



Fornybar
Norge



Hvordan delingsorndingen kan tilrettelegge for økt lokal kraftproduksjon og lagring

Utarbeidet av:

Norconsult 

 **THEMA**
CONSULTING GROUP

Publiseringsdato

23.01.2026

Om prosjektet

Prosjektnummer: FBN-25-03

Prosjektnavn: Hvordan delingsordningen og andre tiltak kan tilrettelegge for økt lokal kraftproduksjon og lagring

Oppdragsgiver: Fornybar Norge

Tilgjengelighet: Konfidensiell til offentliggjøring

Prosjektbeskrivelse

Denne rapporten er utarbeidet for å vurdere hvordan delingsordningen for fornybar kraft på næringsområder kan tilrettelegge for økt lokal kraftproduksjon og lagring, som et bidrag til å nå Stortingets mål om 8 TWh solkraft innen 2030. Selv om ordningen åpner for deling av solkraft i næringsområder, gjenstår det flere uavklarte spørsmål om hvilke arealer og teknologier som omfattes, og hvilke avgrensninger som gjelder. Rapporten ser på tekniske løsninger for lokal produksjon, lagring og deling av kraft, beskriver drivere og barrierer for investeringer, vurderer relevante forretningsmodeller og foreslår tiltak for videre utvikling av delingsordningen. Rapporten drøfter også hvordan forskriften bør forstås og eventuelt justeres. Rapporten er utarbeidet av THEMA og Norconsult i samarbeid.

Prosjektteam**Kontaktperson**

Gorm Lunde

Gorm.lunde@thema.no

+47 995 70 302

Bidragsyttere (alfabetisk)

Celine Munkeby

Linda Gammelsæter

Sveinung Lenes Aga

Hannah Skaar Hauge

Malin Wikum

Svend Boye

Ivar Refsdal

Mari Lauglo

Om THEMA Consulting Group

Postadresse: Øvre Vollgate 6

Besøksadresse: Nedre Vollgate 9

0158 Oslo, Norway

Foretaksnummer: NO 895 144 932

www.thema.no

THEMA Consulting Group tilbyr rådgivning og analyser for omstillingen av energisystemet basert på dybdekunnskap om energimarkedene, bred samfunnsforståelse, lang rådgivningserfaring og solid faglig kompetanse innen samfunns- og bedriftsøkonomi og teknologi.

Innhold

Sammendrag og konklusjoner.....	1
1 Introduksjon.....	3
2 Ulike teknologiers egnethet for lokal produksjon og lagring.....	5
2.1 Teknologer som er relevant for delingsordningen.....	5
2.2 Økonomien i deling og lokal kraftproduksjon.....	9
2.3 Oppsummering.....	23
3 Drivere og barrierer mot lokal kraftproduksjon og lagring	25
3.1 Økonomiske drivere og barrierer.....	25
3.2 Kvalitative drivere og barrierer	26
3.3 Barrierene er store sammenliknet med driverne	27
4 Forretningsmodeller for investering, drift og deling av lokal kraftproduksjon	29
4.1 Nullalternativet: Bygningseier investerer selv i lokale energiløsninger	29
4.2 Tredjepartsmodell.....	30
4.3 Felleseid energiselskap	32
4.4 ESCo-modellen (Energy Service Company)	34
4.5 Forretningsmodeller kan muliggjøre lønnsom deling.....	36
5 Mulige tiltak for å fremme lokal kraftproduksjon og lagring.....	38
5.1 Forslag til hvordan forskriften bør forstås og hvordan veilederen bør utformes	38
5.2 Mulige justeringer av delingsordningen på sikt.....	42
5.3 Endring av øvrige rammevilkår	44
5.4 Oppsummering og anbefaling	45
6 Appendiks.....	47
6.1 Metodikk og input brukt i casestudie	47
6.2 Antatte tariffer og avgifter i case	51
6.3 Utfyllende casedefinisjon	52
6.4 Lønnsomhet av solkraft i Norge	54
6.5 Plasseringen av solanlegg er viktig for verdien til delingsordningen	57
6.6 Fasademontert sol kan øke absoluttverdien av delingsordningen.....	58
6.7 Lading av tungtransport kan øke verdien av delingsordningen	59
6.8 Powerhouse Brattørkaia: Pilot på testing av delingsordningen i Norge	60

Sammendrag og konklusjoner

Stortinget har en målsetning om 8 TWh solkraft innen 2030. Ved utgangen av 2025 står imidlertid solkraft for bare rundt 0,6 TWh. For å gjøre lokal kraftproduksjon mer attraktivt innfører regjeringen en ny ordning for deling av fornybar kraft (heretter kalt delingsordningen), som åpner for deling av overskuddsproduksjon av solkraft opptil 5 MW innenfor et næringsområde. For å utrede hvordan delingsordningen kan brukes, justeres og videreutvikles, har THEMA og Norconsult analysert ulike teknologiers egnethet, drivere og barrierer, forretningsmodeller for å fremme lokal produksjon og deling.

Ulike teknologiers egnethet for lokal produksjon og lagring

Sol på tak og fasade, eventuelt kombinert med batterier, er teknologiene som anses aktuelle for delingsordningen. Andre teknologier kan være aktuelle for lokal energiproduksjon og lagring i næringsområder, men krever endring av regelverk eller modning av teknologien.

Sol i Norge kan være lønnsomt, men krever en kombinasjon av skala, selvforbruk eller lavt avkastningskrav. Delingsordningen bidrar til økt lønnsomhet gjennom reduksjon av elavgift, redusert fastledd for produksjon og redusert effektledd på nettleien. Delingsordningens verdi avhenger av sammensetningen av aktører, noe vi har analysert gjennom fire case: deling mellom datasenter og lager, fryselager og lager, logistikkområde, samt industriområde med administrasjon og kontorbygg. Med elavgiften vi har hatt i 2025, ville elavgiften vært det viktigste verdielementet på tvers av alle case. Effektleddet gir også betydelig verdi i case med stor variasjon mellom dag- og nattetopplast i sommerhalvåret. Ved lavere elavgift, som vedtatt i statsbudsjettet for 2026, blir effektleddet relativt viktigere. Verdien fra effektleddet er imidlertid mindre forutberegnelig enn øvrige elementer, da det avhenger av når topplast oppstår. Delingsordningen gir størst verdi ved deling med aktører som har temperatur- og solkorrelert forbruk, slik som fryselager og datasenter med høyt kjølebehov ved høye temperaturer.

Drivere og barrierer

Det er mange forhold (drivere og barrierer) som påvirker om en aktør velger å investere i lokal kraftproduksjon. I tillegg til de kvantifiserte inntektene og utgiftene, som beregnet i casestudiene, kan det være andre forhold som påvirker om en aktør velger å investere i lokal kraftproduksjon og lagring. For eksempel kan Enova-støtte og ønske om å tiltrekke seg leietakere gjøre at flere investerer, mens alternativ verdi av plass, samt administrasjonskostnader kan gjøre at færre investerer.

Før delingsordningen for næringsområder ble vedtatt, har rammevilkårene for lokal kraftproduksjon (sol på tak) vært kjennetegnet av nettoavregning av at forbruk av produksjon i eget bygg har vært fritatt for elavgift og hatt anledning til å mate inn og selge strøm på nettet ved overskudd. Disse rammevilkårene har vært tilstrekkelig for å motivere eiere av bygg med store solrike takflater, og høyt samtidig forbruk, til å investere i lokal kraftproduksjon. For eksempel har ASKO installert rundt 6 MWp produksjonskapasitet på sitt anlegg i Vestby.

Slik vi forstår det, var noe av bakgrunnen for delingsordningen, at den fordelen en del store byggeiere hadde, også skulle kunne oppnås av flere mindre bygg i kombinasjon. Da forskrift for delingsordningen ble kunngjort 30. juni, var elavgiften (som kunne spares innenfor ordningen) 16,93 øre eks. mva. (vanlig sats). Elavgiften er senere blitt endret til 7,13 øre i statsbudsjettet for 2026. Den reduserte elavgiften gjør at den viktigste gevinsten fra delingsordningen, reduseres vesentlig, sammenlignet med det som lå til grunn for beregningene i høringsnotatet og aktørenes forventninger. Dermed må det også forventes at delingsordningens påvirkningskraft blir svakere enn ønsket per juni 2025.

Forretningsmodeller for investering, drift og deling av lokal kraftproduksjon

Utgangspunktet for lokal produksjon og deling er at bygningseier selv invester i og eier energiløsningene. Erfaringer viser at høye investeringskostnader, finansiell risiko og manglende kompetanse og incentiv hos bygningseiere, samt behov for koordinering mellom en rekke aktører, er sentrale barrierer for lokal produksjon og deling av energi. Tredjepartsmodellen, som allerede er veletablert for bygg med ulike eier og leietaker, adresserer disse utfordringene ved å overføre investeringer, eierskap og drift til en ekstern aktør. Dette reduserer behov for kapitalbinding hos bygningseier og sikrer profesjonell prosjektgjennomføring. Selv om tredjepartsmodellen kan redusere mange av barrierene for lokal energiproduksjon og deling av overskuddsstrøm, gir den begrenset lokal kontroll og innflytelse over energiinfrastrukturen for næringsaktørene. En alternativ forretningsmodell som kombinerer profesjonell drift med lokalt eierskap er et felleseid energiselskap. En fjerde type forretningsmodell er ESCo-modellen (Energy Service Company). I motsetning til de tre øvrige forretningsmodellene er verdiforslaget til en ESCo ikke investering og drift av energiløsninger, men leveransen av en energitjeneste, det vil si at den muliggjør økt effektuttak.

Analysen av tekniske løsninger for lokal produksjon og lagring viser at den direkte økonomiske gevinsten ved delingsordningen i de fleste tilfeller er marginal. I tillegg til at gevinsten er relativt liten, skal den deles mellom ulike aktører. Hvor marginal gevinsten er avhenger av flere forhold, blant annet av hvor kompatibelt forbruksmønsteret til de involverte aktørene er, nivået på elavgiften og mengden strøm som deles. I eksemplene vi har sett på ble gevinsten som kunne deles fra delingsordningen estimert til mellom 24 000 og 374 000 kroner årlig. Denne verdien kan være tungen på vektskålen som gjør at enkelte investeringer gjøres. Samtidig er verdiene såpass begrenset, at de lett kan bli spist opp av transaksjonskostnader knyttet til inngåelse av avtaler mellom eieren av energianlegget og mottakerne av delt strøm. Aktører som tredjeparter, som er spesialisert på effektiv inngåelse av avtaler om deling, samt prosjektgjennomføring, finansiering og drift er allerede i dag vesentlige for utbredelsen av sol på tak som utnyttes av flere leietakere i samme bygg. Under delingsordningen, der det vil være nødvendig å inngå avtaler med en lang rekke aktører i flere bygg, vil slike forretningsmodeller bli enda viktigere. Det er derfor viktig at de øvrige rammevilkårene legger til rette for effektive forretningsmodeller for lokal produksjon og deling.

Mulige justeringer av delingsordningen for å fremme lokal produksjon og deling på sikt

Som en del av oppdraget har vi vurdert mulige justeringer av delingsordningen for å fremme lokal kraftproduksjon og lagring, gitt formålet med delingsordningen og energilovens formålsparagraf om at energi produseres og distribueres på en samfunnsmessig rasjonell måte.

Energidepartementet har sendt et brev til RME, der de presiserer at «Næringsområder» omfatter næringsparker, industriparken som utgjør en geografisk identifiserbar enhet, i tillegg til at de gjerne markedsføres som en nærings- eller industripark. Der det ikke dreier seg om en næringspark eller industripark, skal nettselskapet kreve dokumentasjon fra produsenten på at mottakerne og produsenten inngår i ett og samme næringsområde. Vår anbefaling, som er blitt utviklet i samarbeid med representanter for både nettselskap og selskaper, er at definisjonen av «ett næringsområde» bør være et område som er avsatt til næringsvirksomhet eller lignende i kommuneplanen (lilla fargekode i alle digitaliserte kommuneplankart), og som kun er delt opp av veier, grøntområder m.m. som naturlig inngår i ett næringsområde. Det er avgjørende at definisjonen av ett næringsområde blir så enkel som mulig for produsenter, kunder og nettselskap, slik at administrasjonskostnadene knyttet til dokumentasjon m.m. ikke overstiger gevinsten av deling (som er blitt vesentlig redusert etter at elavgiften ble satt ned). Videre anbefaler vi at RME tydeliggjør at det er tillatt med flere delingsordninger per næringsområde (på opptil 5 MW i sum), og at nettselskapene får råd om hvordan de skal håndtere situasjoner der flere aktører søker om mer enn 5 MW per område.

Da delingsordningen ble utredet og vedtatt forventet myndighetene at ordningen på kort sikt kunne medføre et årlig provenytnap på om lag 30 millioner kroner, som følge av lavere elavgift. På sikt, og dersom 1 TWh solkraft ble realisert som følge av ny delingsordning, ble provenytnapet estimert til om lag 165 millioner kroner per år. Elavgiften er nå satt ned, og dermed vil provenytnapet som følge av delingsordningen bli vesentlig lavere enn forutsatt. Vi bør forvente at provenytnapet vil reduseres med mer enn den prosentmessige reduksjonen i elavgift, ettersom mengden lokal kraftproduksjon også påvirkes av reduksjonen i elavgift. I lys av dette kan en spørre seg om det vil være formålstjenlig å holde på grensen om maksimalt 5 MW deling per næringsområde også fremover, eller om forskriften på sikt bør justeres til å tillate flere ordninger på 5 MW, fjerne MW-grensen helt, og eventuelt om en bør tillate produksjonsanlegg på alle typer areal i næringsområder og eventuelt også inkludere andre typer områder i ordningen, som havner, grå areal og generell næringsbebyggelse. Når forskriften eventuelt skal revideres, vil vi anbefale at det åpnes opp for at aktører kan dele med andre som har egen produksjon bak måleren. Dette vil være i tråd med ordningens hensikt, og kun kreve mindre arbeid i Elhub.

Etterord

Våre funn tyder på at samfunnet ikke kan forvente at delingsløsningen vil ha den utløsende virkningen på utbygging av ny lokal fornybar energiproduksjon som var ønsket og beregnet i forarbeidet til forskriftsendringen. Dette skyldes hovedsakelig at elavgiften, og dermed også størsteparten av den økonomiske gevinsten ved delingsordningen, er vesentlig redusert. I tillegg har RME gitt avklaring på at forskriften skal forstås slik at det er maksimalt 5 MW som totalt kan inngå i delingsordning for et helt næringsområde. Mens arbeidet med denne rapporten har pågått, har flere solenergiaktører gått konkurs grunnet manglede marked. Det at delingsløsningen trer i kraft nyttår 2026 anses ikke som et kraftig nok virkemiddel til å snu denne trenden, og det er behov for andre tiltak for å bremse fall i bransjen og dersom mål om 8 TWh solkraft innen 2030 skal nås.

1 Introduksjon

Bakgrunn

Stortinget har en målsetning om 8 TWh solkraft innen 2030. Ved utgangen av 2025 står imidlertid solkraft for kun 0,6 TWh. For å gjøre lokal kraftproduksjon mer attraktivt innfører regjeringen en ny ordning for deling av fornybar kraft (heretter kalt delingsordningen), som åpner for deling av overskuddsproduksjon av solkraft opptil 5 MW innenfor et næringsområde. Ordningen, som håndteres gjennom virtuell deling i Elhub, gir fritak for elavgift for målepunkter som mottar strøm produsert innenfor samme næringsområde, og kan også bidra til redusert effekttariff.

Delingsordningen er et bidrag for å fremme lokal kraftproduksjon, men det gjenstår fremdeles flere uavklarte spørsmål knyttet til hva som vil være innenfor og utenfor en slik ordning. Blant annet er det uklart hvordan formuleringen «sammenhengende næringsområder» skal forstås, og hvorvidt det er tillatt med flere delingsordninger innenfor et næringsområde så lenge det samlede volumet er begrenset til 5 MW. Det er også behov for å diskutere avgrensningen av ordningen, som for eksempel bruk av batterier og grensen på 5 MW, og hvordan ordningen eventuelt skal utvikles videre.

Mandat

For å utrede hvordan delingsordningen kan brukes, justeres og videreutvikles, har Fornybar Norge engasjert THEMA og Norconsult for å analysere:

- tekniske løsninger
- drivere og barrierer
- forretningsmodeller og
- mulige tiltak for å fremme lokal produksjon og deling

I kapittel 2 analyserer vi hvilke teknologier som er mest hensiktsmessige for produksjon, lagring og deling av kraft

i næringsområder, og hvilken økonomisk verdi delingsordningen skaper for ulike typer næringsaktører i praksis. I kapittel 3 beskriver vi hvilke faktorer som driver investeringer i lokal produksjon, lagring og deling, og hvilke barrierer som finnes. Videre presenterer vi i kapittel 4 fire ulike forretningsmodeller for investering, drift og deling av lokal produksjon som kan bidra til å redusere barrierene identifisert i det foregående kapittelet. Til slutt drøfter vi i kapittel 5 mulige tiltak for å fremme lokal kraftproduksjon og lagring, herunder anbefalinger og forslag til hvordan forskriften bør forstås, hvordan veilederen bør utformes og hvordan forskriften kan justeres. I tillegg drøfter vi hvilke øvrige rammevilkår som kan påvirke oppnåelsen av mål om mer lokal kraftproduksjon.

Metode og data

Utredningen er blitt gjennomført på grunnlag av Norconsults data på kostnader til ulike produksjonsteknologier, THEMAs estimer på fremtidige oppnådde kraftpriser (capturepriser) og vår modellering av økonomien i selvforbruk, lagring og deling av ulike typer lokal kraftproduksjon. For å utrede drivere, barrierer og forretningsmodeller har vi bygget videre på skriftlige kilder, tidligere THEMA-arbeid, samt utvalgte intervjuer. Tiltakene er blitt identifisert på grunnlag av forskriftstekstene, høringsnotatet, drøfting med oppdragsgiver i Fornybar Norge, referansegruppen (bestående av representanter for både produsenter/solaktører og nettselskaper), samt gjennom drøftinger i andre forum. Tiltakene som er identifisert er ikke utredet og dersom de skal iverksettes bør virkningene av tiltakene vurderes mer grundig enn det vi har kunne gjøre som en del av denne studien.

02

Ulike teknologiers egnethet for lokal produksjon og lagring

I dette kapittelet vurderer vi ulike teknologier for lokal produksjon og lagring av fornybar energi, med mål om å identifisere hvilke løsninger som egner seg best innenfor delingsordningen. Først gjennomgår vi teknologiene og deres potensial for å delta i ordningen. Deretter analyseres den økonomiske verdien av lokal energideling gjennom fire case basert på reelle data. Til slutt diskuteres effekten av å inkludere energilagring ved bruk av batterier i delingsordningen.

Sol på tak og fasade, eventuelt kombinert med batterier, er teknologiene som anses aktuelle for delingsordningen. Andre teknologier kan være aktuelle for lokal energiproduksjon og lagring i næringsområder, men krever endring av regelverk eller modning av teknologien.

Sol i Norge kan være lønnsomt, men krever en kombinasjon av skala, selvforbruk eller lavt avkastningskrav. Delingsordningen bidrar til økt lønnsomhet gjennom reduksjon av elavgift, redusert fastledd for produksjon og redusert effektledd på nettleien. Delingsordningens verdi avhenger av sammensetningen av aktører, noe vi har analysert gjennom fire case: deling mellom datasenter og lager, fryselager og lager, logistikkområde, samt industriområde med administrasjon og kontorbygg. Med elavgiften vi har hatt i 2025, ville elavgiften vært det viktigste verdielementet på tvers av alle case. Effektleddet gir også betydelig verdi i case med stor variasjon mellom dag- og nattetopplast i sommerhalvåret. Ved lavere elavgift, som vedtatt i statsbudsjettet for 2026, blir effektleddet relativt viktigere. Verdien fra effektleddet er imidlertid mindre forutberegnelig enn øvrige elementer, da det avhenger av når topplast oppstår. Delingsordningen gir størst verdi ved deling med aktører som har temperatur- og solkorrelert forbruk, slik som fryselager og datasenter med høyt kjølebehov.

2 Ulike teknologiers egnethet for lokal produksjon og lagring

I dette kapittelet beskriver vi hvilke produksjons-teknologier som er relevante for delingsordningen, og hvilken verdi delingsordningen har for de identifiserte teknologiene.

