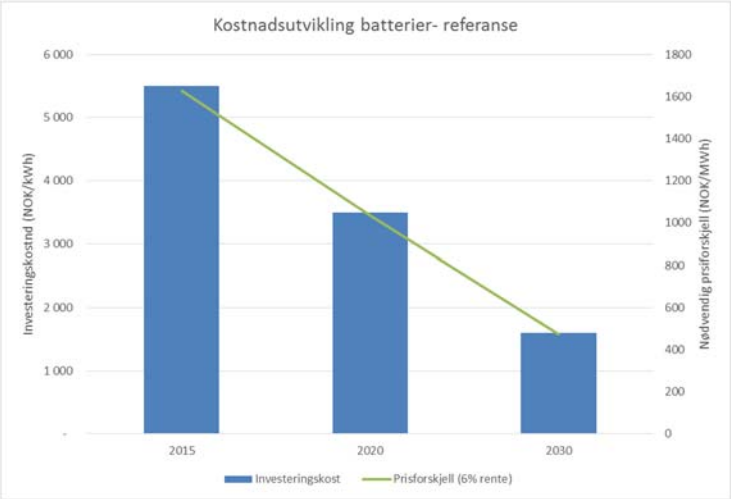
Figur 4-9 Bruk av strøm fra nettet, solproduksjon og tapping av batterier i løpet av et døgn, (a) gjennomsnitt hele året, (b) vinterdag og (c) sommerdag..

4.4 Prisforskjeller på strøm gjør at lagring lønner seg

Selv om kostnaden på batterier forventes å synke betraktelig frem mot 2030, vil det være en merkostnad å investere i batteri. Denne merkostnaden må dekkes opp av prisforskjeller mellom peak og off-peak priser i løpet av et døgn. Som det er vist i Figur 3-5 er prisforskjellene i dag på rundt 50 kr/MWh mellom topplasten på morgenen og lavlast på ettermiddag. Det er forventet at prisforskjellene i løpet av døgnet vil bli noe større i tiden fremover som følge av at Norge og Norden blir nærmere tilknyttet det europeiske markedet, men at prisforskjellene mellom høylast og lavlast ikke vil bli vesentlig mye høyere enn i dag på grunn av regulerbarheten til vannkraften.

Med forventninger om små prisvariasjoner i kraftprisen vil det ikke bli lønnsomt å investere i batterier frem mot 2030 uten andre virkemidler. NVE utreder i dag innføring av effekttariffer. Dette kan innebære at det blir større prisvariasjoner innenfor et døgn.

Basert på NVEs kostnadsrapport for energilagring (NVE, 2016) er det sett på alternative kostnadsutviklinger av batterier fram mot 2030. Figur 4-10 viser investeringskostnad på aksen til venstre og nødvendig prisforskjell mellom høylast og lavlast til høyre. Det er her forutsatt at batteriet benyttes med én syklus hver dag for hele levetiden.

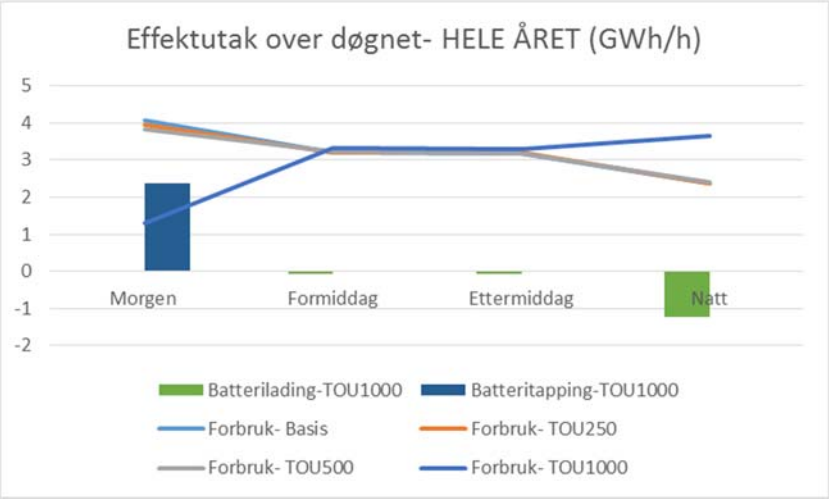


Figur 4-10 Kostnadsutvikling batterier og nødvendig prisforskjell ved én syklus pr dag over levetiden. Kilde: (NVE, 2016)

Basert på den estimerte nødvendige prisforskjellen i 2030 på rundt 500 kr/MWh er det analysert hvordan effekttariffer for nettleien kan påvirke hvor mye batterier det kan investeres i og hvordan disse batteriene vil påvirke kraftsystemet. Høylasttimen i kraftnettet har de siste årene stort sett vært om morgenen og det er derfor kun sett på effekten av en effekttariff om morgenen.

Innføring av effekttariffer endrer prisforskjellene mellom høylast og lavlast. Vi har sett nærmere på effekttariff for husholdninger og tjenesteytende næringer, med henholdsvis 250, 500 og 1000 kr/MWh høyere tariff i høylastimene om morgenen. Dette vil kunne bidra til lastflytting fra morgen til kveld over året som vist i Figur 4-11. Lastreduksjonen som følge av effekttariff opptil 500 kr/MWh skyldes fleksibiliteten i systemet ved at blant annet substitusjon av el til andre bærere reduserer lasten. Når prisen ved topplast er 1000 kr/MWh høyere enn resten av døgnet så flyttes peaklasten fra morgen til natt som vist i figuren. Det er her verdt å merke seg at beregningen over viser at det er lønnsomt å investere i batterier når prisforskjellen er rundt 500 kr/MWh. Grunnen til at modellen likevel ikke

investerer i batterier skyldes at det også er annen fleksibilitet enn batterier, blant annen substitusjon av elektrisk oppvarming til andre energibærere.



Figur 4-11 Effektuttak fra nettet og lading/tapping av batterier over døgnet.