Analysen er todelt: Først identifiseres hvilke produksjons- og lagringsteknologier som er mest relevante for delingsordningen. Teknologiene vurderes ut fra kriterier som nettnytte, fleksibilitetspotensial og bidrag til økt selvkonsum, og klassifiseres etter deres relevans for dagens formulering av delingsordningen. Deretter belyses det økonomiske potensialet i delingsordningen gjennom fire konkrete casestudier basert på reelle data fra norske næringsområder.

Formålet med analysen er å besvare to sentrale spørsmål:

- Hvilke teknologier er mest hensiktsmessige for produksjon, lagring og deling av kraft i næringsområder?
- Hvilken økonomisk verdi skaper delingsordningen for ulike aktører i praksis?

Sammen gir disse analysene et grunnlag for å vurdere hvordan delingsordningen kan legge til rette for økt

utbredelse av lokal energiproduksjon og deling i næringsparker.

2.1 Teknologer som er relevant for delingsordningen

Den første delen av analysen kartlegger hvilke teknologier som er relevante for å produsere, lagre og dele kraft i næringsområder. Tabellen nedenfor gir en oversikt over de ulike teknologiene som er vurdert. Fargekodene i tabellen angir hvor relevante de enkelte teknologiene er med hensyn til delingsordningen. Grønn farge markerer teknologier som undersøkes nærmere i rapporten, blå indikerer teknologier som anses som mulige, men som ikke faller innenfor dagens formulering av delingsordningen og derfor ikke er inkludert i den videre vurderingen, mens lilla farge representerer teknologier som vurderes som lite aktuelle. Tabellen presenterer erfaringstall for pris og arealkrav. Det er viktig å merke seg at sammenligningen av ulike teknologier basert på kW ikke er direkte relevant, ettersom hver teknologi har egen produksjonsprofil og kapasitetsfaktor. I de påfølgende avsnittene etter tabellen redegjøres det nærmere for grunnlaget for gitt score for de ulike kriteriene og fargeklassifiseringen¹.

Tabell 1: Oversikt over ulike teknologier vurdert for delingsordningen

	Teknologi	Pris [NOK/kWh]	Arealkrav [W/m ²]	Nettnytte	Fleksibilitets- potensial	Økt selvkonsum	Ledetid
Fokus for analysen	Sol på takflater	7,000	100	●●●●●	●●●●●	●●●●●	●●●●●
	Sol på fasade	8,000	67	●●●●●	●●●●●	●●●●●	●●●●●
	Sol + Batteri	15,000-27,000	100	●●●●●	●●●●●	●●●●●	●●●●●
Mulige teknologier	Bakkemontert sol	10,000	167	●●●●●	●●●●●	●●●●●	●●●●●
	LFP Batteri 1h varighet	8,000	40,000	●●●●●	●●●●●	-	●●●●●
	LFP Batteri 3h varighet	16,700	12,000	●●●●●	●●●●●	-	●●●●●
	Vertikal vindkraft	27,000	Ikke på tak, men feks. parkeringsplass	●●●●●	●●●●●	●●●●●	●●●●●
	Horisontal vindkraft	-	Krever sikkerhetssone	●●●●●	●●●●●	●●●●●	●●●●●
	Bioaggregat	-	Lavt	●●●●●	●●●●●	●●●●●	●●●●●
	Småskala vannkraft	-	Krever vassdrag	●●●●●	●●●●●	●●●●●	●●●●●
Lite aktuell	Hydrogen	-	-	-	-	-	-
	Termisk	-	-	-	-	-	-

¹Rangeringen fra 1 til 5 i de tre kolonnene i tabellen er basert på: Nettnytte: Hvor mye kan teknologien redusere belastning på strømnettet i perioder hov strømnettet har høy belastning? Fleksibilitetspotensial: Hvor mye kan teknologien bidra til å øke, redusere eller flytte energibruk eller produksjon? Bidrag til økt selvkonsum: Hvor mye kan denne teknologien bidra til mer bruk

av egenprodusert energi? Rangeringen klassifiseres slik: 1 av 5 - Ingen bidrag, 2 av 5 - Bidrag i liten grad, 3 av 5 - Bidrar, 4 av 5 - Bidrar i større grad, 5 av 5 - Bidrar mye. Ledetiden for de ulike teknologiene klassifiseres i tre kategorier: En verdi på 1 indikerer ledetid på under ett år, en verdi på 2 tilsvarer en ledetid på mellom ett og tre år, og en verdi på 3 en ledetid på over tre år.

Som det fremkommer av oversikten er det kun solcelleanlegg og batteri, som virker å være omfattet av delingsordningen for næringsområder, som er avgrenset til produksjonsanlegg på bebygd areal. Vi viser likevel potensialet knyttet til lokal kraftproduksjon fra andre teknologier (bakkemontert solkraft, vindkraft m.m.), ettersom disse også kan brukes i næringsområder (men da uten virtuell deling i Elhub), og ettersom delingsordningen på sikt kan utvides til å gjøre det mulig å bruke også disse teknologiene.

Solkraft

Det finnes tre kategorier av solcelleanlegg som er aktuelle for installasjon i en næringspark: takmonterte, fasademonterte og bakkemonterte anlegg. Tak- og fasadeanlegg har den klare fordel at de utnytter eksisterende, ledige arealer på bygget som ellers ikke har en annen funksjon. Dette gir en effektiv bruk av eksisterende infrastruktur. Bakkemonterte anlegg kan kreve større arealer på bakken, noe som kan begrense annen arealbruk og være utfordrende i områder med begrenset plass. I tillegg kan bakkemonterte anlegg bli dyrere enn bygningsmonterte for mindre anleggsstørrelser, slik vi forventer i en næringspark, da de krever mer omfattende festestruktur uten å oppnå stordriftsfordelene større bakkemonterte solkraftverk oppnår.

Solcelleanlegg kan enkelt etableres på bygningsstrukturer, forutsatt at konstruksjonen har tilstrekkelig bæreevne. Korte ledetider bidrar til effektiv prosjektgjennomføring. Anleggene kan tilpasses ønskede produksjonsnivåer innenfor tilgjengelige arealbegrensninger. Ettersom solceller ikke har bevegelige komponenter, kjennetegnes de av lang levetid og minimalt behov for vedlikehold. Solceller er tildelt en score på 4 av 5 for selvkonsum, da produksjonen hovedsakelig foregår midt på dagen når det typisk er forbruk i næringsområder. Større anlegg vil ofte produsere mer strøm enn det som forbrukes samtidig, noe som fører til eksport av overskuddenergi. Dette setter en begrensning for hvor mye solenergi som kan installeres før ytterligere utbygging ikke lenger bidrar til økt selvkonsum.

Den største ulempen ved bruk av solceller er at denne teknologien er avhengig av sollys. Produksjonen er lavere i vinterhalvåret og opphører om natten. Den høyeste

belastningen i strømmettet forekommer ofte om vinteren når solinnstrålingen er lav. Det finnes imidlertid tilfeller, som for eksempel fryselager, hvor den høyeste belastningen sammenfaller med perioder med sterk solinnstråling. I slike tilfeller kan solcelleanlegg bidra til nettnytte. Bidraget til nettnytte vil derfor variere avhengig av hvilken forbruksprofil området har. Solcelleanlegg er rangert til 1 av 5 for nettnytte, ettersom majoriteten av anleggene ikke vil oppnå nettnytte og fordi eventuell nettnytte vil inntreffe i en periode der nettet tradisjonelt ikke er høyt belastet, selv om teknologien kan score høyere i enkelte situasjoner.

Det er ikke mulig å regulere energiproduksjonen etter behov, og værforholdene er vanskelige å forutsi over lengre tid, noe som gjør planlegging av energiflyt mer krevende. På grunn av at det ikke er mulig å regulere produksjonen av solcelleanlegget får teknologien 1 av 5 for bidrag til fleksibilitet.

Bakkemonterte anlegg krever egne arealer, derfor faller de utenfor rammene i dagens formulering for delingsløsningen, som det fremgår av lovteksten: «Elektrisiteten som deles må være produsert av fornybare energikilder og ved produksjonsanlegg på bebygd areal, som er bebygd for et annet formål enn produksjonsanlegget.». I forarbeidet til forskriftsendringen kommer det frem at VTEK² sin definisjon av bebygd areal skal benyttes. Dersom bakkemonterte anlegg skal inkluderes i delingsordningen, må lovverket endres. På bakgrunn av dette vil ikke bakkemonterte anlegg bli inkludert videre i analysen.

Tak- og fasadeanlegg vil derimot være innenfor denne beskrivelsen. I tillegg har slike anlegg allerede en veletablert verdikjede og det finnes mange eksempler på gjennomførte prosjekter. På bakgrunn av disse forholdene, inkluderes derfor tak og fasadeanlegg videre i rapporten som aktuelle løsninger for energiproduksjon i næringsparker under delingsordningen.

Vindkraft

Det finnes flere vindbaserte teknologier for produksjon av elektrisk energi, som befinner seg på ulike stadier av teknologisk modenhet. Denne rapporten fokuserer på kommersialiserte løsninger, inkludert horisontale og vertikale vindturbiner. Mindre modne teknologier kan ha

² Bygningsteknisk forskrift (TE17) med veiledning, [§5-2. Bebygd areal \(BYA\)](#)

potensial i delingsordningen, men på grunn av begrenset markedsutbredelse og manglende tilgjengelighet av data om kostnadsnivå og produksjonsmønstre, er disse ikke inkludert i vurderingen.

I moderne vindparker benyttes det horisontale vindturbiner. Disse har vanligvis en effekt på mellom 3-7 MW per turbin, men mindre modeller ned mot 300kW er også tilgjengelig. Høyden varierer fra ca. 60 – 150 meter, og installasjonen krever betydelige arealer. Det må opprettes en sikkerhetssone på 50-250 meter rundt turbinen, blant annet for å redusere risikoen knyttet til iskast. Slike krav gjør det utfordrende å plassere vindturbiner i næringsparker. I tillegg har teknologien lang ledetid, som følge av både konsesjonsprosesser og behovet for utbygging av tilhørende infrastruktur.

Vertikale vindturbiner har en mer kompakt utforming, ofte sammenlignbare med lyktestolper, og kan installeres direkte i bakken eller festes til enkle konstruksjoner. Enkelte modeller er konstruert for montering på bygninger. Dette frarådes imidlertid, da slike plasseringer reduserer vindhastigheten og påfører bygget betydelige laster og vibrasjoner. Den fleksible utformingen muliggjør ulike plasseringsalternativer. Likevel kan nærliggende bygninger og infrastruktur redusere vindhastigheten, noe som negativt påvirker energiproduksjonen. Vertikale vindturbiner er relativt nye i det kommersielle markedet og har derfor en høy kostnad per kW sammenlignet med horisontale turbiner.

Vindkraft har, på lik linje med solenergi, den utfordringen at produksjonen er styrt av eksterne faktorer som vær og vind. Det er derfor ikke mulig å regulere når energiproduksjonen skjer, og variasjonene kan være store. På grunn av manglende mulighet til å styre produksjonen etter behov får vindkraft 1 av 5 for fleksibilitet. I tillegg varierer vindforholdene betydelig fra område til område, og man er helt avhengig av gode og stabile vindforhold for at investeringen skal være lønnsom. Dette er ofte vanskelig å oppnå i eller ved næringsparker, hvor omkringliggende bebyggelse og infrastruktur gjerne reduserer vindhastigheten og gjør forholdene mindre gunstige for vindkraftproduksjon.

Vindkraft har en produksjonsprofil som ofte sammenfaller med perioder hvor strømmettet er under høy belastning, særlig om vinteren. Da blåser det gjerne mer og vindforholdene er mer stabile, noe som gir økt energiproduksjon i de månedene hvor behovet er størst. Om sommeren er vindstyrken lavere, og produksjonen reduseres tilsvarende. På bakgrunn av dette tildeles

vindkraft 5 av 5 for selvkonsum. Når det gjelder nettnytte, oppnår vindkraft 2 av 5, ettersom produksjonsprofilen i stor grad sammenfaller med generelle forbruksmønstre, til tross for at teknologien ikke kan styres etter behov.

Vertikale vindturbiner montert på bygninger vurderes som økonomisk og strukturelt uegnede, og vil derfor ikke inngå i den videre prosessen. Horisontale vindturbiner, samt vertikale turbiner plassert på bakken, krever egne arealer og faller dermed utenfor delingsordningen. Disse alternativene vil heller ikke bli vurdert videre.

Vannkraft

Vannkraftprosjekter er betinget av lokale forhold, ettersom tilgang til egnet vassdrag enten i eller nær næringsparken er nødvendig for gjennomføring. Vannkraft utmerker seg ved høy stabilitet, hvilket gir jevn energiproduksjon og minimerer sårbarheten for værvariasjoner. Likevel begrenses utbredelsen av slike anlegg av geografiske, teknisk og regulatoriske forhold. Vannkraftanlegg krever også egne arealer.

Næringsområder har historisk sett blitt etablert i nærheten av fossefall, først for å utnytte først mekanisk energi til å utføre arbeid direkte, og etter hvert også for produksjon av elektrisk energi. Derfor vil det trolig være flere områder som defineres som næringsområder under delingsordningen, som fra før vil inneholde småskala vannkraft, eller ha slikt anlegg i nærheten.

Batteri

Batteriteknologi skiller seg ut fra øvrige energiløsninger ved at den ikke produserer energi, men fungerer som et lagringsmedium. Batterier kan ikke klassifiseres som en fornybar energikilde, men kan i kombinasjon med fornybare produksjonsteknologier øke selvkonsumet og potensielt lønnsomheten i energisystemet.

Batterier kan øke fleksibiliteten i energisystemet ved å forskyve strømforbruk fra nettet til senere perioder, noe som kan bidra til å redusere belastningen dersom det anvendes effektivt. Av den grunn får batterier 5 av 5 med hensyn til fleksibilitet. Når det gjelder nettnytte oppnår batteriet en score på 3 av 5, da de både kan forbedre og forringe belastningen på strømmettet, avhengig av styringsstrategien som benyttes. Batteriet alene bidrar ikke til selvkonsum, da det kun benyttes energi fra strømmettet. Effekten på vurderingskriteriene avhenger av batteriets kapasitet og styringssystem, et større batteri vil påvirke samtlige kriterier i større grad.

Batterier krever dedikert areal, enten i form av egne batterirom i bygninger eller utendørs plassering i konteinere. Totalt arealbehov er begrenset, og batterier kan normalt etableres uten større arealmessige utfordringer. Batterier har kort ledetid og kan raskt implementeres som en del av byggets eller områdets energisystem.

Batterier bak måleren (i kombinasjon med solkraft) er omfattet av delingsordningen, men ikke frittstående batterier. I det videre vil vi derfor fokusere beregningene av lønnsomhet på batterier bak måler (i kombinasjon med sol på bygg).

Solkraft + batteri

En sentral fordel ved å kombinere solcelleanlegg med batterisystem er økt selvkonsum av produsert solenergi. Ved å dimensjonere batteriet i henhold til solcelleanlegget kan overskuddproduksjonen lagres for senere bruk, noe som bidrar til redusert belastning på strømmettet og høyere selvforsyningsgrad. Batteriet kan også benyttes i fleksibilitetsmarked og til prisarbitrasje. Kombinasjonen vurderes til 5 av 5 for selvkonsum, 3 av 5 for fleksibilitet og 3 av 5 for nettnytte. Vurderingene begrunnes med at batteriet muliggjør økt selvkonsum, gir fleksibilitet ved å flytte forbruk, og kan bidra til reduserte effektopper og mindre importert energi fra nettet.

Sol + vind

Sol- og vindkraft fungerer som komplementære energikilder i et område, da de har ulike produksjonsprofiler gjennom året. Vindkraft bidrar med mest energi i vinterhalvåret når solinnstrålingen er lav, mens solkraft topper produksjonen i sommerområdene da vindforholdene ofte er svake. Denne komplementariteten gir jevnere samlet energiproduksjon. Eksempelvis vil installering av et 5MW solcelleanlegg og 5MW med vindturbiner normalt gi samlet produksjon under 5MW. Dette innebærer at delingsløsningen kan utnyttes i større deler av året.

Imidlertid fremgår det av lovverket at «Samlet installert effekt på produksjonsanleggene som deltar i delingsløsningen etter denne bestemmelsen kan ikke være større enn 5 MW (AC) innenfor et næringsområde.» Dette betyr at ved bruk av en kombinasjon av sol- og vindkraft blir kapasiteten per energikilde begrenset, noe som i praksis halverer størrelsen på delingen. Det er også relevant å påpeke at vindkraft tidligere har blitt ekskludert fra videre vurderinger, med begrunnelse i at ordningen er

avgrenset til bebygd areal. Derfor vil heller ikke kombinasjonen av sol og vind vurderes videre.

Bioaggregat

Bioaggregat er et kraftaggregat som produserer elektrisitet ved bruk av biobrensel. Aggregatet består typisk av en forbrenningsmotor koblet til en generator, og kan benytte ulike typer biobrensel som energikilde. Det representerer en miljøvennlig variant av dieselaggregat.

Aggregater benyttes sjelden som supplerende strømforsyning i næringsbygg eller næringsparker, hovedsakelig grunnet høye driftskostnader, krav til kontinuerlig tilgang på biobrensel, utfordringer knyttet til logistikk og lagring, samt støy og utslipp som anses mindre attraktive i slike omgivelser. I dag brukes aggregat primært til nødstrøm. Disse utfordringene, kombinert med at delingsordningen rettes mot elektrisitet produsert fra fornybare energikilder, ikke lokal forbrenning av biodiesel, medfører at bioaggregat ikke vurderes videre.

Termisk

Termisk energi representerer en betydelig andel av energibehovet i næringsparker, for oppvarming, kjøling og prosessvarme. Ved å etablere løsninger for deling av termisk energi mellom ulike enheter som kontorbygg, industribygg, lager og fryselager kan man oppnå synergier og redusere det totale energiforbruket. Spillvarme fra industrielle prosesser eller kjøleanlegg kan utnyttes til oppvarming av for eksempel kontorarealer eller lagerbygg.

Energideling med termiske løsninger gir fordeler for næringsparker. Elektrisk belastning reduseres når varme og kjøling i større grad dekkes av termisk energi og lokal utnyttelse av energiresurser øker. Varmelagring gir fleksibilitet og bidrar til å balansere energibruk og redusere effektopper. Overskuddsenergi fra en virksomhet kan brukes av andre, noe som fremmer selvforsyning og mer bærekraftig energibruk.

Delingsordningen omfatter kun elektrisk energideling, og termisk energi inngår derfor ikke i denne rapporten. Likevel utgjør termisk energideling en viktig faktor for moderne og fornybare energisentraler, og implementering av dette i nye energisystemer vil gi betydelige fordeler både for brukere og strømmettet. Delingsordningen kan hjelpe med å øke oppmerksomheten rundt energideling generelt, slik at også termisk energideling får en mer sentral plass på agendaen.

Hydrogen

Ved bruk av elektrolyse kan hydrogen produseres når det er overskudd av energi, og senere konverteres tilbake til elektrisitet gjennom brenselceller. Denne metoden gjør det mulig å benytte hydrogen som et energilagringmedium. Ulempen er imidlertid at prosessen har lav virkningsgrad, med et energitap på omkring 60 til 70 prosent. Batterier vil i mange tilfeller være mer konkurransedyktige, da de tilbyr betydelig høyere virkningsgrad og mer moden teknologi. I tillegg er hydrogenproduksjon og lagring kostbart, samt krever egne areal. Disse utfordringene gjør at hydrogen ikke er særlig egnet for næringsparker eller delingsordningen, og vil derfor ikke bli inkludert videre.

2.2 Økonomien i deling og lokal kraftproduksjon

Vi har nå redegjort for at solceller på bygg, eventuelt kombinert med batterier, er de mest relevante teknologiene for dagens delingsordning. Spørsmålet videre dreier seg derfor om hvor lønnsomt det vil være å installere og dele energi fra disse teknologiene mellom ulike typer bygg. I dette kapittelet vil vi redegjøre for økonomien i delingsordningen gjennom konkrete case. Metodikken og input brukt i casestudien er dokumentert nærmere i appendiks, kapittel 6.1 og 6.2.

2.2.1 Hva er en god case for delingsordningen?

Det er i hovedsak tre forhold som avgjør om bygg i et næringsområde har relativt mye å tjene på å delta i en delingsordning:

- 1) Tilstrekkelig og godt egnet takareal
- 2) Tilstrekkelig solinnstråling
- 3) Kompatible forbruksprofiler

Tilstrekkelig og godt egnet takareal

Den første forutsetningen er tilgang på tilstrekkelig areal som er teknisk egnet for installasjon av solcelleanlegg. Dette omfatter både arealmessige og konstruksjonsmessige krav. Med en øvre grense på 5 MW (AC) installert effekt for delingsordningen, tilsvarer dette et takareal i størrelsesorden 50 000 m² som igjen tilsvarer omtrent 7 fotballbaner. Dette betyr at det typisk er i større

næringsområder man vil komme i konflikt med grensen på maksimalt 5 MW innenfor delingsordningen.

Konstruksjonsmessige krav er relatert til takkonstruksjonens bæreevne. Eksisterende takkonstruksjoner må være dimensjonert for å bære tilleggsvekten fra solcellepaneler og monteringsystemer, typisk i størrelsesorden 15-20 kg/m². Dette kommer i tillegg til snølasten bygget må tåle. Bygg kan ha takkonstruksjoner eller dekke som ikke er tilstrekkelig dimensjonert eller egnet, noe som vil kreve forsterkningstiltak eller gjøre installasjon uforholdsmessig kostbar.

Tilstrekkelig solinnstråling

Den andre forutsetningen er at området har solinnstråling som gir tilstrekkelig energiproduksjon til at avkastningen til en investering i et solcelleanlegg er akseptabel. Norge har betydelig geografisk variasjon i årlig solinnstråling, fra omtrent 650 kWh/m² til 1100 kWh/m² ³.

Utover geografisk plassering påvirkes produksjonen av lokale faktorer som takretning, takvinkel og eventuelle skyggeforhold. Optimale produksjonsforhold oppnås med sørvendte tak med helningsvinkel tilpasset breddegraden. Mange næringsbygg har imidlertid flate tak, dette gjør det mulig å montere solcellene i stativer som gir god ratio mellom ytelse og plasseffektivitet.

Kompatible forbruksprofiler

Den tredje forutsetningen er tilstedeværelsen av aktører med forbruksprofiler som har godt tidsmessig samsvar med solcellenes produksjonsprofil. Solceller produserer energi når solen skinner, med maksimal produksjon midt på dagen og i sommerhalvåret. For at delingsordningen skal gi maksimal verdi, målt gjennom redusert elavgift og lavere effektledd i nettleien, må produsert energi forbrukes innenfor delingsordningen. Dette krever at det finnes aktører med tilstrekkelig forbruk til å absorbere produksjonen når den oppstår.

Særlig attraktive er aktører med forbruksprofiler som har høyere forbruk i sommerhalvåret, slik at den tidsmessige samtidigheten mellom produksjon og forbruk blir god. Alternativt kan aktører med svært høyt grunnforbruk året rundt også være aktuelle, dersom forbruket er tilstrekkelig til å absorbere mesteparten av energiproduksjonen selv i produksjonstoppen. For å vurdere hvilke typer

³ Fornybarnorge.no

næringsvirksomheter som er mest egnede som mottakere i en delingsordning, er det derfor nødvendig å analysere hvordan ulike næringers forbruksprofiler korrelerer med solcellenes produksjonsprofil. Figur 1 viser forbruksprofiler for ulike typer næringsvirksomheter over et representativt år, sammenlignet med typisk produksjonsprofil fra solceller.

Lagervirksomhet viser typisk et relativt stabilt forbruk gjennom året, med moderat økning i vinterhalvåret knyttet til oppvarming og belysning. Den tidsmessige matchen med energiproduksjon er moderat, deler av sommerproduksjonen vil kunne forbrukes, men det vil typisk være overskuddsproduksjon i perioder med høy solinnstråling.

Kjølelager og fryselager viser forbruksprofiler med markant økning i sommerhalvåret. Dette skyldes at kjølesystemenes energibehov øker med stigende utetemperatur. Den tidsmessige samvariasjonen med energiproduksjon er følgelig høy, noe som gir god match mellom produksjon og forbruk.

Datasentre har betydelig energibehov til kjøling av serverutstyr. Selv om datasentre har høyt baseforbruk året rundt, øker kjølebehovet og dermed totalt energiforbruk betydelig i varmere perioder. Dette gir også en fordelaktig samvariasjon med energiproduksjon.

Industri viser varierende forbruksprofiler avhengig av type virksomhet og produksjonsprofil. Mange

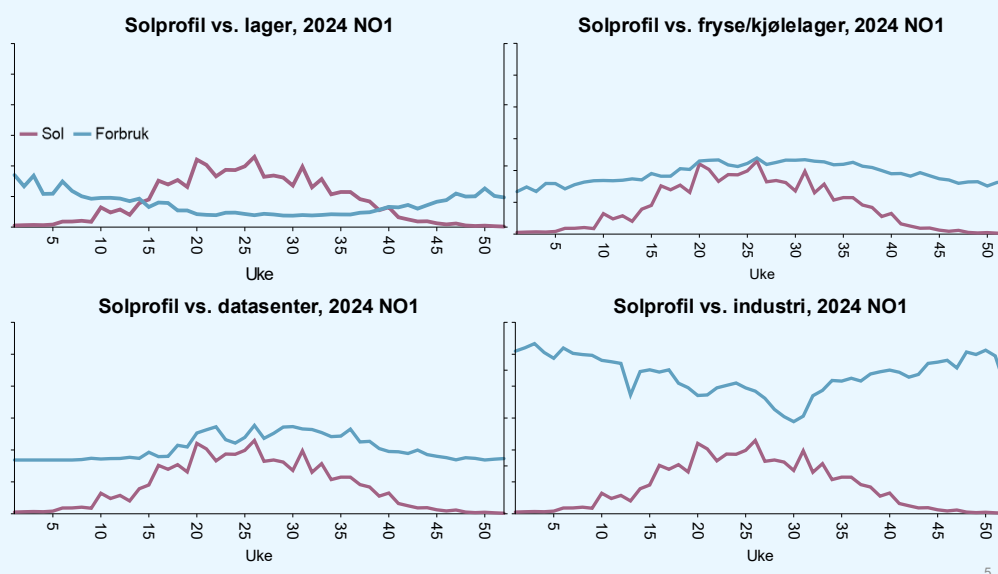
industrivirksomheter har høyt og relativt stabilt forbruk gjennom året. Selv om det tidsmessige samsvaret med energiproduksjon ikke nødvendigvis er optimal, kan høyt totalforbruk likevel gjøre industri til egnede mottakere dersom forbruket er tilstrekkelig til å absorbere mesteparten av produksjonen.

Samlet analyse – når ligger det til rette for delingsordninger som kan gi høy verdi?

Basert på analysen av de tre kritiske forutsetningene, kan det identifiseres aktørkonstellasjoner som har særlig gunstige forutsetninger for å etablere delingsordninger med høy verdi. Den mest egnede kombinasjonen av aktører består av en aktør med store egnede takareal som kan etablere solcelleproduksjon, for eksempel lagerbygg. Denne kombineres med en eller flere aktører med forbruksprofiler som har godt tidsmessig samsvar med produksjonen, for eksempel kjøle/fryselager eller datasentre. Alternativt kan det være en aktør med høyt forbruk uavhengig av sesong.

Selv om det finnes aktørkombinasjoner som har gode forutsetninger for høy verdi av delingsordningen, kan regelverkets begrensning mot deling til målepunkt med egenproduksjon redusere andelen ordninger som faktisk realiseres. Dette skyldes at en aktør med mulighet til å installere solceller på eget tak vil ha sterkere økonomiske insentiver til å gjøre nettopp det, fremfor å motta energi gjennom en delingsordning. Følgende forhold gjør

Figur 1: Illustrasjon av ukentlig forbruk for forskjellige næringsaktører sammenlignet med ukentlig energiproduksjon. Merk at aksene er skalert for å illustrere hvordan lasten varierer mellom de ulike aktørene.



egenproduksjon mer lønnsomt enn å utnytte delingsordningen:

1. **Elavgift:** Ved egenproduksjon tilfaller hele gevinsten ved redusert elavgift aktøren selv. I en delingsordning må verdien av den delte energien deles mellom produsent og mottaker.
2. **Effektled:** Gevinsten ved redusert effektled tilfaller i sin helhet aktøren ved egenproduksjon, mens denne verdien ved deling antagelig reguleres gjennom avtale med produsent.
3. **Energiled:** Ved egenproduksjon oppnås også reduksjon i energiledet i nettleien, gitt at energiledet er en kostnad ved uttak. For Norges to største nettselskap, Elvia og Glitre, er energiledet en kostnad ved uttak på hhv. 3 øre/kWh⁴ og 6,6 øre/kWh⁵ i høyspent nettet. Ved deling kanselleres komponenten mellom produsent og mottaker. Energiledet representerer dermed en verdikomponent som kun oppnås ved eget forbruk.
4. **Tariff innmating av produksjon:** Dette er det eneste leddet der deling gir en fordel sammenlignet med egenproduksjon. Ved egenproduksjon må prosumenten betale en innmatingstariff, mens denne faller bort i en delingsordning. Likevel oppveies denne fordelene av de øvrige punktene som taler for egenproduksjon.
5. **Transaksjonskostnader:** Egetforbruk eliminerer behovet for å inngå og administrere deling av produksjon, noe som reduserer administrative kostnader og kompleksitet.

2.2.2 Utvalg av case – eksempler på bygg i ulike næringsområder

For å kvantifisere verdien av delingsordninger analyseres fire representative næringsområder i dette kapittelet. Casene representerer ulike aktørkonstellasjoner og er basert på faktiske data fra 2024. Alle casene er hentet fra næringsområder hvor solceller enten er installert eller vurderes. Dataene er anonymisert. For å sikre sammenlignbarhet anvendes Elvias nettariffer for alle caser, uavhengig av om forbruksdatene til casene kan ha blitt hentet fra et annet nettområde. Dette gir konsistent

grunnlag for vurdering av verdi knyttet til redusert effektled.

Spotprisen påvirker ikke verdien av delingsordningen, ettersom dette leddet kanselleres mellom produsent og mottaker (se utdypende forklaring i appendiks 6.1). Spotprisen er likevel relevant for den generelle lønnsomheten av solcelleinvesteringer, som reduserer behovet for å kjøpe kraft i markedet. En generell vurdering av lønnsomheten til solcelleinvesteringer finnes i appendiks kapittel 6.4. Videre vil spotprisen påvirke utformingen av delingsavtaler, ettersom eventuell overskuddsenergi som selges til kraftmarkedet må håndteres kontraktsmessig mellom partene.⁶

Analysen fokuserer på totalverdien av delingsordningen for hver case, under forutsetning om at spotprisen ikke påvirker denne verdien. For hver case oppgis landsdel som en indikasjon på temperatur- og solforhold, ettersom dette påvirker både temperaturavhengig forbruk og solenergiproduksjon. Tabell 2 gir en oversikt over casene (se mer info i appendiks).

I de følgende underkapitlene presenterer vi resultatene fra caseanalysen. Her viser vi verdien av delingsordningen for hver case og forklarer årsakene til at verdien varierer. Vi går inn på hovedkomponentene som skaper verdi i delingsordningen, elavgift, effektled og tariff for innmating av produksjon. Effekten av den vedtatte lavere elavgiften på 7,13 øre/kWh vil også diskuteres. Til slutt viser vi resultater som inkluderer batterier som del av delingsordningen. I alle resultatene vil installert effekt være takmontert solcelleanlegg. Sensitiviteter som omfatter fasademontert effekt og ladning av tungtransport, som begge kan øke verdien av delingsordningen, er presentert i appendiks (kapittel 6.6 og 6.7).

I alle case vil installert effekt befinne seg på bygningen med forbruket som har svakest korrelasjon med produksjon. Dette betyr at denne bygningen vil ha lav selvforbudsgrad og derfor vil selge en vesentlig del av produksjonen til nettet dersom den ikke inngår i en delingsordning. Denne plasseringen av installert solcelleanlegg er for å maksimere verdien av delingsordningen. I motsatt tilfelle, ved plassering av

⁴ elvia.no, hentet 05.11.2025

⁵ glitrenett.no, hentet 05.11.2025

⁶ Dette kan løses gjennom en power purchase agreement (PPA) eller andre avtalestrukturer, men behandles ikke i

denne analysen. En generell vurdering av økonomien til solkraft teknologier finnes i appendiks.

solcelleanlegg på en bygning som har stor samvariasjon mellom forbruk og produksjon, vil egenproduksjon i hovedsak brukes til selvforbruk slik at deling av energi mellom aktører i næringsparken blir svært begrenset. Videre forklaring på plassering av installert effekt finnes i appendiks (kapittel 6.4).

Tabell 2: Oversikt over de ulike casene

	<i>Case logistikk</i>	<i>Case fryselager</i>	<i>Case datasenter</i>	<i>Case industri</i>
Beskrivelse	Næringsområde primært bestående av lager- og logistikkbygg, med tilhørende kontorer.	Et næringsområde bestående av to aktører, et fryselager og et typisk vanlig lagerbygg.	Et mindre datasenter med 5 MW (AC) tildelt effekt lokalisert ved siden av et lagerbygg.	Et industriområde med industri som ikke er kraftkrevende, men bruker andre innsatsfaktorer primært. Området inneholder også kontor-, administrasjon-, garderobe- og kantine-bygg.
Lokasjon	Østlandet	Midt-Norge	Østlandet	Sør-Østlandet
Topplast sommerhalvår	0,95 MW	1,26 MW	5,9 MW	1.4 MW
Topplast	1.4 MW	1,26 MW	5,9 MW	2.0 MW

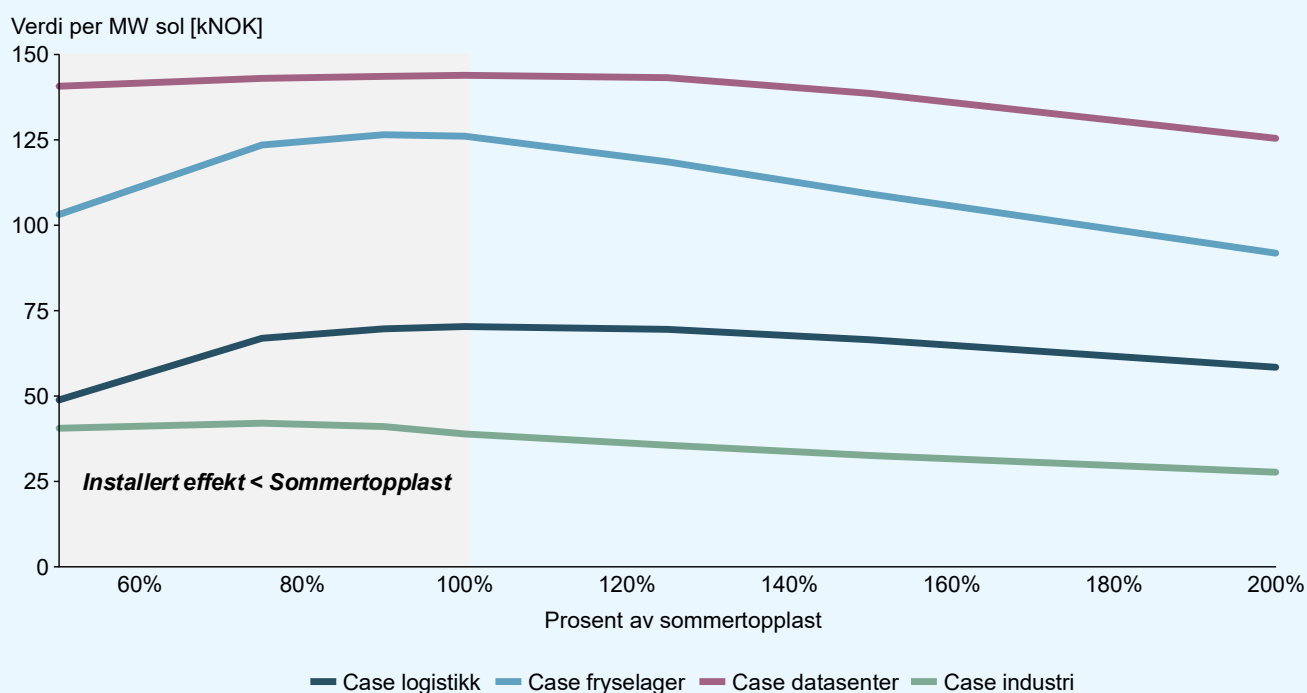
2.2.3 Verdien av delingsordningen avhenger av underliggende forbruk og optimal dimensjonering

Alle case ble analysert med sensitivitet for størrelse på solcelleanlegg, der installert effekt varierer mellom 50 og 200 prosent av samlet sommertopplast. Figur 2 viser verdien av delingsordningen per MW (AC) installert effekt for Case logistikk, fryselager, datasenter og industri, når effekt varierer mellom disse størrelsene. I denne analysen brukes installert effekt for solcelleanlegg om installert effekt AC og MW (AC) vil videre omtales som MW. Slik som vist i figuren har Case fryselager og datasenter størst verdi av delingsordningen. I Case fryselager har lagerbygningen installert effekt og i timer der produksjon overgår lagerets eget forbruk kan overskuddsproduksjon deles med fryselageret. Tilsvarende i Case datasenter er det lageret som har installert effekt og deler overskuddsproduksjon med datasenteret. Forbruksprofilene til både fryselager og datasenter karakteriseres av høyere forbruk om sommeren og totalt sett har disse aktørene et relativt høyt forbruk sammenliknet med et lagerbygg. Datasenteret er den aktøren med høyest forbruk i denne analysen. Både fryselageret og datasenteret vil typisk ha økt forbruk ved økte temperaturer, som typisk også oppstår når solen

skinner. Korrelasjon mellom produksjonsprofilen til solcellene og forbruksprofilen til fryselageret og datasenteret, samt at størrelsen på solcelleanlegget medfører at energiproduksjon overgår lagerets forbruk, er årsaken til at disse casene oppnår størst verdi i delingsordningen.

Verdien av delingsordningen per MW kan øke med økende installert effekt. Økende installert effekt innebærer mer produksjon, som igjen øker delt energi mellom aktør med sol på tak og aktører som mottar energi i delingsordningen. Dersom installert effekt blir tilstrekkelig høy sett opp mot det samlede forbruket for alle aktørene i ordningen, vil overskuddsproduksjonen i en gitt time overgå det totale energibehovet for alle deltakerne i den gitte timen. Det vil da oppstå eksport av overskuddsproduksjon til nettet. Ved denne og høyere effekter vil ikke verdien av delingsordningen øke ytterligere.

Figur 2: Verdi av delingsordningen per MW installert effekt, der installert effekt varierer mellom 50 og 200 prosent av samlet sommertopplast. Verdi per MW i kNOK langs y-aksen og installert effekt som prosent av sommertopplast for hvert case langs x-aksen.



2.2.4 Det finnes en optimal størrelse på solcelleanlegg for hvert case

Den normaliserte verdien av delingsordningen per MW (AC) installert effekt er vist i Figur 3 og bekrefter at det finnes en optimal installert effekt for hvert case. For alle case oppstår maksimal verdi av delingsordningen ved installert effekt mellom 75 og 100 prosent av samlet sommertopplast. For Case fryselager og industri reduseres verdien av delingsordningen ved installert effekt over den optimale effekten. Kurvene for Case datasenter og logistikk viser et noe bredere platå rundt optimal effekt, som betyr at det er et større spenn i effekt som gir tilnærmet lik verdien av delingsordningen, men tilsvarende trend med reduksjon oppstår for Case datasenter og logistikk ved installert effekt over 125 prosent av samlet sommertopplast. Dette tyder på at det i mange tilfeller ikke oppnås mer verdi gjennom delingsordningen ved å øke installert effekt opp mot grensa på 5 MW. I andre case med flere aktører og høyere samlet topplast kan det derimot være verdifullt å utnytte hele den tillatte solkapasiteten på 5 MW, slik som for eksempel case datasenter der 100 prosent av samlet sommertopplast er 5,9 MW, og 5 MW vil tilsvare 85 prosent av den samlede sommertopplasten.