5 Referanser

Ericson, T. (2007, 6). Improving the power market performance by automatic meter reading and time-differentiated pricing. *Documents 2007/6. SSB.*

Ericson, T. (2007, 2). Kan toveiskommunikasjon gi et mer velfungerende kraftmarked. *Økonomiske analyser 2/2007, SSB.*

Forskningsrådet/IEA-PVPS. (2015). *National Survey Report of PV Power Applications in Norway.*

Hunt, S. (2002). Making competition work in electricity. *John Wiley & Sons, Inc., New York.*

Nord pool. (2015). Hentet fra NordPool: http://www.nordpoolspot.com/

Norsk solenergiforening. (2016). *http://solenergi.no/statistikk/.*

NVE. (2016). *Energilagring - teknologi og kostnadsstatus.* Hentet fra https://www.nve.no/

NVE. (55 - 2016). *Kontrollstasjon 2017 del 1: NVEs gjennomgang av elsertifikatordningen.* NVE.

NVE. (73-2016). *Energibruk til transport.* NVE.

NVE. (Rapport 2 - 2017). *Kraftmarkedsanalyse 2016 - 2030.* NVE.

OED. (Mld. St. 25, 2015-2016). *Kraft til endring - Energipolitikken mot 2030.* Olje og energidepartementet.

Smart Energi. (2017). *http://www.smartenergi.com/.* Hentet fra http://www.smartenergi.com/smart-nabolag/?gclid=CPTP8v7XhdICFRItGQod5e4Gdg.

Vedlegg A

1 Batteriteknologi og kostnader

Det finnes flere ulike batteriteknologier tilgjengelige. Litium-ionbatterier (Li-ion) er mest utbredt, drevet frem først av markedet for mobiltelefoner og forbrukerelektronikk og deretter av elbilmarkedet. Natriumsulfat (NaS - saltsmelte) er også en velprøvd batteriteknologi som har vært brukt i enkelte elbiler og benyttes også i større batteriparker. NaS-batterier kan operere ved ekstreme temperaturer på rundt 300° C. I Japan finnes 190 NaS-batterianlegg, som totalt representerer 270 MW batterikapasitet for 6 timers lagring[1]. Nikkel-kadmium-batterier og blybatterier brukes også, men er en eldre teknologi. Disse er tunge, billige og driftssikre, men mer miljøskadelige enn de forannevnte teknologiene.

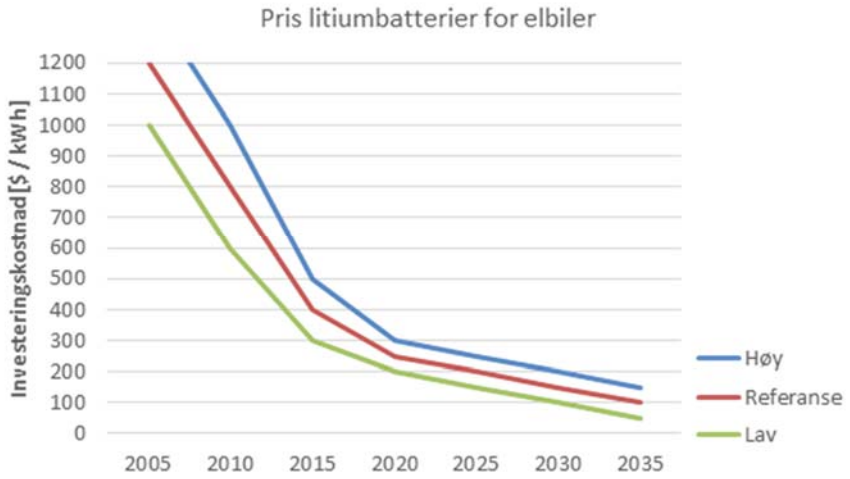
Dersom batteriene skal benyttes som kraftkilde, og ikke bare levere effekt i topplasttimer vil batterienes kapasitet være en avgjørende faktor. Batterienes ladetid og utladingstid gjør at batteriene ikke kan ta imot ubegrenset med strøm selv om det er overskudd i nettet. Det tar flere timer å lade et batteri, og tilsvarende må strømmen brukes (batteriet lades ut) før det igjen er mottakelig for å lagre overskuddsstrøm.

Viktige fysiske egenskaper ved batterier, og samtidig vurderingskriterier ved valg av teknologi, er energitetthet uttrykt i for eksempel Wh/kg eller Wh/liter, levetid i ladesykler, effektivitet (tap av energi) og toleranse for temperatur og andre driftsforhold.

Det som nå skaper ny interesse for batterier er at den teknologiske utviklingen gir nye muligheter. Nye løsninger og nye materialer gir batteriene bedre egenskaper, forbedrede produksjonsprosesser gir lavere produksjonskostnader, og nye behov og markedsmuligheter oppstår i samspill med elektroniske styringssystemer og nye regimer for økonomisk regulering. Utviklingen av batterier til elektriske biler er trolig den aller sterkeste driveren for batterier i dag. Her trengs det batterier med en rekke egenskaper og lave kostnader for å kunne konkurrere med etablerte fremdriftssystemer for bensin og diesel. Batterikostnadene for Li-ion batterier brukt i elbiler er kraftig redusert på kort tid og det er antatt at det fortsatt er store muligheter for videre utvikling. Denne utviklingen er vist i Figur 1-1.

Figuren viser at i 2005 kostet litiumbatterier til elbiler over 1000 $ per kWh. I 2015 var dette redusert til under 400 $ per kWh. Det er forventet en fortsatt reduksjon i priser på elbilbatterier, men med en lavere falltakt etter hvert. Det er mulig at kostnadene kan komme under 100 $ per kWh i fremtiden. Li-ionbatterier for stasjonær lagring av kraft er foreløpig betydelig dyrere enn batterier i elbiler, men også her kan utviklingen mot lavere kostnader per kWh gå raskt ettersom markedsandelen øker.

[1] http://energystorage.org/energy-storage/storage-technology-comparisons/solid-state-batteries



Figur 1-1 Historisk utvikling i kostnader for litiumbatterier til elbiler og anslag på utvikling fremover. Kilde: Litteraturstudie NVE.

Kostnadene for batterier (batteripakker) er sammensatt av kostnadene for de ulike komponentene i batteriet og de tilhørende styringssystemene. Kostnadsestimatene spriker mye blant ulike kilder. Se Annex 1 for tabeller med flere kostnadstall. Et eksempel er Tesla Powerwall som har fått mye medieoppmerksomhet. Denne batteripakken for husholdningsmarkedet har en kapasitet på 14 kWh (Powerwall 2) og markedsføres med at den kan lagre dagsbehovet for strøm til en to-roms husholdning. For større behov kan flere batterimoduler kobles sammen. Tesla garanterer 10 års levetid, men degradering eller antall ladesykler er ikke omtalt. Prisen pr batteripakke er kr 59.000 (prisestimat inkludert installasjon kr 72.400). Til sammenligning er de fleste elbilbatteripakker større enn Powerwall. Nissan Leaf har 30 kWh batteri mens Tesla model S leveres med batteripakker fra 60 til 100 kWh.