Optimal installert effekt er blitt beregnet å være:

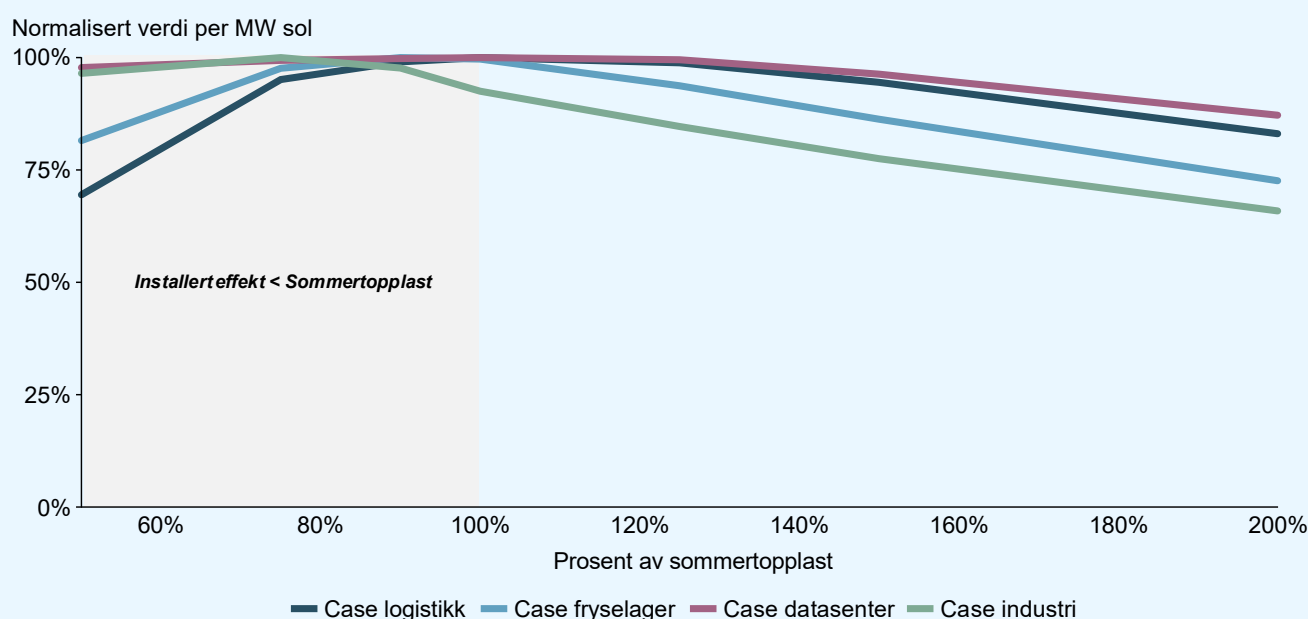
- 100 prosent av sommertopplast for Case logistikk
- 90 prosent av sommertopplast for Case fryselager
- 100 prosent av sommertopplast for Case datasenter
- 75 prosent av sommertopplast for Case industri

2.2.5 Betydning av kapasitetsgrense på 5 MW for casene

I utformingen av delingsordningen er det satt en grense på maksimum 5 MW (AC) effekt innenfor ett næringsområde. I Case datasenter vil den optimale installerte effekten, som svarer til 100 prosent av sommertopplast, medføre en installert effekt på 5,91 MW (AC). Dette er dermed høyere enn det maksimale effekten på 5,0 MW. Videre vil tilgjengelig takareal på lagerbygningen som deler overskuddsproduksjon med datasenteret også være en begrensende faktor. Maksimal effekt gitt tilgjengelig takareal er 2,0 MW (AC). Figur 4 viser at det er liten forskjell i verdi per MW for installert effekt på 5,0 MW og 5,91 MW, men effekt på 5,91 MW vil ha større absolutt verdi av delingsordningen enn 5,0 MW.

For installert effekt på 2,0 MW, viser figuren tydelig at absolutt verdi reduseres kraftig sammenliknet med effekt på 5,0 eller 5,91 MW.

Figur 3: Normalisert verdi av delingsordningen som funksjon av installert effekt mellom 50 og 200 prosent av samlet sommertopplast viser at de analyserte casene har en optimal installert effekt. Verdi som prosent av maksverdi langs y-aksen og installert effekt som prosent av sommertopplast langs x-aksen.



For Case datasenter er den reelle optimale installerte effekten 5,0 MW, som er maksimal effekt tillatt i delingsordningen. For å oppnå en installert effekt på 5,0 MW må datasenteret samlokaliseres med 2,5 tilsvarende lagerbygninger (med hensyn på tilgjengelig takareal) som kun deler overskuddsenergi til datasenteret. Alternativt kan installert effekt økes opp mot 5,0 MW med kun ett lagerbygg ved å installere effekt på andre flater, for eksempel ved installasjon av bakkemontert sol. I følgende resultater for casene vil det være den optimale installerte effekten som ligger til grunn.

Case	Optimal installert effekt [% sommertopplast]	Optimal installert effekt [MW (AC)]
«Logistikk»	100%	0,96
«Fryselager»	90%	1,13
«Datasenter»*	85%	5,0
«Industri»	75%	0,95

*Begrenset av maksimal effekt på 5,0 MW og uavhengig av tilgjengelig takareal på lagerbygning.

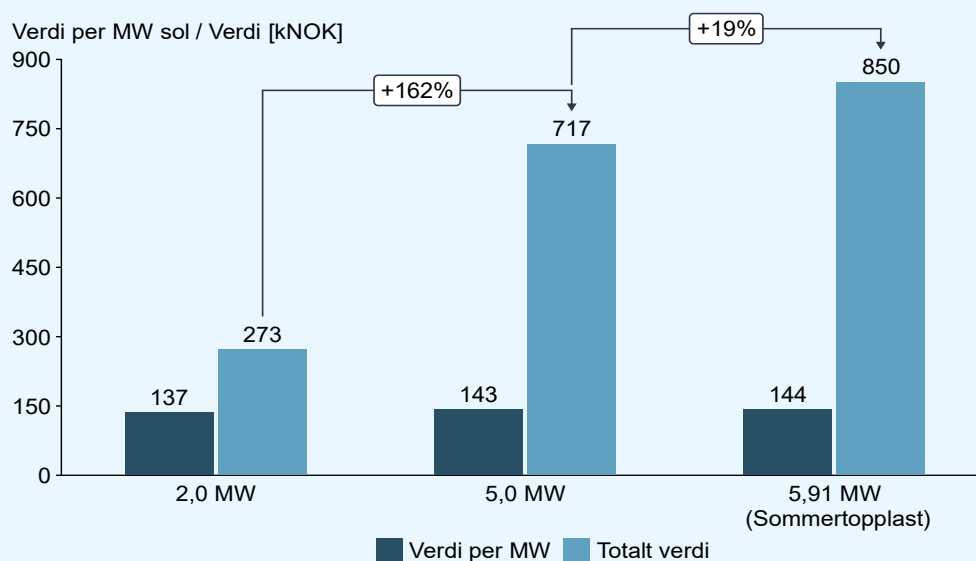
2.2.6 Delingsgrad, som bestemmes av underliggende forbruk, er avgjørende for verdien i delingsordningen

Videre er alle case analysert med elavgiften på analysetidspunktet (2025) og den vedtatte elavgiften i statsbudsjettet for 2026, som er vesentlig lavere enn elavgiften i 2025. I det følgende diskuteres først verdien av delingsordningen med elavgift per 2025.

Verdien av delingsordningen bestemmes av tre hovedkomponenter i strømregningen til deltakerne: elavgiften, effektleddet og tariff på innmating av produksjon. Delingsordningen medfører at elavgift og tariff for innmatet produksjon fjernes på energi som deles mellom aktørene. I tillegg vil det være en besparelse i effektleddet hos mottakeren av den delte energien dersom topplasten reduseres. For alle analyserte case vil verdi fra komponenten tariff på innmatet produksjon alltid være lineær med mengden delt energi, altså desto mer energi som tidligere ville blitt eksportert til nettet, men som nå deles via delingsordningen, desto større absolutt verdi fra denne komponenten.

Verdien av delingsordningen fordelt på komponentene elavgift, effektledd og tariff på innmatet produksjon varierer mellom de fire casene og er vist i Figur 5 per MW (AC) installert effekt. Case datasenter og fryselager har

Figur 4: Verdi per MW sol og absolutt verdi av delingsordningen i Case datasenter for 5,0 MW installert effekt sammenliknet med installert effekt på 2,0 MW og 5,91 MW (sommertopplast).



størst verdi av delingsordningen, deretter følger Case logistikk, mens Case industri har lavest verdi av delingsordningen blant de undersøkte casene. Dette kan forklares ved å se resultatene i sammenheng med forbruket til aktøren som mottar overskuddsproduksjon via delingsordningen.

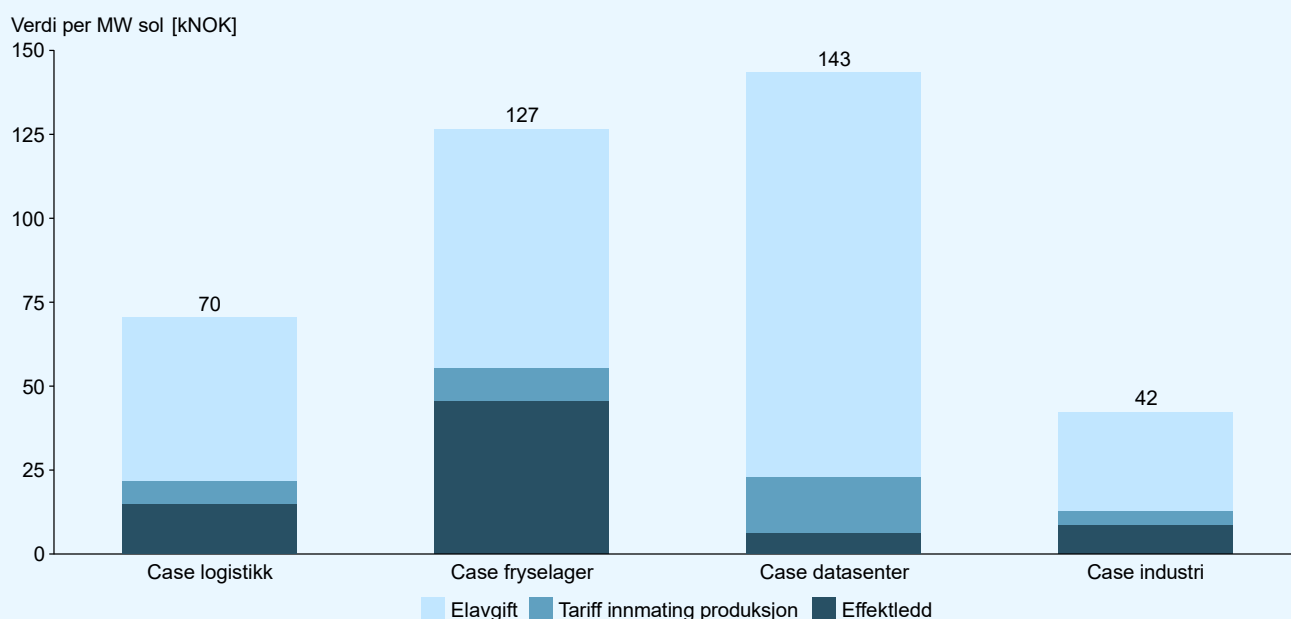
Energi deles kun mellom aktørene i timer med overskuddsproduksjon, det vil si i timer der energi produsert fra solcelleanlegget overgår selvforbruk for aktøren med installert effekt. Delingsgrad defineres som andelen av total energiproduksjon fra solceller som deles med andre aktører enn den som selv har installert effekt. Dette, og andel selvforbruk, er vist for hvert case i Figur 6.

Desto større samsvar mellom høyt forbruk hos mottaker og høy egenproduksjon hos avsender, desto mer energi vil deles i delingsordningen og desto høyere delingsgrad. Dette er for eksempel tilfellet mellom forbruksprofilen til fryselageret og datasenteret, og produksjonsprofilen til solceller på lageret, i Case fryselager og datasenter. Besparelsen som kommer av delingsordningen, eller verdien av delingsordningen, bestemmes ut fra hvor mye energi som deles mellom aktørene. Det er derfor forventet at høy delingsgrad vil gi høy verdi av delingsordningen.

For Case fryselager og datasenter viser Figur 6 at summen av selvforbruk og delt energi er nesten 100 prosent, noe som betyr at all energi produsert fra solcelleanlegget brukes innad i næringsparken, tilnærmet uten eksport av overskuddsproduksjon til nettet. For Case datasenter er delingsgraden svært høy, over 90 prosent. Samtidig viser Figur 5 at mesteparten av verdien i delingsordningen for dette caset kommer fra elavgiften. I dette caset vil optimal installert effekt gi høy energiproduksjon i forhold til lagerets forbruk, noe som resulterer i lavt selvforbruk fra lageret. Dette, kombinert med datasenterets forbruksprofil, som samsvarer godt med produksjonsprofilen, gjør at en stor andel av produsert energi deles med datasenteret. Besparelsen med delingsordningen i dette caset kommer i stor grad fra at denne delte energien er unntatt elavgift. Samtidig kommer noe besparelse fra reduksjon av tariff på innmatet produksjon, fordi deling av energi fra lageret til datasenteret nærmest eliminerer eksport av overskuddsproduksjon til nettet.

Figur 6 viser at Case fryselager har en tilsvarende høy delingsgrad, slik som delingsgraden i Case datasenter, samtidig som verdien av delingsordningen per MW sol er høy sammenliknet med andre analyserte case. For Case

Figur 5: Verdi av delingsordningen fordelt på komponentene elavgift, tariff for innmating av produksjon og effektledd for hvert case.



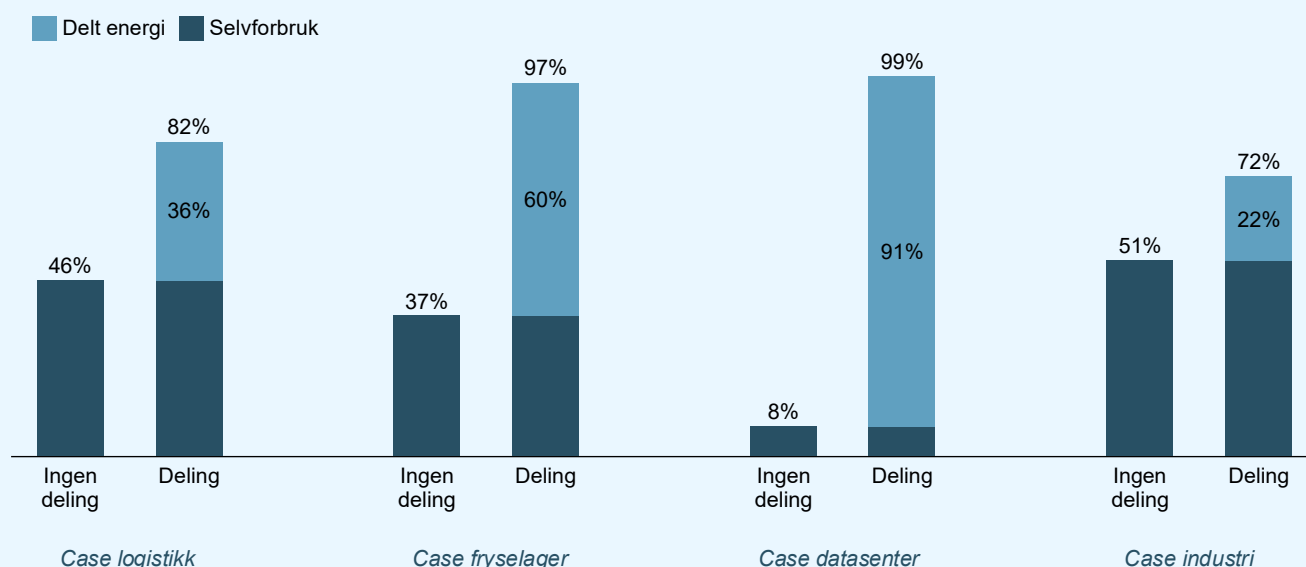
fryselager kommer verdien av delingsordningen av fritak for elavgift på delt energi og reduksjon av tariff for innmating av produksjon, men også fra redusert topplast hos fryselageret som mottar energi, noe som reduserer effektleddet til denne aktøren. Figur 5 viser at en viktig andel av besparelsen fra delingsordningen kommer av redusert effektledd i dette caset. I Case fryselager er det høy korrelasjon mellom energiproduksjon fra takmonterte solceller og topplast for fryselageret. Den delte energien bidrar dermed til å redusere topplast hos fryselageret, noe som reduserer effektleddet. Dermed oppstår ytterligere sparing, i tillegg til fritak fra elavgiften og reduksjon av tariff for innmatet produksjon.

For Case logistikk og industri viser Figur 6 at delingsgraden er lavere, henholdsvis 82 og 72 prosent, samtidig som selvforbruksgraden er høyere for disse casene enn for Case fryselager og datasenter. I Case logistikk og industri har aktøren med installert effekt høyere forbruk i forhold til produsert energi, slik at andelen av egenprodusert energi som går til selvforbruk øker. Dette medfører at en mindre andel av den egenproduserte energien er tilgjengelig for deling med aktørene uten installert effekt. I tillegg er den totale andelen av selvforbruk og delt energi lavere enn i Case fryselager og datasenter, som betyr at en større andel av overskuddsproduksjonen eksporteres til nettet. I Case logistikk og industri er det dårligere samsvar mellom

forbruksprofilene til mottakeraktørene og produksjonsprofilen.

I Case logistikk består aktørene som mottar delt energi av lagerbygninger. Disse aktørene har et forbruk der topplast oppstår på vinteren. Forbruket til disse aktørene har sammenheng med aktivitet i lageret, men vil derimot være mindre avhengig av utendørstemperatur og solinnstråling, i motsetning til forbruket hos et fryselager. Dette medfører dårligere korrelasjon med produksjonsprofilen. Industrien i Case industri er ikke kraftkrevende og bruker primært andre innsatsfaktorer. Dette medfører at disse industriaktørene har størst forbruk vinterstid med en forbruksprofil som avhenger av produksjonsplanen til hver aktør. Kontor- og administrasjonsaktørene i dette caset har også topplast om vinteren, med forbruksprofiler som har en dag-natt-variasjon i sammenheng med typiske arbeidstider. Mottakerne i Case logistikk og industri har derfor et forbruk som avhenger av aktivitet og som er mindre korrelert med temperatur og solinnstråling. I enkelte timer med overskuddsproduksjon fra solcelleanlegget vil det relativt sett være lav aktivitet hos aktørene som mottar delt energi i Case logistikk og industri, slik at disse ikke klarer å absorbere all den delte energien og eksport oppstår. Dette medfører lavere oppnådd verdi av delingsordningen. Videre har aktørene som mottar delt energi i Case logistikk og industri topplast om vinteren, slik at delt energi i begrenset grad oppnår

Figur 6: Andel av total egenproduksjon som går til selvforbruk og som deles via delingsordningen for hvert case.



netto reduksjon av topplasten hos disse aktørene, som medfører at sparing fra effektleddet er mindre sammenliknet med et case der mottaker har topplast om sommeren.