Firmaet EOS Energy Storage leverer skalerbare 1 MW/4 MWh batterimoduler til industrielt bruk for 1400 - 1700 kr/kWh (160 - 200 $/kWh). EOS lover at batteriet holder 5000 ladesykler over 15 år. Teknologien kalles Sink-hybrid katode, og én 4 MWh batteribank leveres i 4 stk 12 m lange containere. En 4 MWh batteripakke vil tilsvare årsforbruket av strøm til 250 husholdninger, eller forbruket til mer enn 1000 husholdninger i nettets topplasttime. Basert på en investeringspris på 160 $/kWh og 5000 ladesykler gir dette en lagringskostnad på ca. 28 øre/kWh (installasjonskostnad og andre kostnader ikke medregnet). Til sammenligning vil lagringskostnaden i Tesla Powerwall for husholdninger ligge fra ca 70 øre/kWh[2]. Dette viser at faktorer som priser, ladesykler og levetid varierer mye.

Batterier gir mulighet til å lagre energi i kjemisk form og omforme den til strøm når vi trenger det. I flere generasjoner har batterier vært en del av dagliglivet i lommelykter, radio osv. Batteriene har gjort det mulig å ha mobile apparater eller lagre strøm over tid. Vanlige lommelyktbatterier var tidligere av typen brunsteinsbatteri eller tørrbatteri, men er nå erstattet av andre primærbatterier (engangs); alkaliske sinkmanganoksid-batterier som tåler større belastning, lavere temperatur og har høyere

[2] http://energiogklima.no/blogg/einar-wilhelmsen/nar-blir-husholdningsbatterier-vanlig/

energitetthet og høyere kostnad. I biler er det vanligvis blyakkumulator som har sikret startmotoren strøm. Dette er dermed godt eksempel på sekundærbatterier, dvs. oppladbare batterier.

Felles for alle batteriene er at hver celle i batteriet har en positiv og en negativ elektrode hvor det skjer henholdsvis reduksjon og oksidasjon. En strøm av elektroner frigis fra anoden i oksidasjonsprosessen og ledes til katoden, mens strømtransporten den andre veien skjer i form av ioner i den elektrolytiske løsningen.

Det som nå skaper ny interesse for batterier er at den teknologiske utviklingen gir nye muligheter. Nye løsninger og nye materialer gir batteriene bedre egenskaper, forbedrede produksjonsprosesser gir lavere produksjons-kostnader, og nye behov og markedsmuligheter oppstår i samspill med elektroniske styringssystemer og nye regimer for økonomisk regulering. Utviklingen av batterier til elektriske biler er trolig den aller sterkeste driveren for batterier i dag. Her trengs det batterier med en rekke egenskaper og lave kostnader for å kunne konkurrere med etablerte fremdriftssystemer for bensin og diesel. Batterikostnadene er kraftig redusert på kort tid og det er antatt at det fortsatt er store muligheter for videre utvikling.

Viktige fysiske egenskaper ved batterier, og samtidig vurderingskriterier ved valg av teknologi, er energitetthet uttrykt i for eksempel Wh/kg eller Wh/liter, levetid i ladesykler, effektivitet (tap av energi) og toleranse for temperatur og andre driftsforhold.

Ulike typer batterier har ulike egenskaper og kostnader. De ulike typene er i konkurranse med hverandre. For å vurdere batterienes muligheter i fremtiden, må man også ta i betraktning hvilke utviklingsmuligheter de ulike teknologiene har, både for forbedrede egenskaper og for reduserte kostnader.

Dersom batteriene skal benyttes som kraftkilde, og ikke bare levere effekt i topplasttimer vil batterienes kapasitet være en avgjørende faktor. Batterienes ladetid og utladingstid gjør at batteriene ikke kan ta imot ubegrenset med strøm selv om det er overskudd i nettet. Det tar flere timer å lade et batteri, og tilsvarende må strømmen brukes (batteriet lades ut) før det igjen er mottakelig for å lagre overskuddsstrøm.

Nikkel-kadmium-batterier var lenge vanlig i bruk til oppladbare apparater. Slike batterier har mange gode egenskaper, men materialene er miljøskadelige og brukte batterier må behandles som spesialavfall. Denne typen batterier er dermed erstattet av Nikkel-metallhydridbatterier. Bruken av nikkel-metallhydrider er fortsatt i vekst, men mye er overtatt av litium-ion-batterier, hvor det skjer en rivende utvikling. Natriumsulfat (NaS - saltsmelte) er også en velprøvd batteriteknologi, og har vært brukt både i enkelte elbiler og er vanlig i større batteriparker. NaS-batterier opererer ved 300° C. I Japan finnes 190 NaS-batterianlegg, som totalt representerer 270 MW batterikapasitet for 6 timers lagring[3].

De forbedringene i batteriteknologi som det nå ofte blir vist til dreier seg om litium-ion-batterier. På lang sikt kan nye materialer eller nye batterityper overta, men i overskuelig framtid er det forbedringer for denne batteritypen som er mest aktuell for elektriske biler og lignende formål. Fordelene med denne teknologien er særlig større kapasitet per vektenhet og høy stabilitet.

[3] http://energystorage.org/energy-storage/storage-technology-comparisons/solid-state-batteries

1.1 Ressurstilgang

Med økende antall elbiler og eventuell stasjonær kraftlagring er det betimelig å spørre om det finnes litiumreserver til en slik mengde batterier. Anslagene for verdens litium-reserver er sprikende. Årlig utvinnes nå 34.000 tonn av en kjent reserve på 13 mill. tonn, men pessimistiske anslag sier at kun 4 mill tonn er lett tilgjengelig[4]. Andre kilder hevder så mye som 20 mill tonn er tilgjengelig. Forskere ved KIT i Tyskland har estimert at ved økning til 500 mill elbiler om 100 år vil verdens litiumreserver gå tomme i 2130 uten gjenvinning. Dersom batteriene gjenvinnes vil det fortsatt være ubrukte reserver i 2250. Det kan riktignok innvendes at 500 mill biler er et moderat antall, da det er halvparten av dagens antall biler. I tillegg er modellen basert på en batteristørrelse på 10-25 kWh, som er i nedre sjikt av dagens elbilbatterier. (Nissan Leaf har 24 kWh batteri mens Tesla modell S har 60 kWh eller 85 kWh batteri). Men med dagens store forskningsaktivitet på batterier og nye materialer kan man anta at nye batteriteknologier er avdekket innen verdens litiumforekomster er oppbrukt.