2.2.7 Besparelsen fra redusert effektledd avhenger av dimensjonering av produksjonsanlegg

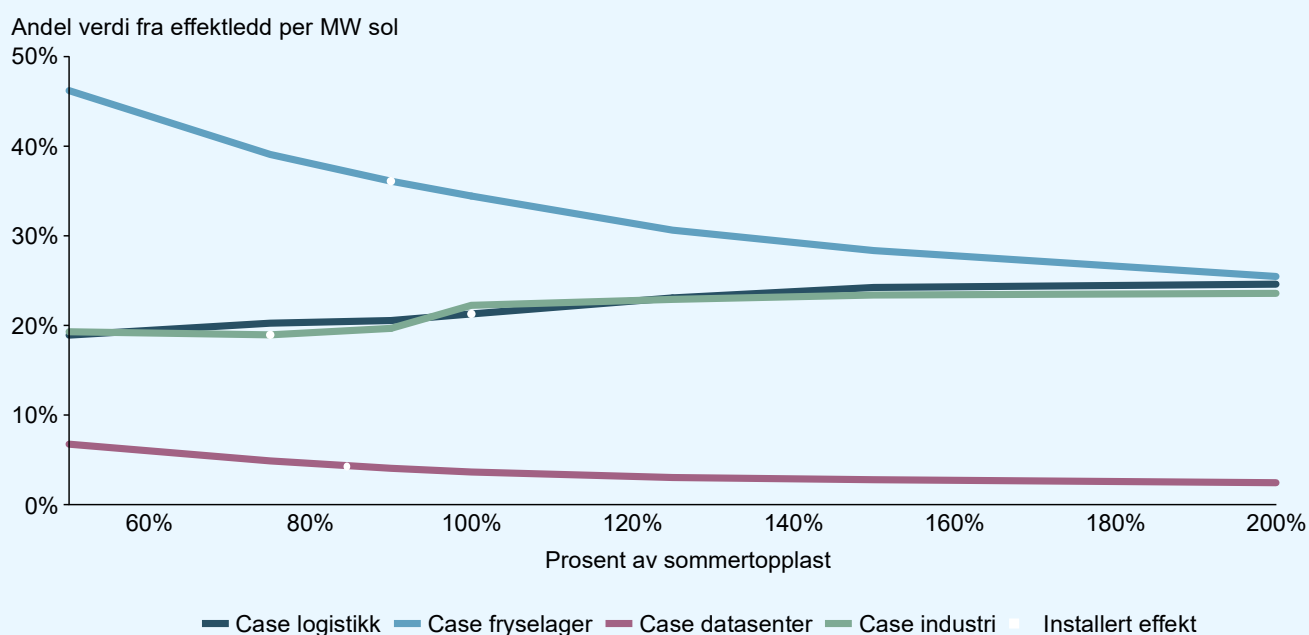
Besparelsen fra effektleddet har sammenheng med dimensjoneringen av solcelleanlegget. Figur 7 viser andelen av delingsordningens verdi per MW (AC) som kommer fra effektleddet for installert effekt mellom 50 og 200 prosent samlet sommertopplast. De hvite markeringene viser optimal installert effekt, som definert i kapittel 2.2.5. Verdien fra effektleddet øker for Case logistikk og industri når installert effekt øker, mens den reduseres for Case datasenter og fryselager. For Case fryselager og datasenter vil økende installert effekt i hovedsak gi økende besparelse via redusert elavgift, noe som reduserer andel besparelse fra effektleddet. For Case logistikk og industri er det fortsatt potensial for å redusere topplast ved å øke størrelsen på solanlegget. I sommermånedene vil man få ut mer reduksjon av topplast per MW installert effekt, siden toppforbruket faller sammen med soltimene på dagtid. Samtidig er det begrenset hvor mye ekstra besparelse man får fra elavgift,

fordi mottakerne ikke klarer å absorbere all den delte energien, størsteparten av økningen eksporteres til nettet i timer der anlegget ikke bidrar til å redusere topplast. Andelen besparelse fra effektleddet vil derfor øke relativt sett.

2.2.8 Reduksjon av effektledd kan være en viktig komponent i verdien av delingsordningen for enkelte case

Datasenteret i Case datasenter har et kontinuerlig høyt forbruk, noe som begrenser sparing fra effektleddet. Energi delt til datasenteret vil redusere topplast for datasenteret i timene med produksjon, men siden forbruket er kontinuerlig høyt, vil forbruket i timer uten sol allikevel være uendret høyt, slik at netto reduksjon av topplast for datasenteret i sommermånedene vil være begrenset. Figur 8 er en stilisert fremstilling av topplast hos et datasenter sammenliknet med topplast hos et lager. Figuren viser at for en aktør med topplast på dagtid og lavt forbruk ellers (lager) så bidrar deling av overskuddsenergi fra solcelleanlegg til å netto redusere topplasten. For det eksemplifiserte datasenteret derimot, bidrar deling av overskuddsenergi til å redusere topplasten på dagtid, men fordi forbruket er kontinuerlig høyt, viser figuren at topplasttiden i praksis flyttes til en time uten

Figur 7: Andelen verdi fra effektleddet per MW installert effekt når effekt varierer mellom 50 og 200 prosent av sommertopplast. Normalisert verdi per MW sol langs y-aksen og installert effekt som prosent av sommertopplast langs x-aksen.



energiproduksjon fra solcelleanlegget. Dermed er netto reduksjon av topplast begrenset. Dette betyr at i et case der energi deles med en aktør som har kontinuerlig høyt forbruk, så vil besparelse med delingsordningen hovedsakelig komme fra elavgiften, mens reduksjon i effektleddet vil være av mindre betydning.

2.2.9 Effekten av redusert elavgift

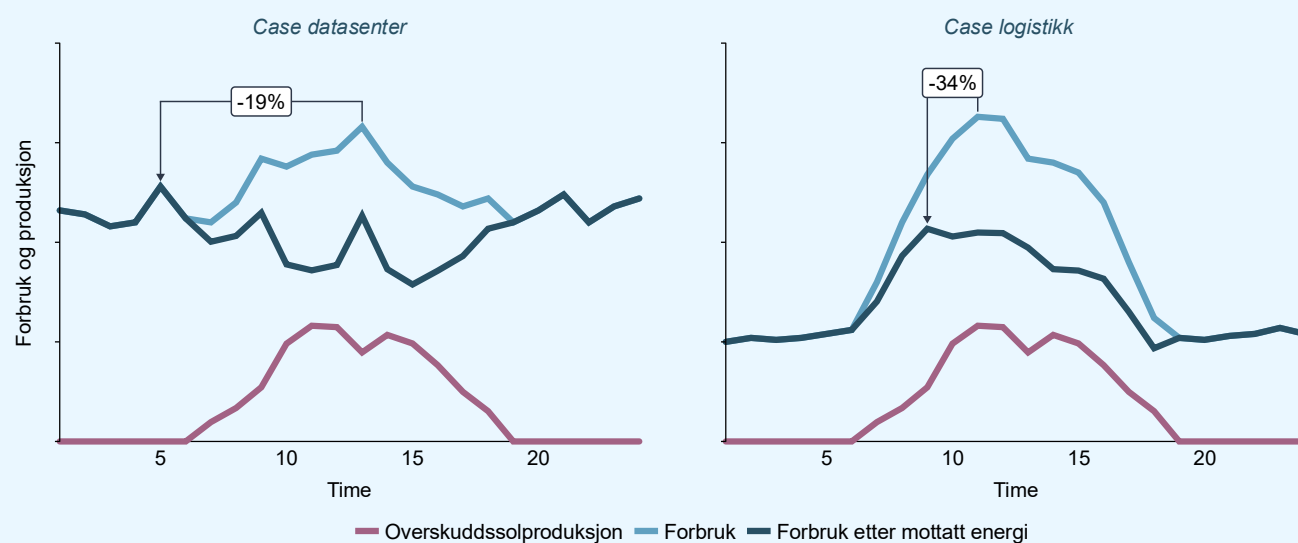
Elavgiften vedtatt av regjeringen for 2026 er betraktelig lavere enn elavgiften i 2025. Verdien av delingsordningen kommer fra en kombinasjon av spart elavgift, redusert topplast hos mottaker og spart tariff på innmatet produksjon. Når elavgiften reduseres, vil komponenten som kommer fra spart elavgift bli redusert tilsvarende. Figur 9 viser dette tydelig for alle case, samt at den totale verdien av delingsordningen reduseres betydelig. Case datasenter der verdien i delingsordningen i stor grad kommer fra spart elavgift får en spesielt kraftig reduksjon av verdien i delingsordningen.

Figur 9 viser at nivået på elavgiften er viktig for verdien av delingsordningen. Med den vedtatte elavgiften på 7,13 øre/kWh vil besparelse fra effektleddet, gjennom redusert topplast, bli en viktigere årsak til besparelse med delingsordningen i mange tilfeller. Verdien av delingsordningen blir da i større grad avhengig av at aktøren som mottar delt energi har en forbruksprofil som

korrelerer godt med solenergiproduksjonsprofilen, slik at netto reduksjon av topplast og tilhørende reduksjon i effektleddet oppnås. En slik utvikling fremkommer av Figur 9. Case fryselager har minst reduksjon av verdien i delingsordningen med vedtatt elavgift for 2026 av de fire analyserte casene. Case fryselager er også det caset der størst andel av verdien av delingsordningen kommer fra effektleddet og det caset med størst samlet andel fra effektledd og tariff på innmatet produksjon. Case datasenter der en svært liten andel av verdien i delingsordningen kommer fra de andre komponentene, effektledd og tariff på innmatet produksjon, har den største reduksjonen i besparelse med den vedtatte elavgiften for 2026. For Case logistikk og industri kommer henholdsvis 21,3 og 20,9 prosent av verdien i delingsordningen fra effektleddet. Videre har disse casene tilnærmet lik prosentvis reduksjon av verdien i delingsordningen med den nye vedtatte elavgiften.

Når andelen av verdien i delingsordningen som kommer fra fritak fra elavgift reduseres grunnet lavere elavgift vil de to andre komponentene få mer betydning for den samlede verdien av delingsordningen. Dette betyr at reduksjon av verdien av delingsordningen med vedtatt elavgift blir mindre i tilfeller der andelen besparelse som opprinnelig kommer fra effektledd og tariff på innmatet produksjon er mer betydningsfull. Figur 9 viser at spesielt

Figur 8: Illustrasjon av forbruksprofilene til et datasenter og et lager før og etter mottak av delt energi viser at en forbruksprofil med et kontinuerlig høyt forbruk (datasenter) oppnår lavere reduksjon av topplast. Dette er et stilisert eksempel.



effektledet blir en viktigere komponent for verdien av delingsordningen med den vedtatte elavgiften.

2.2.10 Hvordan kombinasjonen sol og batteri påvirker økonomien til produsent og forbruker

Som en del av arbeidet har vi undersøkt økonomien i å kombinere solcelleanlegg med batterier bak måleren, innenfor delingsordningen. Dette kan påvirke økonomien i prosjektene på flere måter:

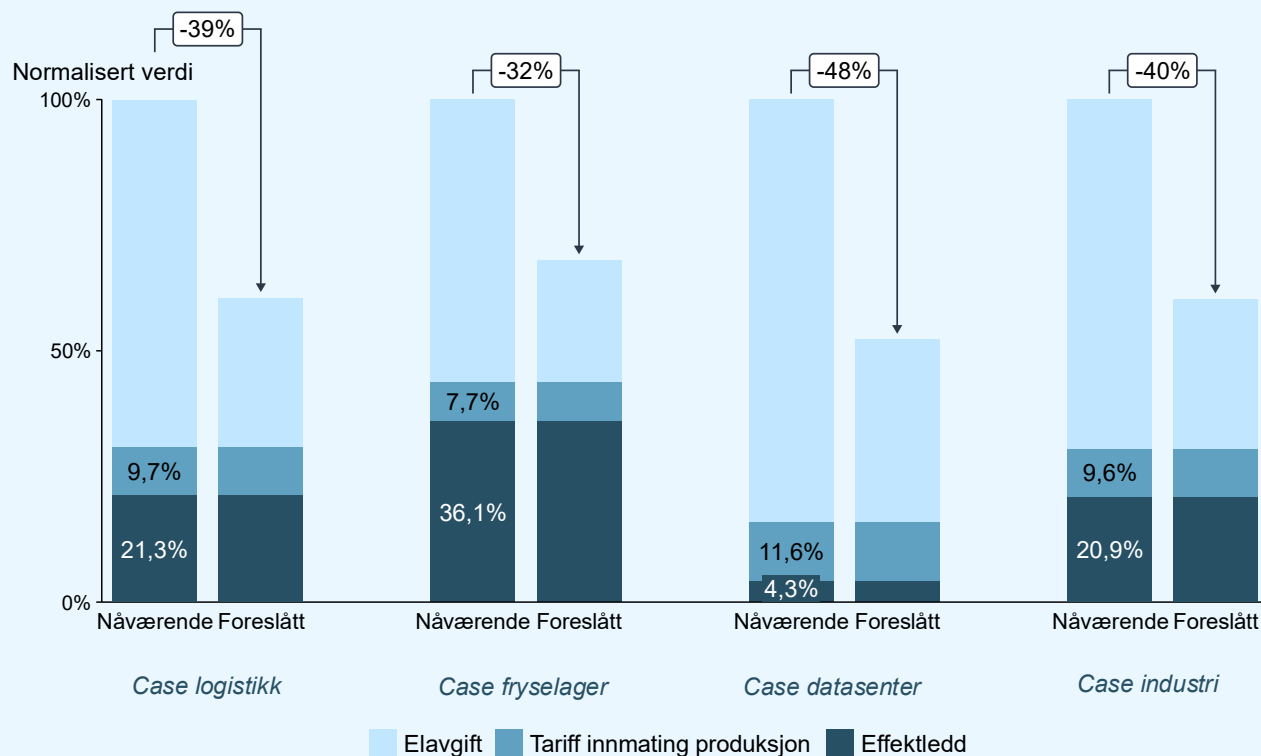
1. **Energiarbitrasje:** Kjøp av energi til lav pris og salg til høyere pris
2. **Øke selvforbruk:** Lagring av energi produsert gjennom for eksempel sol på tak for bruk ved senere tidspunkt når spotprisen er høyere, eller for å unngå skatter og avgifter
3. **Reduksjon av effektledd:** Utjevning av forbruk over tid for å oppnå lavere effektledd på nettleien
4. **Deltakelse i Statnetts reservemarkeder:** Fleksible batterier kan bidra i alle Statnetts reservemarkeder for frekvens- og energibalanisering av strømmettet
5. **Lokale fleksibilitetsmarkeder:** Enkelte nettselskap har lokale fleksibilitetsmarkeder som batterier kan delta i

6. **Nød- eller reservestrom:** Selv uten et formelt marked kan batterier tilby raskere responstid eller billigere energi/effekt enn andre løsninger, og brukes i avtaler om tilknytning på vilkår ved aktivering av TPV eller gjennom verdi av egenberedskap ved utfall av nett.
7. **Nettstøtte:** Batterier kan støtte nettet gjennom spenningskontroll, enten ved at nettselskap eier batteriene selv eller gjennom inngåtte avtaler

I det videre fokuserer vi på de tre første punktene, som representerer inntektsstrømmer knyttet til spot-markedet og reduserte nettleiekostnader. Det er også gjennom disse markedene delingsordningen vil skape verdi.

Analysen tar utgangspunkt i optimal størrelse av solcelleanlegg for maksimering av verdi per MW (AC) fra foregående analyser, kombinert med batterier med samme installerte effekt, men ulik energilagringskapasitet. I resultatene legges den vedtatte elavgiften for 2026 på 7,13 øre/kWh til grunn. Vi har testet batterier med henholdsvis 1, 2 og 4 timers lagringskapasitet. Resultatene viser at installasjonen av batteri sammen med solceller gir lav verdi når optimaliseringen kun gjøres mot spotpris innenfor delingsordningen, som illustrert i Figur 10. For alle case og batteristørrelser ligger verdien av

Figur 9: Normalisert verdi av delingsordningen fordelt på komponentene elavgift, tariff innmatet produksjon og effektledd for hvert case. Ved vedtatt elavgift for 2026 på 7,13 øre/kWh reduseres verdien av delingsordningen grunnet lavere bidrag fra komponenten elavgift.



batteriet under annuitetskostnaden. Videre øker verdien kun marginalt med større energilagringskapasitet.

Årsaken er at verdien av å lagre solenergi for senere egenbruk eller salg tilbake til nettet er begrenset. Batteriet kan også skape verdi gjennom reduksjon av nettariffer og spotprisarbitrasje, men disse verdidriverne viser lav lønnsomhet, særlig for forbrukere med høyere tariffer og avgifter på forbruk enn på leveranse av energi grunnet elavgift. Reduksjonen i effekttariff blir dessuten marginal, ettersom den dimensjonerende lasten ofte oppstår over flere timer med relativt jevnt forbruk. En merkbar effekt ville kreve et batteri med svært lang varighet, noe som igjen vil føre til en høyere investeringskostnad som antagelig ikke vil bli rettfærdiggjort av den økte verdien av redusert effekttariff.

En batteriinvestering krever derfor andre inntektskilder. De to mest åpenbare er deltakelse i Statnetts reservemarkeder, som oppgis som inntektskilde av flere større batteriinvesteringer i Norge⁷⁸. Eller bruk av batteriet for å redusere nettbelastningen i et område og dermed

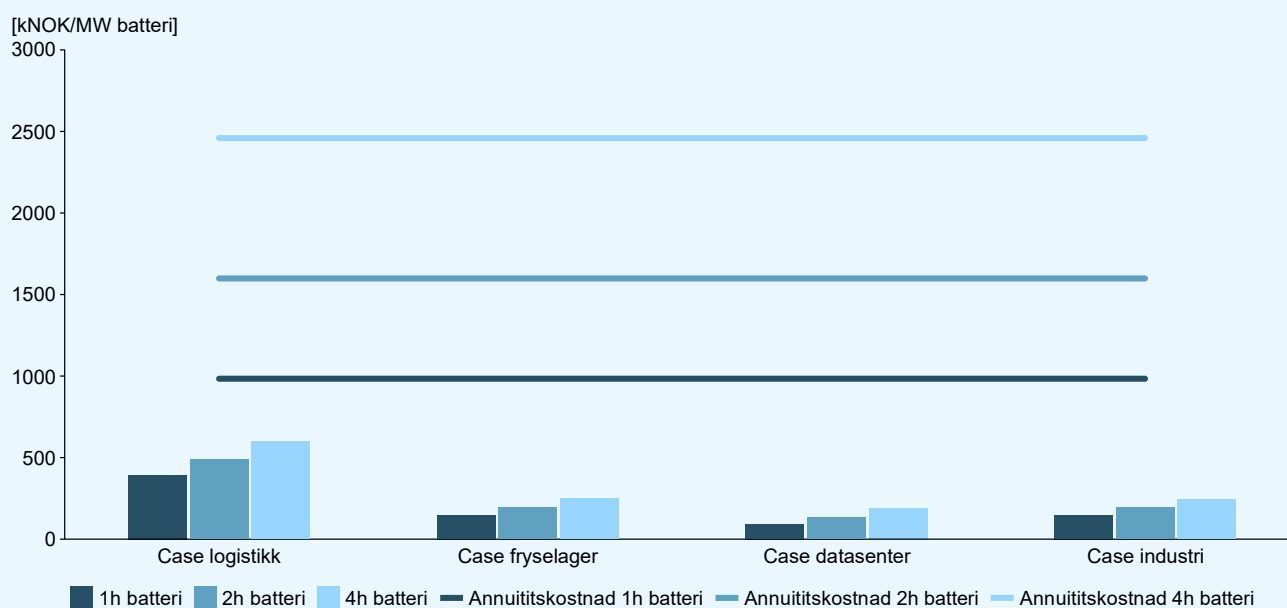
muliggjøre tilknytning av flere kunder. Man har sett i Norge⁹ og i utlandet¹⁰ at enkelte aktører har svært høy betalingsvillighet for å få tilgang til energi.

2.2.11 Hvordan kombinasjonen sol og batteri påvirker topplast og dermed økonomien i strømmettet

For nettselskapet er topplasten av stor betydning for kostnadene i nettet. Det er derfor vesentlig om investeringer gjort under delingsordningen kan forventes å påvirke denne.

Figur 11 viser at installasjon av et batteri ikke nødvendigvis fører til en reduksjon av topplasten, topplasten er høyere i case logistikk ved installasjon av solcelleanlegg og et batteri med 4 timers lagringsvarighet (vist i figuren som 4h). Videre ser man at man får den største reduksjon i topplast ved batteristørrelse på én time, mens den øker fra dette bunnpunktet for alle case. Dette skjer fordi en aktør som installerer batteri ikke nødvendigvis har topplast i samme time som hele området, og kan dermed øke sin last i denne timen uten høyere effektledd dersom det gir

Figur 10: Illustrasjon av verdien et batteri gir for delingsordningen sammenlignet med samme case med kun sol for forskjellige størrelser på batterilagringskapasiteten. Her tar vi med verdien batteriet hadde hatt uavhengig av delingsordningen, og med delingsordningen. Vi antar en kapitalkostnad på 6 prosent, en levetid på 15 år og ingen degradering i utregningen av den annuiserte kostnaden for batteriet.