Håndtering og gjenvinning av brukte batterier skjer i Norge i dag i regi av Batteriretur. Foreløpig er elbilene såpass nye at få biler er utslitt og kondemnert, men Batteriretur oppfordrer til innlevering av brukte elbilbatterier og det er naturlig å anta at gjenvinningsløsninger blir opprettet.

Når et batteri regnes som oppbrukt for elbiler gjenstår fortsatt 70 % av batterikapasiteten. Med økt antall elbiler skapes et annenhåndsmarked for brukte elbilbatterier som kan benyttes som batteribank i boliger eller i batterisentraler for strømnettet[5]. Se avsnitt 2.1.

1.2 Kostnader

Kostnader for batterier (batteripakker) er sammensatt av kostnadene for de ulike komponentene batteriet består av, bl.a. battericeller, elektriske komponenter/koblinger, innpakking etc. I tillegg til batteriet vil det være nødvendig med komponenter som inverter/omformer, styringssystem, etc. I henhold til Bloomberg og IRENA (2015) utgjør kostnadene for selve batteriet bare 20 - 50 % av totalkostnadene for hele systemet hvor inverter, styringssystem og installasjon er inkludert.

Kostnaden for kun battericellen kan være en god økonomisk indikator for sammenligning av batteripriser. Den totale kostnaden vil derimot være avhengig av hvor batteriet kjøpes, bruksområde, størrelse, tilgjengelighet etc. Kostnadene varierer veldig, noe tallene presentert tabell 5 viser. Tallene er hentet fra ulike kilder og land hvor bruken er mer utbredt enn i Norge, bl. a. Tyskland og USA. I hovedsak er dette tall for batteripakker det vil si ikke kun celler, men siden kildene ikke alltid oppgir om det er pakker eller celler kan det være noen avvik. Det samme gjelder kostnadene for inverter og installasjon, disse er i noen kilder inkludert, mens andre kilder har utelatt dem, dette kommer ikke alltid tydelig frem.

[4] http://transport.zero.no/2014/07/ressursklemma-hvor-lenge-varer-litiumet/
[5] http://www.tu.no/industri/2014/02/21/her-far-gamle-nissan-leaf-batterier-nytt-liv

Tabell 2 Kostnader for Li-ion batterier brukt til stasjonære formål i bygg. (Tabell hentet fra NVE kostnadsrapportnotat om energilagring 2016, (NVE, 2016))

Kilde	Pris [EUR/kW]	Pris [EUR/kWh]	Pris [NOK/kWh]	Cycles	Annet
Germany 2014 [Pettersen, Photovoltaic]	2000 - 2200	1000 - 1300	9000 - **11500** Inkluderer invertere og installasjon	6000	
Tesla Powerwall		430	3700 (8800 når inverter og installasjon er inkludert)	5000	
IRENA 2015	1500-3800	200-2000	1600 – 16000	3000 - 6000	Usikkert om inverter og installasjon er inkludert
ETRI 2014		750	6500		10 års levetid Usikkert om inverter og installasjon er inkludert
Bloomberg, 2015		350	3100		Usikkert om inverter og installasjon er inkludert

I tabell 6 er kostnader, levetid, lærerate for Li-ione batterier for stasjonære formål anslått for årene frem til 2030. Anslagene er usikre, på grunn av store variasjoner fra kilde til kilde. Kostnadene for batteripakker for boliger er i dag dyrere enn batterier for elbiler. Elbilbatteriene koster ca. 20 % av hva husholdningsbatteriene koster ifølge IRENA (2015). I andre kilder er forskjellene mindre. Årsakene er i hovedsak knyttet til at markedet for stasjonære batterier (ofte tilknyttet PV-anlegg) er mer umodent enn markedet for bilbatterier slik at kostnader for bl.a. installasjon, omformere/invertere og distribusjonsledd er høyere enn for elbilbatterier. Batteriteknologien som brukes til begge formålene er den samme, slik at når etterspørselen etter stasjonære batterier øker vil prisene mest sannsynlig falle.

Tabell 3 Kostnader for Li-ione batterier for stasjonære formål i 2015, 2020 og 2030. (Tabell hentet fra NVE kostnadsrapportnotat om energilagring 2016 (NVE, 2016))

	Enhet	2015	2020	2030	Kilde
Kostnad per lagringskapasitet					
Lav pris	NOK/kWh	2 500	1 500	1 200	Bloomberg, IRENA2015
Referanse	NOK/kWh	5 500	3 500	1 600	
Høy pris	NOK/kWh	11 000	6 000	3 000	
Levetid					
Lav	år	10			Nissan og Tesla
Referanse	år	15			
Høy	år	20			
Lærerate					
Lærerate		14 %			Bloomberg, BNEF
Drifts og vedlikeholdskostnader					
D & V - kost	%	0 - 0,5	0 - 0,5	0 - 0,5	Anslag
Kvalitet på estimater		Middels	Middels	Usikkert	

Vedlegg B

1 TIMES-modellen og forutsetninger

1.1 TIMES-analyser av lastflytting og utnyttelse av prisvariasjoner

TIMES-modellen er en kostnadsoptimaliseringsmodell som beskriver hele det norske energisystemet; produksjon, forbruk, energibærere og teknologier. Modellen brukes bl.a. til å utføre tekno-økonomiske analyser som minimerer de totale energisystemkostnader for en gitt analyseperiode slik at riktig energiløsninger til enhver tid velges.

Modellen er videreutviklet til å inkludere lagringsmuligheter i batterier hos sluttbrukere (bolig/næringsbygg) og større enheter i distribusjonsnettet.

I modellen vil et lager ikke benyttes før nytten ved å flytte en last er høyere enn kostnaden ved å benytte det. I det norske systemet er det stor lagringskapasitet i sentral produksjon med vannmagasiner. Disse kan benyttes både til dag/natt lagring og sesonglagring. Kostnaden ved å benytte vannmagasinene som lager er tilnærmet null. Dette betyr at produksjonssystemet vil tilpasse seg forbruk/pris over både døgn og sesong. Nytten av lagring i batterier til dag/natt vil derfor i praksis i stor grad begrense seg til lokale utfordringer og utfordringer i distribusjonssystemet. I analysene her er det derfor fokusert på Stor-Oslo området (NO1). NO1 er et importområde og har også en mindre andel regulerbar vannkraft enn resten av landet. Analysene i denne rapporten fokuserer på Østlandet (NO1), men det er benyttet en modell der hvert av de fem spotområdene er modellert. Dette betyr at det er forutsatt en tilsvarende utvikling av batterikapasitet i de andre norske spotområdene, men resultatene det er fokusert på her er kun for NO1. Kraftpriser i Norges naboland er input til modellen, og de er identiske i de ulike scenarioene, disse er basert på NVEs Lang analyse 2016 (NVE, Rapport 2 - 2017)

Analysene med TIMES modellen studerer hvordan økt batterikapasitet, enten på grunn av utbygging av PV-batterisystemer eller elbiler, vil kunne påvirke kraftsystemet. I Kapittel 2 fant vi at batterikapasiteten fra elbiler vil være vesentlig større enn batterikapasiteten i tilknytning til PV-anlegg. Først analyseres effektene av at alle elbiler stiller sin batterikapasitet tilgjengelig for kraftsystemet. I neste steg er det tatt hensyn til at ikke alle bilene vil være tilgjengelig for å levere energi/effekt til nettet på grunn av at de er i drift, har tomt batteri eller er tilkoblet med en begrenset sikringsstørrelse.

Effekten av PV-batterisystemer analyserer hvordan batterier i bygg med PV vil kunne benyttes til økt utnyttelse av PV-produksjonen og utjevning av lasten generelt.

Tilslutt er det utført en analyse der det er studert hva som skal til for at det vil være lønnsomt å investere i batterier kun på grunn av prisforskjeller. Det er her sett på hvordan større prisforskjeller enn vi har i dag vil kunne påvirke lønnsomheten av batterier og hvordan disse vil kunne påvirke kraftsystemet.

Alle analysene som er utført med TIMES modellen fokuserer på utvikling mot 2030. Effektene av å innføre batterier i kraftsystemet er sammenlignet med basisscenarioet som tidligere er utviklet i forbindelse med analyser til Energimeldingen og NVEs Lang Analyse 2016 ((OED, Mld. St. 25,

2015-2016), (NVE, Rapport 2 - 2017). Basisscenarioet beskriver utviklingen i produksjon, overføring og forbruk fordelt på ulike sektorer.

1.2 Forutsetninger i TIMES

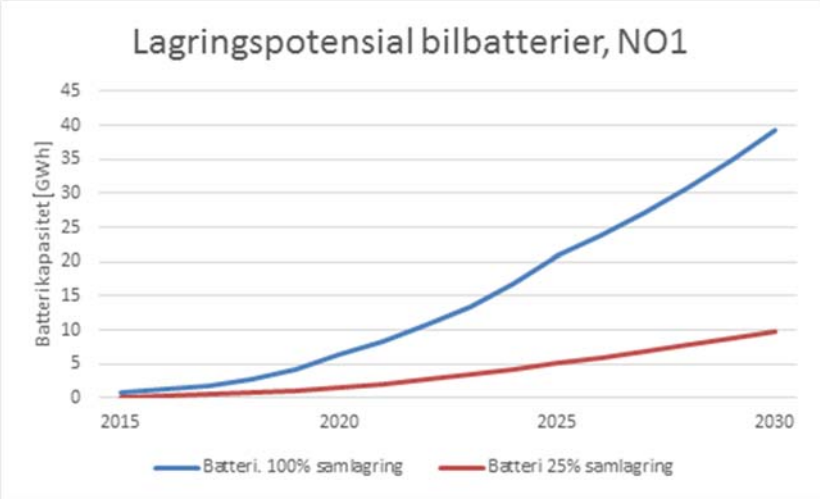
I TIMES-analysene av hvordan batterier i elbiler kan bidra til å endre forbruksprofiler og prisvariasjoner er det innført restriksjoner på tilgjengelighet og sikringsstørrelse. Tre scenarioer med ulike potensialer for batteribruk er undersøkt, maksimum, medium og minimum. Disse er sammenlignet med et basisscenario uten bruk av batterier. Potensiale for bruk av bilbatterier er basert på anslag om utvikling av elbiler og potensial for tilgjengelig bilbatterier gjort i kapittel 2.1. Scenarioene med ulike potensialer for batterilagring er fremkommet som en kombinasjon av samlagring (dvs. tilgjengelighet) på batterienes lagringskapasitet, i form av GWh, og hvor mye de tilgjengelige batteriene er i stand til å forsyne en gitt time på grunn av sikringsstørrelsen, i form av MWh/h. Vi antar dermed at batteriene kan lagre på et tidspunkt og så forsyne enten kunden selv eller andre ved å mate strømmen ut på nettet. Uavhengig om batteriet forsyner kunden eller andre må strømmen via sikringsskapet og derfor er sikringsstørrelsen en faktor som kan begrense hvor mye som er tilgjengelig per tidsenhet. En tredje restriksjon, som ikke er undersøkt her, er selve batterienhetens evne til å forsyne strøm i form av effekt. Årsaken til at dette ikke er undersøkt er at det antas at bilbatteriets evne til å forsyne effekt overgår bygningens sikringsstørrelse, og det er derfor sistnevnte som er begrensende og dermed relevant å bruke her.

En annen begrensende faktor ved bruk av batterier er virkningsgraden til batteriene. Når energien skal mellomlagres i et batteri før det brukes vil en andel av energien gå tapt på grunn av tap i batteriet. I delkapittel 3.2 fant vi at det er virkningsgraden sammenlignet med prisforholdet i offpeak og peak som bestemmer om bruk av batteri er lønnsomt eller ikke. Prisforskjellene i scenarioene for 2030 viser seg i analysene å være såpass lave at bruk av batterier i liten grad blir brukt.[6] Vi finner at batteriene blir brukt i vinterperioden når forbruket og prisene er høyest. Sånn sett oppnås en viktig gevinst ved at forbruket reduseres i anstrengte situasjoner. Men for å få frem tydeligere hvordan batterier vil kunne påvirke systemet ved høy bruk har vi valgt å kjøre bilbatteriscenarioene med batterier uten tap. Dette gjør at batterier blir brukt i langt større utstrekning fordi enhver forskjell i pris mellom periodene vil kunne utnyttes. Alternativt til denne tilnærmingen kunne vi lagt inn for eksempel en nettariff med tilstrekkelig variasjon til at batteriet er lønnsomt å bruke, for å få frem tilsvarende effekter.