⁷ Europower.no

⁸ Solgrid.no

⁹ Energiwatch.no

¹⁰ wsj.com

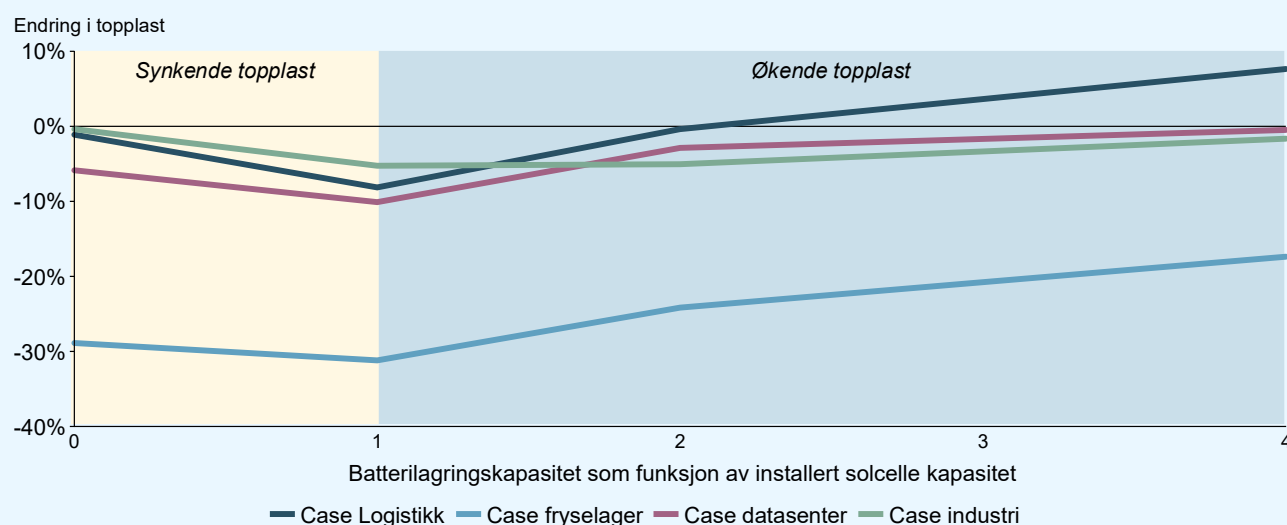
høyere inntekt fra spotprisarbitrasje. Det kan også lønne seg å akseptere noe høyere effektledd hvis inntekten fra spotmarkedet er svært høy. Med større innslag av variabel kraftproduksjon kan koblingen mellom høy last og høy pris svekkes ytterligere slik at man kan ha lav pris mens det lokale nettet har høy belastning. Nettselskapet kan derfor ikke uten videre legge til grunn at batteri automatisk reduserer nettbelastningen uten en form for avtale.

2.2.12 Hvordan økt lokal kraftproduksjon og deling påvirker topplast og kostnader i nettet

Nettselskapet tar hensyn til samvariasjonen av laster i et område når de bygger ut, dimensjonerer og lar nye kunder tilknytte seg nettet. Disse vurderingene må nettselskapet gjøre som ansvarlig for nettet, og de har allerede tatt høyde for samvariasjonen mellom eksisterende aktører i området som helhet og innad i et næringsområde. Til sist er hva som utgjør dimensjonerende topplast i et område ikke alltid opplagt. I enkelte områder kan sommeren være mest utfordrende grunnet temperaturgrenser på linjer eller forbruksmønster, mens dimensjonerende topplast andre steder oppstår på vinteren. Det er ikke nødvendigvis topplastperioden til den spesifikke næringsparken som er avgjørende, men hvordan topplasten til andre aktører eller områder samvarierer med denne.

Tross alle utfordringer med å legge til grunn at sol og batteri kan bidra til nye tilknytninger til nettet, er det interessant å belyse potensialet. For å analysere dette potensialet undersøker vi hvor mye man teoretisk kunne redusert topplasten i hvert case med optimal dimensjonering av solenergi, kombinert med samme effekt på batteri og ulike størrelser på batteriets lagringskapasitet. Figur 11 viser resultatene fra denne analysen, der y-aksen viser reduksjon i topplast per MW (AC) installert sol og batteri, mens x-aksen viser størrelsen på batteriet som funksjon av installert effekt sol og batteri. Av figuren kan man observere at case fryselager og case datasenter får en vesentlig reduksjon av topplast gjennom installasjon av kun sol. Dette skyldes at topplasten i disse casene forekommer i timer med solenergiproduksjon. For case logistikk er det en liten reduksjon, men den er marginal. Videre ser man at det for alle case er en vesentlig økning i reduksjonen av topplast ved ett times batteri, men økningen er mindre for de casene som allerede får redusert topplast ved kun installasjon av sol.

Figur 11: Illustrasjon av hvordan installasjon av sol og batteri bidrar til endring i topplast i de ulike casene. Y-aksen viser endring i prosent i topplast over hele året sammenlignet med caset uten installasjon av sol og batteri. Negative tall betyr altså en reduksjon i topplast, positive tall en økning.



2.3 Oppsummering

Sol på tak og fasade, eventuelt kombinert med batterier, er teknologiene som anses aktuelle for delingsordningen gitt dagens tekniske, økonomiske og regulatoriske rammebetingelser. Andre teknologier kan være aktuelle for lokal energiproduksjon i næringsområder, men krever endring av regelverk eller modning av teknologien.

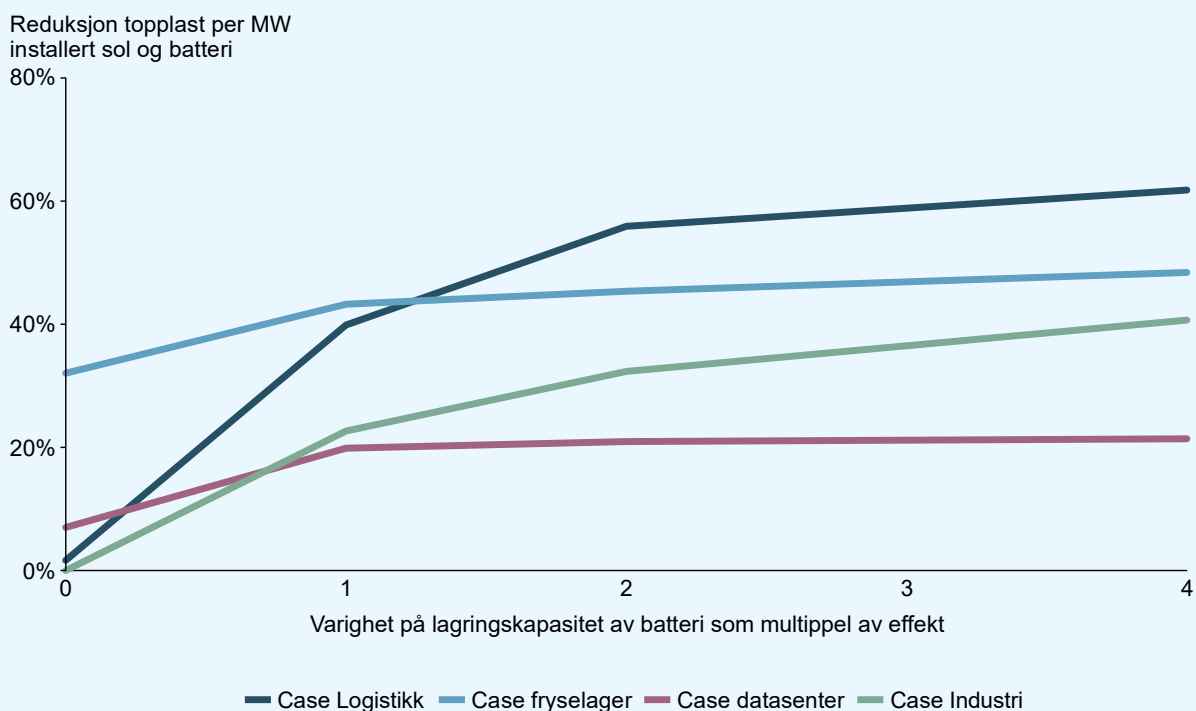
Sol i Norge kan være lønnsomt, men krever en kombinasjon av skala, selvforbruk eller lavt avkastningskrav. Delingsordningen bidrar til økt lønnsomhet gjennom reduksjon av elavgift, avgift på produksjon og redusert effektledd på nettleien. Verdien fra energiledd i nettleien og strømkostnader kanselleres mellom produsent og forbruker. Delingsordningens verdi avhenger av sammensetningen av aktører. Dette er analysert gjennom fire case: datasenter og lager, fryselager og lager, logistikkområde, samt industriområde med administrasjon og kontorbygg. Med elavgiften for 2025, ville dette vært det viktigste verdielementet på tvers av alle caser. Effektledet gir også betydelig verdi i case med stor variasjon mellom dag- og nattetopplast i

sommerhalvåret, som gjelder alt forbruk, unntatt datasenteret. Ved lavere elavgift blir effektledet enda viktigere. Verdien fra effektledet er imidlertid mer usikker enn øvrige elementer, da det er stokastisk knyttet til når topplast oppstår.

Delingsordningen gir størst verdi ved deling til aktører som har temperatur- og solenergikorrelet forbruk, slik som fryselager og datasenter med økt kjølebehov ved høye temperaturer. Verdien varierer også med retningen på delingen: deling fra datasenter til lager gir høyere verdi enn motsatt tilfelle ved samme installerte effekt, da datasenterets forbruksprofil passer bedre med solenergiproduksjon og resulterer i mindre delt energi.

En batteriinvestering som kombineres med sol vil ikke være økonomisk lønnsomt selv med delingsordningen ved kun styring mot spotpris og reduksjon av nettleie og avgifter. Andre inntektskilder er nødvendige for batteriet, som Statnetts reservemarkeder eller tjenester til lokale nettselskap.

Figur 12: Reduksjon i topplast per MW installert sol og batteri som funksjon av batteristørrelse for fire ulike case. X-aksen viser lagringskapasiteten til batteriet som multiplum av installert effekt, mens y-aksen viser relativ reduksjon i topplast.



03

Drivere for og barrierer mot lokal kraftproduksjon og lagring

I dette kapittelet analyseres sentrale drivere og barrierer som påvirker aktørers beslutninger om investering i lokal kraftproduksjon og energilagring. De økonomiske beregningene fra casestudiene gir et kvantitativt grunnlag for vurdering av lønnsomhet, men investeringsbeslutninger formes også av en rekke tilleggsmomenter. Incentiver som offentlige støtteordninger, tilgang til gunstige finansieringsløsninger og muligheten til å styrke eiendommers markedsmessige attraktivitet bidrar i mange tilfeller til økt investeringsvilje. Samtidig kan usikkerhet knyttet til fremtidige kraftpriser, administrative og tekniske kostnader, samt konkurrerende arealbruk dempe interessen for slike prosjekter. Investering i lokal produksjon fremstår dermed som et komplekst strategisk valg, der både økonomiske, regulatoriske og organisatoriske forhold inngår i aktørenes beslutningsgrunnlag.

Samlet viser analysen at investeringsbeslutninger innen lokal kraftproduksjon i betydelig grad påvirkes av samspillet mellom økonomiske incentiver og praktiske gjennomføringsforhold. Flere av barrierene fremstår som strukturelle og rammebetingede, mens driverne i dag i større grad er situasjonsavhengige og knyttet til enkeltaktørers strategiske prioriteringer. Med dagens rammevilkår fremstår den samlede effekten av barrierene som mer betydelig enn effekten av driverne. Dersom ambisjonene for økt utbygging av lokal kraftproduksjon skal realiseres, forutsetter dette en styrking av incentivene og en reduksjon av de regulatoriske og administrative hindrene som i dag begrenser investeringsviljen.

3 Drive og barrierer mot lokal kraftproduksjon og lagring

Det er mange forhold (drive og barrierer) som påvirker om en aktør velger å investere i lokal kraftproduksjon. I tillegg til de kvantifiserte inntektene og utgiftene, som beregnet i casestudiene, kan det være andre forhold som påvirker om en aktør velger å investere i lokal kraftproduksjon og lagring. For eksempel kan Enova-støtte og ønske om å tiltrekke seg leietakere gjøre at flere investerer, mens alternativ verdi av plass, samt administrasjonskostnader kan gjøre at færre investerer.

Summen av drive og barrierer må være positiv for at en aktør skal velge å investere i lokal produksjon. I det kommende avsnittet presenteres funn av både økonomiske og mer kvalitative barrierer og drive mot lokal kraftproduksjon og lagring.

3.1 Økonomiske drive og barrierer

Hovedutfordringen med solcelleanlegg økonomisk er kombinasjonen av at så godt som alle kostnader ved investeringen kommer umiddelbart som investeringskostnad, samtidig som all inntekt og besparelser fordeles jevnt over levetiden til anlegget (30 år) og er sterkt avhengig av fremtidige kraftpriser, samt kapitalkostnader. Dermed vil det alltid være en viss usikkerhet i faktisk verdi på investeringen.

Før delingsordningen for næringsområder ble vedtatt, har rammevilkårene for lokal kraftproduksjon (sol på tak) vært kjennetegnet av nettoavregning (samlet avregning for forbruk og egenproduksjon) av at forbruk av produksjon i eget bygg har vært fritatt for elavgift og ved en anledning til å mate inn strøm på nettet ved overskudd. Disse rammevilkårene har vært tilstrekkelig for å motivere eiere av bygg med store solrike takflater, og høyt samtidig forbruk, til å investere i lokal kraftproduksjon. For eksempel har ASKO installert 6 MWp produksjonskapasitet på sitt anlegg i Vestby.

Slik vi forstår det, var noe av bakgrunnen for delingsordningen, at den fordelen en del store byggeiere hadde, også skulle kunne oppnås av flere mindre bygg i kombinasjon. Da regjeringen annonserte delingsordningen i desember 2024 uttalte energiministeren at «Målet med ordninga er å stimulere til ny fornybar kraftproduksjon, utan større naturinngrep og med minst mogleg negativ verknad på kraftsystemet. Me trur ordninga kan utløse investering i mange nye produksjonsanlegg, og samtidig hjelpe næringsverksemdar med å få ned energikostnadene sine gjennom å investere i egen produksjon» (Regjeringen [\(2024\)](#)).

Økonomiske drive og barrierer

- ✓ **Kraftpriser generelt**
Kraftprisen har vært høy en periode, og det har skapt bevissthet om at den kan bli høy igjen. Solkraftanlegget gir forutsigbarhet på kostnaden for produsert kraft fremover i tid
- ✓ **Solkraftpris som andel av kraftpris (LCOE)**
Gode solcelleanlegg kan oppnå lavere pris per produserte kWh enn kraftprisen ved kjøp av strøm fra nett.
- ✓ **Spart nettleie**
Ved bruk av egenprodusert energi fortrenses kjøp av kraft fra nett, og da sparer man på nettleia. Hovedsakelig gjelder dette energileddet, men det kan også være mulig å spare på effektleddet dersom solcelleanlegg for eksempel i kombinasjon med batteri reduserer maksimalt effektuttak tilstrekkelig.
- ✓ **Spart elavgift**
Det er fritatt fra elavgiften på lokalprodusert fornybar energi som man bruker selv.

- ✗ **Investeringskostnad**
Solcelleanlegg og batteri har høy investeringskostnad. Dette betyr ikke at det er veldig dyr energiproduksjon, men at størsteparten av kostnaden kommer up front.
- ✗ **Driftskostnad**
Det er lavt behov for vedlikehold på solcelleanlegg og batteri, men en må forvente en årlig driftskostnad.
- ✗ **Alternativ verdi av plass**
Solcelleanlegg på tak kan konkurrere mot for eksempel takterrasser eller andre tekniske installasjoner om arealbruk
- ✗ **Usikkerhet om fremtidig verdi av anlegg**
Endringer i markedsmessige forhold som strømstøtteordningen, reduksjon i elavgift og volatil kraftpris skaper usikkerhet i fremtidig verdi av anlegget.
- ✗ **Transaksjonskostnader**
Det krever kunnskap, tid og samarbeid å få på plass en investering. Den økonomiske kostnaden ved bedriftens egeninnsats er transaksjonskostnadene.

Da forskrift for delingsordningen ble kunngjort 30. juni, var elavgiften (som kunne spares innenfor ordningen) 16,93 øre eks. mva. (sommersats). I statsbudsjettet ble denne endret til 7,13 øre, altså fra det tidspunktet delingsordningen skulle tre i kraft.¹¹ Med forslaget ville den viktigste gevinsten fra delingsordningen, nemlig delingen av elavgiftfritaket, reduseres med ca 60 prosent under sommersatsen, sammenlignet med det som lå til grunn for beregningene i høringsnotatet og aktørenes forventninger.

Et forhold som skaper transaksjonskostnader er det som ofte kalles eier/leietaker-konflikten, der det er eier av bygningen som må ta en investering i fornybare energiløsninger mens leietaker er den som nyter godene av reduserte kostnader og inntekt. Denne mismatchen mellom hvem som opplever drivere og barrierer kan føre til at prosjekt ikke gjennomføres, selv om prosjektet kan være lønnsomt for partene i sum. Denne utfordringen, som

i dag gjelder for enkeltbygg, med ulike eier og leietakere, kan bli enda større under delingsordningen, ettersom eieren (eventuelt en tredjepartsom eier solcelleanlegget på taket) ikke bare må forhandle med leietakerne han eller hun kjenner fra eget bygg, men også med andre byggs eiere, og eventuelt også leietakere.

3.2 Kvalitative drivere og barrierer

Det er ikke alle drivere og barrierer som er mulig å tallfeste økonomisk. Gjennom undersøkelser i markedet er det avdekket at det er en rekke mer kvalitative drivere og barrierer som er vel så viktige. Noen av disse driverne kan føre til en indirekte økonomisk gevinst, som for eksempel muligheten for leietakere som betaler bedre eller grønne lån med lavere rente. Ofte er det heller en totalvurdering av både økonomiske og kvalitative forhold som fører til en beslutning om å investere i lokale energiløsninger.

Kvalitative drivere og barrierer

- ✓ **Energi- og miljøinteresse**
Energi- og miljøhensyn kan utløse betalingsvilje eller aksept for lavere avkastning enn for andre investeringer. Dette kan skyldes at en gjennom investeringen kan oppnå andre økonomiske fordeler, som for eksempel grønne lån eller en forlenget leieavtale. Det kan også være ønske om å bli oppfattet med en viss miljøprofil, eller et genuint ønske om å gjøre den en kan for energi- og miljø.
- ✓ **Energi- og miljøsertifiseringer**
Ønske om, eller egenpålagt krav i en organisasjon, om sertifisering av en bygning innen en bærekraftstandard som for eksempel BREEAM.
- ✓ **Nettkø eller manglende effekt**
Mangel på tilgjengelig effekt i strømmettet og lang ledetid på kapasitetsøkning kan gi høy betalingsvilje for løsninger som muliggjør deler eller fullstendig utbygging i dag.

- ✗ **Regulatorisk usikkerhet**
Risiko for endret regelverk i fremtiden kan være en barriere, eksempelvis frykt for endringer i avgifter og nettleie som vil påvirke lønnsomhet negativt.
- ✗ **Teknologisk fremgang**
Kan være en barriere dersom en stadig avventer en investering i frykt for at teknologien det investeres i vil være avleggs om få år.
- ✗ **Beredskap**
Flere er interesserte i lokale energiløsninger fra et beredskapsperspektiv, der en ønsker å bli mer uavhengig av strømmettet.

¹¹ Elavgift ble i statsbudsjettet satt til 7,13 øre

3.3 Barrierene er store sammenliknet med driverne

Det har blitt bygget en god del solkraftanlegg de siste årene, men sett opp mot det totale antallet næringsbygg, er det i dag relativt få næringsbygg der det er etablert solcelleanlegg og/eller batteri, og enda færre der det er valgt å investere maksimalt. Det som kjennetegner de prosjektene som blir realisert, er at de har gode takflater og samtidig forbruk, og leietaker eller byggeier har særskilt høy betalingsvilje knyttet til energi- og miljøhensyn.

Det er i dag utbygd ca. 0,6 TWh med solenergi totalt i Norge, og ny utbygging har vært fallende siste to år og ligger an til å bli lavere i 2025 enn i 2022. Dette viser at summen av drivere og barrierer for lokal energiproduksjon fra solenergi, slik de er i dag, ikke er tilstrekkelig til at regjeringens mål om 8 TWh solkraft innen 2030 vil kunne nås.