Modelleringen i TIMES er utført for spotområde NO1. Figur 1-1 viser tall som er lagt inn i TIMES for tilgjengelig lagringskapasitet i batterier med 100 % tilgjengelighet og med 25 % tilgjengelighet. Tilgjengelig effektkapasitet med begrensninger på både tilgjengelighet og sikringsstørrelse er vist i Figur 1-2 for de tre scenarioene.

Figur 1-1 viser at i NO1 ved 100% samlagring er det tilgjengelig nær 40 GWh lagringskapasitet i bilbatterier i 2030, mens ved 25 % samlagring er omtrent 10 GWh tilgjengelig. Imidlertid er også sikringskapasiteten avgjørende for hvor mye man kan lagre og ta ut av batterier i en gitt periode. Figur 1-2 viser tilgjengelig effekt ved to ulike sikringsstørrelser 16 A og 32 A sammen med tilgjengelig effektkapasitet dersom samlagring på bilbatteriene er redusert til 25 %.

[6] Det er flere grunner til at prisforskjellene er små. Inputpriser fra Thema modellen for omkringliggende land har små variasjoner, og den fleksible vannkraften i Norge bidrar ytterligere i samme retning. I tillegg vil bruken av tidssteg i TIMES, der gjennomsnittet av forbruk innenfor ulike tidsperioder på døgnet benyttes, gjøre at variasjon blir mindre.



Figur 1-1 Lagringspotensiale i bilbatterier frem mot 2030 i NO1

Figur 1-2 Tilgjengelig batterieffekt avhengig av sikringsstørrelse og samlagring for NO1

Tallene fra Figur 1-1 og Figur 1-2 er brukt til å lage 3 scenarier i tillegg til et basis-scenario for analyser i TIMES:

1. Maksimum scenario: Denne er fremkommet ved å anta at alle bilbatteriene er tilgjengelige for bruk 100 % av tiden. Samtidig har vi antatt at sikringsstørrelsen i hvert bygg er på 32 Ampere.
2. Medium scenario: Vi antar her 25 % samlagring og sikringsstørrelse på 32 Ampere
3. Minimum scenario: Vi antar her 25 % samlagring og sikringsstørrelse på 16 Ampere

4. Basis-scenario: Dette scenarioet er basert på NVEs basisfremskriving av forbruk gjort i forbindelse med Energimeldingen

Vi kan oppsummere inputdataene brukt i scenarioene i en tabell som angir størrelsene på lagringspotensiale og effektstørrelse på sikring vi benytter i vårt fokusområde, NO1, i år 2030.

		Maksimum scenario	**Medium scenario**	**Minimum scenario**
Lagringspotensial Bilbatteri, GWh	100% samlagring	39,3	-	-
Lagringspotensial Bilbatteri, GWh	25% samlagring	-	9,8	9,8
Effektstørrelse sikring, GW	32A, 100% samlagring	3,2	-	-
Effektstørrelse sikring, GW	16A, 25% samlagring	-	-	0,4
Effektstørrelse sikring, GW	32A, 25% samlagring	-	0,8	-

Tabell 4 Lagringskapasitet og effektstørrelse sikring i NO1, år 2030

Tabellen viser at i Maksimum-scenariet er det mulig å lagre totalt 39,3 GWh i bilbatteriene, men på grunn av sikringsstørrelse er det kun mulig å lagre eller tømme 3,2 GWh per time. I Minimum-scenarioet er det mulig å lagre 9,8 GWh, mens sikringsstørrelsen begrenser lagringsmulighet til 0,4 GWh per time. Disse tallene indikerer at sikringsstørrelsen er en viktig faktor når det gjelder anvendbarhet til bilbatterier som effektreserver siden det er denne som begrenser hvor mye energi man kan lagre eller tappe innenfor korte tidsintervall. Tallene indikerer også at lagringspotensialet for energi er tilstrekkelig stort til at man kan redusere topplastforbruket (som er litt over 7 GWh/h, se Figur 3-2) i mange timer etter hverandre. Med sikringsstørrelse 32 A tar det ca. 12 timer å fylle/tappe batteriet fra tom/full tilstand, mens det med størrelse 16 A tar omtrent 24 timer.

Vedlegg C

1 Gevinster - økt forbrukerfleksibilitet

Det norske elektrisitetsmarkedet er i dag preget av liten respons fra etterspørselssiden. En av grunnene til dette er at sluttbruker- og spotmarkedet ikke er fullt ut integrert; mange kunder har ikke muligheten til å velge spotpristariffer der prisen varierer time for time, selv om de skulle ha ønsket det. Deres måleutstyr gjør det umulig å fakturere den prisen som korresponderer med det løpende forbruket. Kunder som ikke står ovenfor spotprisen mangler insentiver til å reagere på kortsiktige svingninger i markedsprisen (fra time til time), noe som fører til at deres etterspørsel i spotmarkedet er representert med en uelastisk, loddrett, etterspørselskurve. Dette kan bidra til et mindre effektivt marked, at investeringsnivået i produksjon avviker fra det optimale, høyere prisvolatilitet, lavere forsyningssikkerhet og økt mulighet for utøvelse av markedsmakt. Med nytt måleutstyr som automatisk registrerer timesforbruket kan de aller fleste strømkunder i Norge velge timesvariable tariffer. Men det kan være komplisert å utnytte prisforskjeller ved egen innsats. Med batterier blir dette enklere, noe som kan gjøre at flere vil velge nye tariffer dersom de etter hvert varierer mer enn dagens priser gjør. De faktiske prisene på spotmarkedet blir da i større grad formidlet til kundene, kundene har insentiv og mulighet til å reagere, og deres respons blir formidlet tilbake til spotmarkedet. De to atskilte markedene er dermed bedre integrert, noe som kan bidra til et bedre fungerende kraftmarked. Men for at kunden skal ta i bruk dette utstyret må fordelene for kunden være større enn ulempene. Samfunnsøkonomisk lønnsomme beslutninger blir ikke nødvendigvis gjort dersom de er bedrifts-/kundeøkonomisk ugunstige. Myndighetene kan derfor ha en rolle i å legge til rette for at denne formen for fleksibilitet blir utnyttet. Dette Annexet diskuterer nærmere noen fordeler ved forbrukerfleksibilitet som kan være interessante fra et samfunnsøkonomisk perspektiv. Flere detaljer kan finnes i følgende referanser: (Ericson T. , 2007), (Ericson T. , 2007)

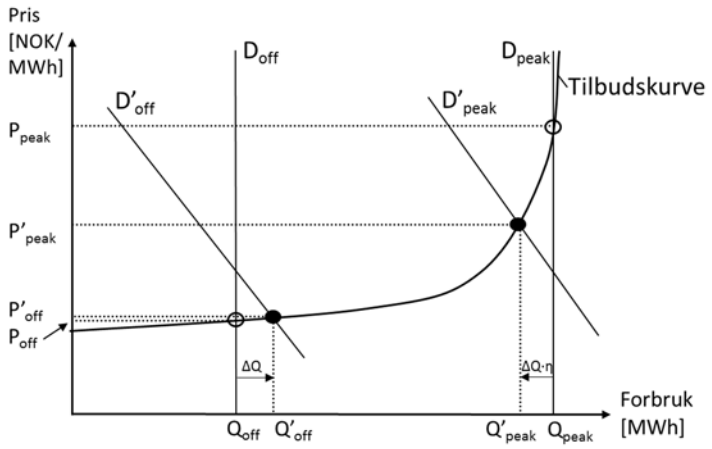
1.1 Fordeler av økt etterspørselsrespons

Batterier gir mindre variasjon i forbruk og priser

Økt forbrukerfleksibilitet innebærer for eksempel å øke forbruket for å lagre strøm i batteriet når el-prisen er lav, for deretter å bruke denne strømmen lokalt istedenfor å trekke strøm fra nettet når el-prisen er høy. Hvis det er mange aktører i markedet som aktiverer sin forbrukerfleksibilitet på denne måten, vil dette kunne ha en dempende effekt på prisvariasjonene. Dette er forklart i Figur 1-1 som illustrerer virkningen på tilbud- og etterspørselskurvene i kraftmarkedet av et stort antall batterier.

Figur 1-1 viser de to periodene som diskutert i kapittel 3.2: Offpeak og Peak, for de to situasjonene før og etter at man tar i bruk batterier. I en situasjon uten batterier er etterspørselen til strømkundene indikert med loddrette uelastiske kurver D_{off} og D_{peak} ved forbruksnivåene Q_{off} og Q_{peak}. Etterspørselskurvene krysser tilbudskurven til produsentene ved prisene P_{off} og P_{peak}. Vi har antatt at tilbudskurven er lik i de to periodene i døgnet slik at vi kun trenger å tegne opp én tilbudskurve. Med batterier (og timesmåling av forbruk) er vi i en ny situasjon der kundene er blitt fleksible med tanke på hvor mye strøm de ønsker å bruke ved ulike priser. Dette er indikert med at kundene nå isteden har hellende etterspørselskurver D'_{off} og D'_{peak}. I eksempelet over vil kundene utnytte den lave prisen i

offpeak-perioden til å lagre strøm i batteriet, og dermed øke forbruket med ΔQ til nytt forbruksnivå Q'_{off}. Dette nivået klareres i markedet ved prisen P'_{off}. I peak-perioden vil batteriene gjøre at kundene etterspør mindre kraft i markedet og i stedenfor bruker lagret strøm fra batteriene til å forsyne behovet de har for strøm. De reduserer forbruket med mengden ΔQ·η slik at markedet klareres ved Q'_{peak} og P'_{peak}. Virkningsgraden η som er mindre enn 1 gjør at mengden strøm som kan benyttes i peakperioden er lavere enn den mengden strøm som ble lagret i offpeak-perioden.



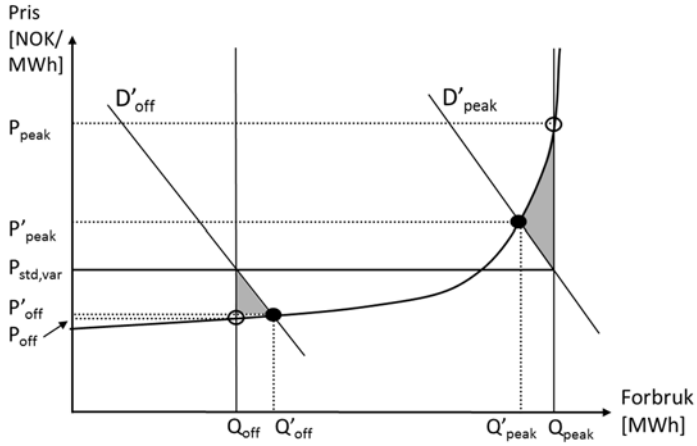
Figur 1-1 Virkningen i kraftmarkedet i peak- og offpeak-perioder, av at et stort antall batterier er i bruk

Som figuren illustrerer vil batterier gjøre at både forbruksvariasjoner og prisvariasjoner innenfor døgnet blir mindre, da de to sorte punktene beveger seg mot hverandre. I tillegg ser vi at produksjonssiden også tilpasser seg den nye situasjonen ved å øke produksjonen i offpeak-perioder og reduserer produksjonen i peak-perioder. Det blir da mindre behov for topplastkraftverk. I og med at forbruksnivået i peak-perioder reduseres vil dette også gjøre at behovet for overføringskapasitet i nettet blir mindre. Bruk av lager påvirker således hele kraftsystemet.

Som diskutert i delkapittel 3.2 er det lønnsomt å ta i bruk batterier når forholdet mellom pris i offpeak-perioder og pris i peak-perioder er mindre enn eller lik virkningsgraden η. Dette tilsier at mengden batterier, og da også lagringen i batteriene ΔQ, vil øke. Forbruket fra kraftnettet i offpeak- og peakperioder vil dermed nærme seg hverandre, helt til prisforholdet er lik η. Dette betyr også at dersom virkningsgraden blir bedre, så vil kundene kunne lagre mer, og forbruks- og prisvariasjoner innenfor døgnet blir mindre. Samtidig så er det slik at straks prisvariasjonene blir mindre faller også lønnsomheten for alle kunder. Jo flere batterier, jo mindre prisvariasjon vil en ha og desto mindre lønnsomt blir det å bruke batterier. En kan kanskje derfor se for seg at det vil oppstå en balanse i antall batterier som blir tatt i bruk i markedet og at det ikke vil være lønnsomt for alle kunder å benytte dette. Teoretisk skal balansen finne sted når prisforholdet er lik η.