04

Forretningsmodeller for investering, drift og deling av lokal kraftproduksjon

I dette kapittelet ser vi på hvordan barrierene kan reduseres ved hjelp av forretningsmodeller for investering, drift og deling av lokal produksjon - med andre ord hva som må til i praksis for å utløse lokal produksjon og deling. Vi ser både på etablerte og fremvoksende forretningsmodeller, og har inkludert modeller som er mer utbredt i andre land i Europa enn i Norge. Til slutt diskuterer vi hvordan delingsordningen bidrar til å øke attraktiviteten for de ulike forretningsmodellene, og dermed til å øke tempoet på utbygging av lokal produksjon og lagring.

Utgangspunktet for lokal produksjon og deling er at bygningseier selv invester i og eier energiløsningene. Erfaringene viser imidlertid at høye investeringskostnader, finansiell risiko og manglende kompetanse og incentiv hos bygningseiere, samt behov for koordinering mellom en rekke aktører, er sentrale barrierer for lokal produksjon og deling av energi. Tredjepartsmodellen, som allerede er veletablert for bygg med ulik eier og leietaker, adresserer disse utfordringene ved å overføre investeringer, eierskap og drift til en ekstern aktør. Dette reduserer behov for kapitalbinding hos bygningseier og sikrer profesjonell prosjektgjennomføring. Selv om tredjepartsmodellen kan redusere mange av barrierene for lokal energiproduksjon og deling av overskuddstrøm, gir den begrenset lokal kontroll og innflytelse over energiinfrastrukturen for næringsaktørene. En alternativ forretningsmodell som kombinerer profesjonell drift med lokalt eierskap, er et felleseid energiselskap. En fjerde type forretningsmodell er ESCo-modellen (Energy Service Company). I motsetning til de tre øvrige forretningsmodellene er verdiforslaget til en ESCO ikke investering og drift av energiløsninger, men leveransen av en energitjeneste.

Forretningsmodeller er viktige allerede i dag for å overvinne barrierene mot lokal energiproduksjon, og de vil være enda viktigere når delingsordningen trer i kraft ettersom behovet for koordinering og kompetanse øker. Det er fremdeles mange utfordringer med de ulike forretningsmodellene, og selv om delingsordningen øker den økonomiske gevinsten ved lokal produksjon i de fleste tilfeller, er økningen marginal. Det er derfor viktig at de øvrige rammevilkårene legger til rette for forretningsmodeller for lokal produksjon og deling.

4 Forretningsmodeller for investering, drift og deling av lokal kraftproduksjon

Som beskrevet finnes det flere tekniske løsninger for lokal produksjon og lagring av energi, men både økonomiske og kvalitative barrierer hindrer potensialet fra å bli utløst. I dette kapittelet ser vi derfor på hvordan barrierene kan reduseres ved hjelp av forretningsmodeller for investering, drift og deling av lokal produksjon - med andre ord hva som må til i praksis for å utløse lokal produksjon og deling.

I kapittelet presenteres fire ulike forretningsmodeller for lokal produksjon og deling:

1. **Nullalternativet: Bygningseier investerer i, samt eier og drifter løsning selv, og deler overskuddsproduksjon med andre næringsaktører**
2. **Tredjepartsmodell:** En ekstern aktør investerer i, eier og drifter energiløsningen på vegne av næringsaktørene
3. **Felleseid energiselskap:** Flere næringsaktører går sammen med en ekstern part om å etablere et felles energiselskap
4. **ESCo-modellen:** En energitjenesteleverandør (Energy Service Company) finansierer og drifter løsningen, og får betalt basert på oppnådd ytelse.

Modellene er beskrevet på et overordnet nivå, med vekt på forskjeller i nytte for ulike aktører, roller og ansvar, teknologiomfang, finansiering og avtalestruktur.

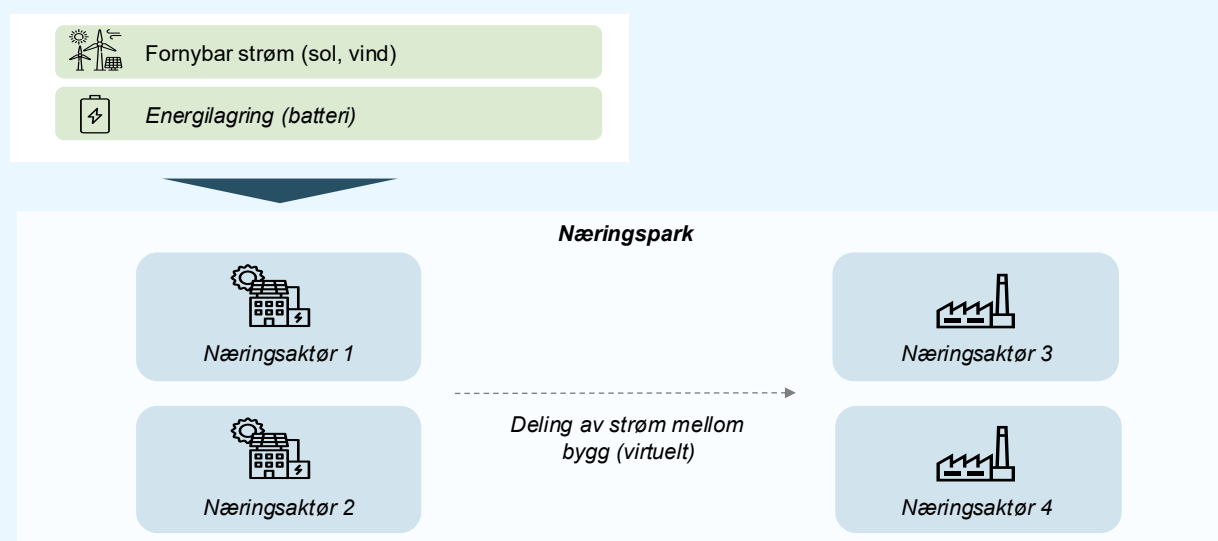
Beskrivelsene bygger på erfaringer med lokal produksjon i næringsparker, samt pilotprosjekter på deling som det foreløpig finnes få av i Norge. Et eksempel er Powerhouse Brattørkaia i Trondheim, som er beskrevet i vedlegg 6.8.

4.1 Nullalternativet: Bygningseier investerer selv i lokale energiløsninger

Utgangspunktet for lokal produksjon og deling er at **bygningseier selv investerer i og eier energiløsningene**, som illustrert i Figur 13.

Energiløsningene kan omfatte solceller, batterier og eventuelle andre teknologier for å redusere behov for kjøp av strøm. Bygningseier har ansvar for drift og vedlikehold, som vanligvis skjer gjennom byggets driftspersonell, eller via avtaler med en EPC- eller serviceleverandør. Dersom produksjonen overstiger eget forbruk, kan overskuddsstrøm deles med andre bygg i næringsområdet via delingsordningen. I denne forretningsmodellen må partene selv inngå nødvendige avtaler, noe som krever kompetanse og samarbeid/koordinering mellom aktørene. En slik forretningsmodell gir bygningseier full kontroll over energiløsningene, men den har også flere utfordringer.

Figur 13: Illustrasjon av forretningsmodellen nullalternativet: bygningseier investerer selv i lokale energiløsninger



Mange bygningseiere mangler både incentiv til å investere, økonomiske ressurser, nødvendig kompetanse på energifeltet, og det finnes få etablerte strukturer for å støtte gjennomføring og koordinering av delingsprosjekter. Regelverket er fortsatt under utvikling, avtaleverk er i liten grad standardisert og praktisk håndtering av innmelding og bruk av delingsordningen i Elhub er under utvikling. Dette gjør at bygningseier får relativt store investeringskostnader, med tilhørende finansiell risiko, for en bygningsaktør, som ikke nødvendigvis har kompetansen til å vurdere, investere i og drifte kraftproduksjon. I tillegg kommer transaksjonskostnader knyttet til å inngå og drifte avtaler om kraftsalg med leietakere i eget og andres bygg.

Som et eksempel kan vi nevne Forus Næringspark i Rogaland, som huser om lag 2 500 virksomheter fordelt på 6 500 dekar. Det tekniske potensialet for solkraft på Forus er anslått til opptil 250 MW på takflater. Ved utgangen av 2025 hadde likevel bare 15 av 400 bygg installert solceller. De som har installert solceller er i hovedsak selskap som inngår i større nasjonale konsern hvor investeringsbeslutninger tas sentralt. Blant de største barrierene for realisering av flere lokale energiprojekter i næringsparken er høye investeringskostnader, manglende

kompetanse på delingsløsninger, komplekse eierskapsstrukturer og juridiske avklaringer. Mange aktører etterspør også større forutsigbarhet i rammeverk og avtalestruktur for energideling¹².

4.2 Tredjepartsmodell

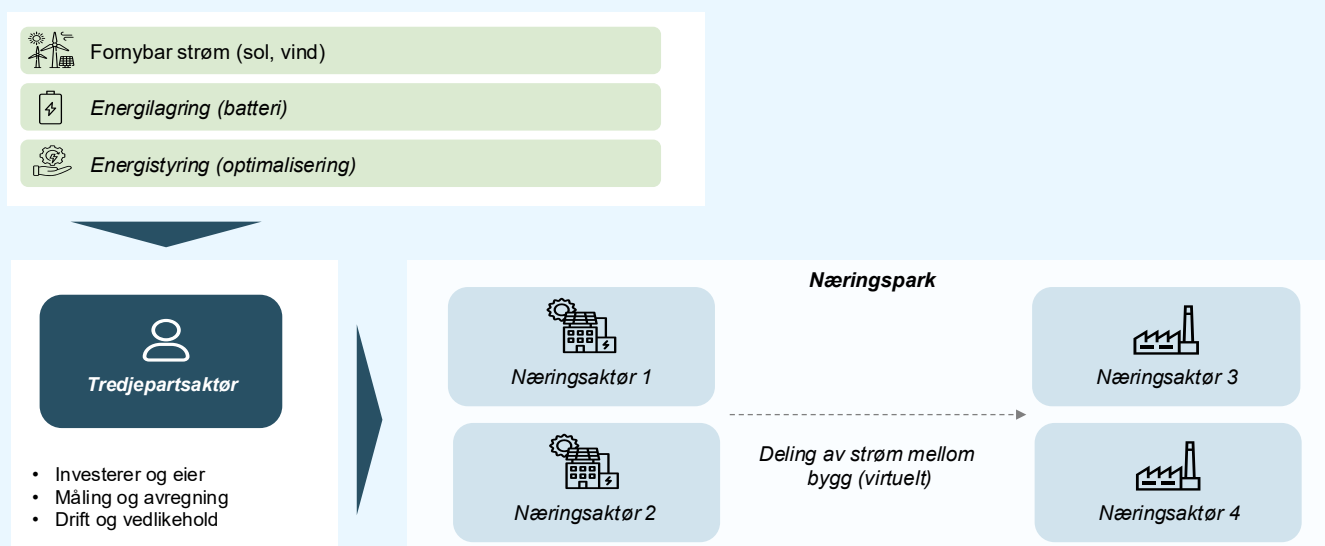
Erfaringene fra nullalternativet viser at høye investeringskostnader, finansiell risiko og manglende kompetanse og incentiv hos bygningseiere, samt behov for koordinering mellom en rekke aktører, er sentrale barrierer for lokal produksjon og deling av energi.

Tredjepartsmodellen adresserer disse utfordringene ved å overføre investeringer, eierskap og drift til en ekstern aktør. Dette reduserer behov for kapitalbinding hos bygningseier og sikrer profesjonell prosjektgjennomføring.

Som illustrert i Figur 14 innebærer forretningsmodellen at en tredjepartsaktør tar ansvar for etablering og drift av energiløsningen, mens bygningseiere som stiller taket sitt til disposisjon enten inngår langsiktige avtaler om energileveranse eller utleie av takflater.

Tredjepartsaktøren håndterer også eventuelle avtaler knyttet til delingsordningen. Rollefordeling i tredjepartsmodellen gjør det mulig å ta i bruk lokal

Figur 14: Illustrasjon av forretningsmodellen tredjepartsaktør



¹² Innspill er gitt av Forus Næringspark i forbindelse med prosjektet.

fornybar energi uten egne investeringer, reduserer kompetansebehovet og behov for samarbeid for mellom næringsaktørene (tredjepart håndterer dette).

Tredjepartsmodellen kan organiseres på ulike måter. I noen tilfeller kan tredjepart håndtere driften, mens bygningseier står for investering. I mer omfattende varianter investerer tredjepartsaktøren i hele energiløsningen og selger strøm til bygningseiere og leietakere. Tredjepartsmodellene kan dermed tilby bygningseiere lokal fornybar energiproduksjon og lagring uten egen investering, og til forutsigbare innkjøpspriser for leietakere og/eller bygningseieren selv. Prisene kan være knyttet til markedspriser eller avtales til fast pris. Tredjepartene håndterer produksjonen og dekker behovet for kompetanse og gjennomføringskapasitet gjennom levetiden til anlegget, fra etablering, finansiering, prosjektgjennomføring og drift. I tillegg håndterer tredjepart måling, avregning, fakturering og fordeling av verdier. Et svært viktig tilbud for bygningseiere er at tredjepartene håndterer inngåelsen av avtaler med leietakere. Leveransene kan baseres på både solceller, batterier og eventuelt også energistyringssystemer.

Et eksempel er Pareto Alternative Investments sitt solfond, som investerer i og eier solcelleanlegg på næringseiendommer. Fondet håndterer prosjektering, installasjon, drift og vedlikehold, og inngår avtaler med bygningseiere om enten leie av takflater, leveranse av strøm gjennom PPA-avtaler eller en kombinasjon av dette. Et annet eksempel er Sunday Power, som tilbyr bygningseiere å få sol på tak uten egne investeringer. Begge nevnte forretningsmodeller reduserer kapitalkostnadene til lokal kraftproduksjon gjennom effektiv gjennomføring, og gjennom tilgang til kapital med lav rente.

Forretningsmodellen reduserer barrierer for lokal energiproduksjon ved å fjerne behovet for egne investeringer og redusere kravene til intern kompetanse og oppfølging. Samtidig stiller modellen krav til tydelige avtaler og rolleavklaringer mellom næringsaktørene og tredjepartsaktøren. Skepsis til tredjeparts eierskap, HMS, ansvarsområder og sikkerhet (adgangskontroll) må håndteres gjennom gode kontrakter og tillitsbygging.

Vurdering av forretningsmodellen

- ✓ **Reduserer investeringsbarriere**
Investeringer og eierskapet ligger hos tredjepartsaktøren, slik at kostnadene ikke havner på bygningseiers balanse.
- ✓ **Reduserer behovet for kompetanse**
Bygningseier slipper å ha kunnskap om teknologi, delingsordningen og regulatoriske krav.
- ✓ **Forutsigbare kostnader og bedre energiklasse**
Langsiktige kjøps- eller leieavtaler gir stabile kostnader. Solcelleanlegg kan forbedre byggets energiklasse.
- ✓ **Skalering og stordriftsfordeler**
Kompetansen, løsninger og systemer bygges opp hos tredjepartsaktør og kan utnyttes i flere prosjekter.

- ✗ **Tillits- og risikooppfatning**
Skepsis til tredjepart på bygg (tak/eiendom), uklare avklaringer om eierskap til installasjoner, HMS-ansvar og håndtering ved eventuelle skader.
- ✗ **Fordrer godt avtaleverk**
Modellen fordrer et godt avtaleverk for regulerte forhold mellom tredjepart, byggeier og leietaker (PPA, leieforhold, driftsansvar)

4.3 Felleseid energiselskap

Selv om tredjepartsmodellen kan redusere mange av barrierene for lokal energiproduksjon og deling av overskuddsstrøm, gir den begrenset lokal kontroll og innflytelse over energinfrastrukturen for næringsaktørene.

En alternativ forretningsmodell som kombinerer profesjonell drift med lokalt eierskap er et **felleseid energiselskap**, som illustrert i Figur 15. I et felleseid energiselskap går flere næringsaktører sammen med en ekstern partner, for eksempel et energiselskap, for å etablere et eget selskap som eier og drifter de lokale energiløsningene. Denne organiseringen gir partene større medbestemmelse, samtidig som investeringer, kostnader og risiko fordeles på en mer balansert måte enn ved nullalternativet (se delkapittel 4.1).

I et felleseid energiselskap er det gjerne den eksterne aktøren som har ansvar for planlegging og gjennomføring av investeringene, samt forvaltning av driftsavtaler mellom næringsaktørene og selskapet. De tekniske

løsningene omfatter lokal produksjon, gjerne både elektrisk og termisk¹³, kombinert med batterier og energistyringssystemer for optimalisering av effekt og energiflyt bak måler på tvers av bygg. Investeringskostnadene fordeles mellom eierne, mens gevinster og kostnader fordeles etter eierskap eller avtalte prinsipper. Energiforbruk og produksjon avregnes basert på måledata. Investeringer deles mellom eierne i det felleseide energiselskapet. Kostnader og gevinster fordeles etter eierandel eller avtalt fordelingsnøkkel. I tillegg kan det være interne avtaler for energifordeling og måling og avregning.

Figur 15: Illustrasjon av forretningsmodellen felleseid energiselskap



¹³ Termiske løsninger kan i teorien også leveres i en tredjepartsmodell, men det gjøres ikke av de aktørene som leverer tredjepartsløsninger for solcelleanlegg og batteri i

dag. Derfor er termiske løsninger ikke inkludert i beskrivelsen av tredjepartsmodellen.

Felleseide energiselskap er ikke utbredt i Norge i dag, men er vurdert som en attraktiv løsning for å utløse lokal energiproduksjon¹⁴. Felleseide energisamfunn- og selskap (Energy Communities) er derimot utbredt i andre Europeiske land, for eksempel i Tyskland¹⁵. Erfaringer med lokal produksjon og deling i næringsområder viser at samarbeidsformen kan bidra til større tillit mellom partene og økt interesse for felles investeringer i lokal fornybar energi.

Forretningsmodellen felleseid energiselskap gir lokal forankring og medbestemmelse, men krever vilje til samarbeid over tid og tydelige rammer for styring, kostnadsfordeling og ansvar. Juridiske og organisatoriske avklaringer kan være mer omfattende enn i tredjepartsmodellen, og krever både tillit, tid og administrativ kapasitet.

Vurdering av forretningsmodellen

- ✓ **Gir lokal kontroll og medbestemmelse**
Næringsaktørene beholder eierskap og kontroll over energiinfrastrukturen
- ✓ **Fordeling av kostnader og risiko**
Investeringer og driftskostnader fordeles mellom flere aktører, noe som reduserer belastning hos den enkelte
- ✓ **Optimal utnyttelse av energiresurser**
Felles planlegging sikrer at solcelleanlegg bygges på de mest egnede takene og energien fordeles til aktørene med høyest forbruk.

- ✗ **Krever langsiktig samarbeid og styringsstruktur**
Forutsetter tydelige rammer for beslutninger og ansvar
- ✗ **Kompleksitet i juridiske og organisatoriske avklaringer**
Etablering av selskap og avtaler krever tid og administrativ kapasitet.

¹⁴ I prosjektet [Grenseenergi](#) i Siva-parken på Kongsvinger ble felleseid energisamfunn ble vurdert som den beste forretningsmodellen for lokal produksjon og deling.

¹⁵ [Rapport](#) om energy communities.