Økt effektivitet i kraftmarkedet

I et effektivt marked betaler kundene marginalkostnadene og gjør forbruksbeslutninger basert på deres marginale verdsetting av varen. Ineffektiviteten i det frakoblede markedet oppstår når kundeprisen avviker fra spotprisen. Dette er illustrert i Figur 1-2, som viser etterspørsel og tilbud for to forskjellige perioder på døgnet i et kraftmarked der kundene er målt på timebasis og betaler spotpris for strømbruken.



Figur 1-2 Et integrert marked med etterspørselsresponsive kunder med spotpriser.

I figuren ser en et marked som er integrert og som klarerer ved andre forbruks- og prisnivåer enn hva det gjør i tilfellet der det er mindre integrert. I en høyforbrukstime klareres markedet ved et lavere forbruk og prisnivå (Q'_{peak},P'_{peak}), enn i en situasjon uten prisrespons (Q_{peak},P_{peak}). I en lavforbrukstime klarerer markedet ved (Q'_{off},P'_{off}), det vil si ved et høyere forbruk og prisnivå enn i situasjonen uten etterspørselsrespons (Q_{off},P_{off}). Svingningene i prisen blir således mindre enn før. Effektivitetsgevinsten som oppnås når kundene står ovenfor marginalpriser istedenfor faste priser er illustrert ved de grå arealene. Som vist Figur 1-2 i er det ofte et avvik mellom den prisen kundene betaler og spotprisen. I årene fremover kan spotprisen variere mer og dermed også avvike mer fra kundeprisen. Effektivitetsgevinster fra timesmåling og variable tariffer kan derfor ha et økende potensial.

Økt systemsikkerhet

Organiseringen av det norske kraftmarkedet er basert på at produsentene i hovedsak blir betalt for sin produserte energi. Markedsprisene skal sørge for de rette insentiver til langsiktige investeringsbeslutninger og signalisere hvor mye total kapasitet, og hvilken type kapasitet, som bør bygges. Dette systemet skal under ideelle forhold sørge for et tilstrekkelig kapasitetsnivå, det vil si et nivå der kostnaden ved ny kapasitet er lik betalingsvilligheten for denne kapasiteten.

Det har imidlertid vært bekymringer knyttet til denne organiseringsformen og dets evne til å skaffe til veie et tilstrekkelig nivå på produksjonskapasiteten. Investeringer i ny produksjon er basert på forventninger til fremtidige kraftpriser, noe som betyr at den evnen markedet har til å fremskaffe de korrekte prissignalene er svært viktig. Dagens marked reflekterer derimot ikke fullt ut alle kundenes verdsetting av strømforsyning. Dette kan bidra til at investeringsnivået avviker fra det optimale nivået. Videre kan usikkerhet påvirke investeringsbeslutningen. Det kan være knyttet usikkerhet både til fremtidige strømpriser, mulige maksimalpriser og andre forandringer i rammebetingelser som kan bli iverksatt av myndighetene. Store prissvingninger gjør det vanskelig å beregne avkastningen og øker investorers krav til risikopremie på investeringer. En slik usikkerhet kan være spesielt uheldig for produksjonsenheter som bare blir brukt i høyforbruksperioder, siden disse bare har inntjening under noen få korte perioder hvor produksjonen er nær kapasitetsgrensen og prisen er høy. Mens høye priser kan være nødvendig for å utløse ny kapasitet, kan dette være uakseptabelt politisk, spesielt i

situasjoner hvor det er mistanker om utøvelse av markedsmakt. Risiko for politisk innblanding i prisdannelsen eller markedet kan medføre at investeringer blir utsatt.

Mangel på investeringer i kombinasjon med forbruksvekst og mangel på prissignaler kan bidra til at markedet ikke klarerer, slik at rasjonering kan bli nødvendig. Rasjonering av kunder kan være svært dyrt, og kan også bli betraktet som uakseptabelt for kunder og myndigheter. Det er også ineffektivt siden alle kunder som rasjoneres blir behandlet likt, uavhengig av deres faktiske betalingsvillighet. Istedenfor å ty til rasjonering ved utkobling av forbrukere kan imidlertid slike situasjoner håndteres ved frivillig tilpasning til markedsprisene, gitt at kundene faktisk blir konfrontert med slike priser. I følge (Hunt, 2002) måtte California ty til blackouts med en mangel på bare 300 MW i et system på 50.000 MW, noe som betyr at veldig små reduksjoner i etterspørselen var nødvendig for at dette skulle vært forhindret. Dersom etterspørselen har insentiver til å reagere på kort sikt, kan perioder med underinvesteringer i kapasitet løses ved høyere priser istedenfor fysisk rasjonering.

Det er verdt å legge merke til at jo mer prisfølsom etterspørselskurven er, jo mindre vil prisene svinge på kort sikt. Dette kan bidra til at prisene blir lettere å forutse, noe som minker risikoen ved investeringer i ny produksjonskapasitet. Sannsynligheten for politisk innblanding kan da reduseres, siden sannsynligheten for ekstreme priser blir mindre.

Motvirke markedsmakt

I perioder der etterspørselen nærmer seg produksjonskapasiteten, vil markedet ofte klareres på den bratte delen av tilbudskurven. Da vil produsenter med store markedsandeler kunne holde tilbake kraft slik at tilbudskurven skifter mot venstre og prisen blir høyere. Insentivet for en slik atferd vil avhenge av avveiningen mellom å selge mindre kraft til en høyere pris, og å selge mer kraft til en lavere pris. Lønnsomheten vil være størst dersom det å høyne prisen har liten innvirkning på etterspørselen, noe som er tilfellet ved liten etterspørselsrespons.

Videre vil prisene avvike fra produksjonskostnadene. Reduksjon av markedsmakt vil derfor ikke bare redusere svingningene i prisen og antallet høyprisperioder, det reduserer også velferdsoverføringer fra kunder til produsenter og effektivitetstapene som oppstår ved avvik mellom kundepris og marginalkostnad. Siden utøvelse av markedsmakt forstyrrer prissignalet som investorer benytter til å vurdere lønnsomheten av sine investeringer, vil motvirkning av dette bidra til å redusere de tilhørende usikkerhetene og forbedre det grunnlaget som investorene gjør sine beslutninger på.

Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 09575
Internett: www.nve.no