4.4 ESCo-modellen (Energy Service Company)

En fjerde type forretningsmodell er **ESCo-modellen (Energy Service Company)**. I motsetning til de tre øvrige forretningsmodellene er verdiforslaget til en ESCo ikke investering og drift av energiløsninger, men leveransen av en energitjeneste. Kunden i ESCo-modellen ønsker å nå et mål, eksempelvis oppnådd energimerking eller stabil temperatur, og betaler basert på faktisk oppnådd ytelse. ESCo-aktøren har frihet til å velge hvilke teknologier og tiltak som benyttes for å realisere målet, som illustrert i Figur 16

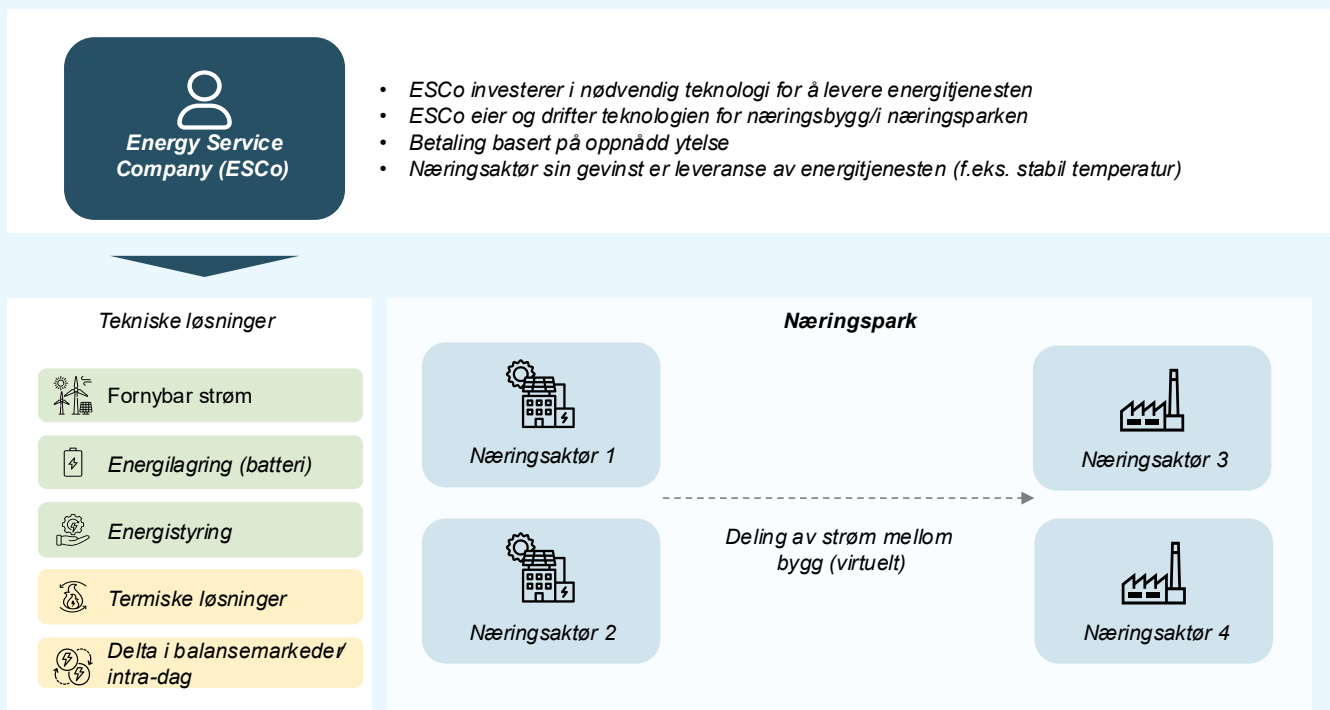
Forretningsmodellen bygger på en ytelsesbasert betalingsstruktur, der leverandøren tar ansvar for både gjennomføring og resultatopnåelse. ESCo identifiserer og implementerer de mest kostnadseffektive tiltakene for å nå kundens mål, og vurderer om det er behov for å investere i nytt utstyr (for eksempel solceller) for å levere tjenesten, eller om det er mulig å nå målet med den eksisterende infrastrukturen. Kunden inngår typisk en avtale om en fast pris for å oppnå et definert resultat, mens ESCo bærer

risikoen knyttet til gjennomføring og ytelse. Betalingen er gjerne knyttet til et punktlighetskrav på ytelsen, slik at det i praksis er ytelsesbasert kompensasjon.

ESCo-modellen tar utgangspunkt i en helhetlig kartlegging og optimalisering av kundens samlede energiinfrastruktur, inkludert både elektriske og termiske løsninger. Dette gir rom for integrerte tiltak som kombinerer lokal energiproduksjon, lagring, fleksibilitet og varmebaserte systemer. I tillegg kan forretningsmodellen bidra til å redusere eller unngå økt effektuttak i et næringsområde, dersom én aktør koordinerer energiflyt og last mellom flere bygg. Dette krever imidlertid en form for områdesamarbeid som ikke er kommersielt tilgjengelig i Norge i dag.

Flere internasjonale aktører tilbyr ESCo-løsninger for enkeltkunder, men løsninger på områdenivå er fortsatt umodne og lite kommersialisert. Et eksempel fra Sverige er Adven¹⁶, som leverer "Energy as a Service" til industrikunder og eiendomsaktører. Adven prosjekterer, bygger og drifter energianlegg med særlig fokus på termiske prosesser, energieffektivisering og utnyttelse av overskuddsressurser. Løsningene inkluderer

Figur 16: Illustrasjon av forretningsmodellen Energy service Company (ESCO-modellen)



¹⁶ [Adven.com](https://adven.com)

varmegjenvinning, vannrensing, biogassproduksjon, kjøle- og fryseløsninger, samt integrasjon med fjernvarmenett. Adven tar ansvar for å levere en funksjonell tjeneste som oppfyller kundens mål, og optimaliserer hvordan dette gjøres.

Vurdering av forretningsmodellen

- ✓ **Betaling basert på dokumentert ytelse**
Kunden betaler kun for oppnådd resultat, noe som gir forutsigbarhet og reduserer risiko.
- ✓ **Helhetlig energiinfrastruktur og integrasjon**
Modellen optimaliserer hele energisystemet, inkludert termiske løsninger, og kombinerer flere teknologier.
- ✓ **Mulighet for redusert effektbelastning**
Koordinering av energiflyt mellom bygg kan bidra til å unngå økt effektuttak i næringsområder.
- ✓ **Skalering og stordriftsfordeler**
Kompetansen, løsninger og systemer bygges opp hos ESCo og kan utnyttes i flere prosjekter.

- ✗ **Kompleksitet ved områdeløsninger**
Koordinering på tvers av flere uavhengige aktører er umoden i Norge og krever juridiske og organisatoriske avklaringer

4.5 Forretningsmodeller kan muliggjøre lønnsom deling

Både tredjepartsmodellen, felleseid energiselskap-modellen og ESCo-modellen kan i teorien gjennomføres uten delingsordningen, men det vil i så fall ikke være mulig med avgiftsfri deling av overskuddsproduksjon av strøm på tvers av eiendomsgrenser, noe som begrenser verdiforslaget til kunden. Delingsordningen er med på å øke attraktiviteten til forretningsmodellene for alle de involverte aktørene:

- **Næringsaktør/bygningseier:** Delingsordningen kan øke verdien av egen solkraft gjennom lokalt salg av overskuddsstrøm og bedre utnyttelse av produksjon på tvers av bygg.
- **Tredjepartsaktør/ESCO:** Delingsordningen øker kompleksiteten og skaper behov for en aktør som kan håndtere avtaler, avregning og koordinering mellom flere eiere, og muliggjør nye tjenestemodeller.

Analysen av tekniske løsninger for lokal produksjon og lagring viser imidlertid at den direkte økonomiske gevinsten ved delingsordningen i de fleste tilfeller er marginal. I tillegg til at gevinsten er relativt liten, skal den deles mellom de ulike aktører som er involvert og dekke kompensasjon for transaksjonskostnader ved delingsordningen.

Hvor marginal gevinsten er avhenger av flere forhold, blant annet av hvor kompatibelt forbruksmønsteret til de

involverte aktørene er, nivået på elavgiften og mengden strøm som deles. I eksemplene i kapittel 2 ble gevinsten som kunne deles fra delingsordningen estimert til mellom 24 000 og 374 000 kroner årlig. Denne verdien kan være tungen på vektskålen som gjør at enkelte investeringer gjøres, som ellers ikke ville blitt gjort. Samtidig er verdiene såpass begrenset, at de lett kan bli spist opp av transaksjonskostnader knyttet til inngåelse av avtaler mellom eieren av energianlegget og mottakerne av delt strøm. Aktører som tredjeparter, som er spesialisert på effektiv inngåelse av avtaler om deling, samt prosjektgjennomføring, finansiering og drift er allerede i dag vesentlige for utbredelsen av sol på tak som utnyttes av flere leietakere i samme bygg. Under delingsordningen, der det vil være nødvendig å inngå avtaler med en lang rekke aktører i flere bygg, vil slike forretningsmodeller bli enda viktigere. Det er derfor viktig at de øvrige rammevilkårene legger til rette for forretningsmodeller for lokal produksjon og deling.

05

Mulige tiltak for å fremme lokal kraftproduksjon og lagring

I dette kapittelet presenteres mulige tiltak for å fremme lokal kraftproduksjon og lagring gjennom delingsordningen.

Vi anbefaler at RMEs veiledning definerer næringsområder så enkelt som mulig, basert på kommunenes arealplaner, og at opplagt gale sluttbrukerkoder som husholdninger og hytter ikke får anledning til å motta delt strøm. Videre anbefaler vi at det tydeliggjøres at det kan etableres flere delingsordninger innenfor samme næringsområde, oppad begrenset til samlet 5 MW, at denne grensen er den samme i energi- og avgiftsregelverket, og at nettselskapene får råd om hvordan de skal håndtere eventuell kø.

Hovedvekten av arbeidet har ligget på å identifisere mulige justeringer som kan utløse mer lokal produksjon og lagring, gjennom ordningen. Når forskriften skal revideres, vil vi anbefale at aktører med egen produksjon bak måleren kan delta i delingsordninger. Dette vil være i tråd med ordningens hensikt og kun kreve mindre utviklingsarbeid i Elhub å tilrettelegge for. Et slikt grep kan redusere usikkerhet hos aktører som i dag må velge mellom å installere egen produksjon eller delta i en delingsordning, og kan dermed bidra til at flere investeringer gjennomføres.

Endringene i elavgiften innebærer at delingsordningens økonomiske effekt vil bli vesentlig lavere enn tidligere forutsatt. Provenytapet som var estimert til mellom 30 og 165 millioner kroner vil bli redusert, og mengden utløst lokal kraftproduksjon vil etter all sannsynlighet bli lavere enn planlagt. Dette aktualiserer spørsmålet om det er formålstjenlig å holde på dagens grense på 5 MW deling per næringsområde, eller om forskriften på sikt bør justeres til å tillate flere ordninger på 5 MW, fjerne MW-grensen helt, tillate produksjonsanlegg på alle typer areal i næringsområder og eventuelt inkludere andre typer områder i ordningen, som havner, grå areal og generell næringsbebyggelse. Dette er forhold som bør vurderes dersom delingsordningen fortsatt skal bidra til ambisjonene om økt lokal kraftproduksjon.

5 Mulige tiltak for å fremme lokal kraftproduksjon og lagring

I dette kapittelet presenteres mulige tiltak for å fremme lokal kraftproduksjon og lagring gjennom delingsordningen.

I første delkapittel gir vi anbefalinger til hvordan forskriften bør forstås/ hvordan veilederen bør utformes, for i størst mulig grad kan bidra til at forskriften fungerer slik den er ment å gjøre. I neste delkapittel drøfter vi mulige justeringer av forskriften. Til slutt redegjør vi også for hvilke deler av øvrige rammevilkår, som kan være drivere for oppnåelsen av mål om mer lokal kraftproduksjon.

5.1 Forslag til hvordan forskriften bør forstås og hvordan veilederen bør utformes

Forskriften for delingsområder for næringsområder foreligger (Forskrift om endring i forskrift om måling, avregning, fakturering av netjtjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv. (forskrift om kraftomsetning og netjtjenester), 2025). Forskriften sier at:

- Produsenter har en **rett til å dele strøm virtuelt i Elhub**, med tilhørende virkninger for mottakers avgifter og nettleie
- Strømmen som produseres må være fra fornybare energikilder og produksjonsanlegg må være på **bebygd areal** som er bebygd for annet formål enn produksjonsanlegget
- **Samlet installert effekt** på anleggene som deltar **kan ikke være større enn 5 MW (AC)** innenfor et næringsområde
- En produsent kan kun **dele kraft** med nærliggende eiendommer **dersom disse inngår i samme næringsområde**
- **Med næringsområde menes et geografisk avgrenset areal der næringsvirksomheter er samlokalisert**

RME har annonsert at de vil komme med en veileder for å hjelpe produsenter, forbrukere og nettselskap med å vite hvordan forskriften skal fungere i praksis. Vi vurderer at følgende fem forhold bør avklares for å bidra til at aktørene tolker forskriften riktig og enhetlig:

1. Definisjon av ett og samme næringsområde, og hvor ett nytt næringsområde begynner
2. Tydeliggjøre at det er tillatt med flere delingsordninger per næringsområde, oppad begrenset til samlet 5 MW
3. Klargjøringer knyttet til nettselskapenes håndtering av avgrensning på opptil 5 MW per næringsområde
4. Definisjon av bebygd areal
5. Tydeliggjøre at effektgrense i forskrift er lik i energi- og avgiftsregelverket

I det videre vil vi gjengi hvilken del av forskriftsteksten forholdene knytter seg til, alternative tolkninger og hva vi anbefaler som riktig tolkning, gitt forskriftsteksten, forarbeider (høringsnotat med videre), samt formålet til forskriften (legge til rette for økt lokal kraftproduksjon og deling) og formålet til energiloven (samfunnsøkonomisk rasjonelt kraftsystem).

5.1.1 Definisjon av ett og samme næringsområde, og hvor ett nytt næringsområde begynner

I henhold til forskriften kan «en produsent ... kun dele kraft med målepunkt innenfor samme eiendom og nærliggende eiendommer dersom disse eiendommene inngår i et og samme næringsområde. Med næringsområde menes et geografisk avgrenset areal der næringsvirksomheter er samlokalisert, og omfatter næringsparker, industriparker og lignende hvor næringsvirksomheter samarbeider, har fellesfunksjoner og deler infrastruktur. Næringsområde omfatter ikke generell næringsbebyggelse i by- og sentrumsområder. Delingen skal registreres per målepunkt-ID.»

Brev fra Energidepartementet om «Ett næringsområde»

Som et innspill til den kommende veilederen til RME har Energidepartementet sendt et brev¹⁷, der de presiserer at:

- «Næringsområder» omfatter næringsparker, industriparker eller lignende hvor næringsvirksomheter er samlokalisert. Næringsparker og industriparker vil dermed kvalifisere som næringsområde, og til å delta i ordningen. Dette vil typisk være områder som utgjør en geografisk identifiserbar enhet, i tillegg til at de gjerne markedsføres som en nærings- eller industripark.

¹⁷ Som omtalt i blant annet [Europower](#).

Arealene og bygningene vil vanligvis være avgrenset enten fysisk, eksempelvis ved inngjerding, eller i kommunens kartløsninger.

- Der det ikke dreier seg om en næringspark eller industripark, skal nettselskapet kreve dokumentasjon fra produsenten på at mottagerne og produsenten inngår i ett og samme næringsområde

De overnevnte avklaringene oppklarer noe, men gir samtidig noe rom for skjønn, både i tilfeller der områder begynner å markedsføre seg som én næringspark, industripark eller lignende etter at ordningen er tredd i kraft, og ikke minst i tilfeller der nettselskapene skal kreve dokumentasjon på at produsent og mottaker inngår i samme område, uten nærmere bestemmelser.

Vår anbefaling: Næringsområder bør følge av kommuneplanens arealdel

Vår anbefaling¹⁸, som er blitt utviklet i samarbeid med representanter for både nettselskap og selskaper, er at definisjonen av «ett næringsområde» bør være et område som er avsatt til næringsvirksomhet el. i kommuneplanen (lilla fargekode i alle digitaliserte kommuneplankart), og som kun er delt opp av veier, grøntområder m.m. som naturlig inngår i ett næringsområde. Eneste unntaket vil være der målepunkter med sluttbrukergruppene¹⁹ 35 – husholdninger og 36 – hytter og fritidshus ligger innenfor områdene. Disse punktene vil ikke kunne motta strøm under delingsordningen, ettersom de opplagt ikke er næringskunder.

Vår anbefaling om en krystallklar definisjon, med henvisning til kommuneplanens arealdel, må sees i lys av at verdien av delingsordningen er blitt vesentlig redusert sammenlignet med det som opprinnelig var planlagt. Elavgiften er satt ned fra nærmere 17 (sommertariff) til rundt 7 øre per kWh, og dette fjerner mesteparten av verdien som skulle deles under delingsordningen. Med denne endringen er det avgjørende at definisjonen av ett og samme næringsområde blir så enkel som mulig for produsenter, kunder og nettselskap, slik at ikke

administrasjonskostnadene overstiger gevinsten ved deling. Et annet viktig hensyn er nettselskapenes ønske om en ekstern kilde til hva som utgjør ett og samme næringsområde, slik at de skal slippe å påta seg rollen som definisjonsmakt over hva ulik aktivitet bør klassifiseres som.²⁰

Drøfting av innsigelser nevnt i høringsnotatet

I høringsnotatet for ordningen ble det problematisert at kommuner har ulike definisjoner på næringsområder, og at kommuneplanen derfor kan være vanskelig å bruke som kilde. Vi har undersøkt denne innsigelsen nærmere, og avdekket at alle digitaliserte kommunekart skal bruke samme fargekode (lilla) for næringsområder. Dette gjelder de aller fleste relevante områder. En annen innsigelse mot bruken av denne datakilden var at det kunne være områder som er planlagt avsatt til industri, men som ikke brukes til det. Vi mener at denne utfordringen delvis kan håndteres ved at mange kommuner har egne koder for slike avsatte områder (illustrert med lyselilla i digitaliserte kart) og ved at vi i forslaget utelukker opplagt uaktuelle sluttbrukerkoder (husholdninger og hytter). Vårt forslag er etter vårt syn klart innenfor forskriftens tekst om at det «med næringsområde menes et geografisk avgrenset areal der næringsvirksomheter er samlokalisert, og omfatter næringsparker, industriparker og lignende hvor næringsvirksomheter samarbeider, har fellesfunksjoner og deler infrastruktur». En kan i denne sammenheng påpeke at virksomheter i alle områder satt av til industri deler veier, strømmett og vann- og avløp, for å nevne noe.

Forslaget til definisjon av næringsområder er ikke perfekt på den måten at det i alle områder vil ekskludere og inkludere nøyaktig den aktiviteten lovgiver har ønsket å holde utenfor og innenfor ordningen. Vanlig næring/sentrumsområder (markert gult i kommunekart) holdes utenfor, men det kan være tilfeller hvor samme type virksomhet finnes både i vanlige sentrumsområder og i områder avsatt til industri. Vi anbefaler likevel denne tydelige og klare definisjonen av næringsområder, ettersom en krystallklar definisjon basert på et etablert

¹⁸ Anbefalingen er fortsatt relevant, ettersom RME i møte med berørte aktører gitt uttrykk for at det kan komme flere tillegg til veilederen/ at veilederen kan bli endret, hvis det er hensiktsmessig.

¹⁹ For mer definisjon om sluttbrukergrupper, se [veiledning fra RME](#).

²⁰ Vi har vurdert flere alternative definisjoner av hva som utgjør ett og samme næringsområde, blant annet at tilknytning til høyspentradialer eller nettstasjoner utgjør grensene mellom næringsområder, gårdsnummer markerer skiller, inkludering av havner og kvalitative vurderinger basert på flere kriterier.

system er nødvendig for å unngå at administrasjonskostnadene overstiger gevinstene ved deling.

Vurdering av alternativer

Som nevnt har vi også vurdert andre, alternative definisjoner av næringsområder, og når ett nytt område begynner. Én variant kunne være å si at enhver annen arealavsetning, inkludert vei, markerte overgangen til et nytt næringsområde. Dette ville imidlertid gjøre næringsområdene svært små og mange, ofte begrenset til ett enkelt bygg. Alternativt kunne grensen til nye områder avgjøres av nettanlegg eller gårdsnummer. Nettanlegg anses som uaktuelt, ettersom det er ukjent for mange aktører, og til dels ikke offentlig informasjon. Gårdsnummer fremstår som en tilfeldig grense, som kan dele enhetlige områder i flere deler. En kunne videre drøftet om ikke havner burde inkluderes i definisjonen av næringsområder i veilederen, ettersom det også kan sies å være næring. Det som taler mot er at havner stort sett er offentlig eiet, at høringsnotat ikke nevner havner og at ordningen er laget for deling mellom bygg, snarere enn til transportformål. For å være mest mulig tro mot forskriftsteksten og høringsnotatet har vi derfor foreløpig ikke tatt med havneområder i forslaget til veileder for hva som utgjør et næringsområde.

Til slutt har vi vurdert om ikke næringsområder burde defineres kvalitativt utfra forskriftsteksten og forarbeidene som helhet, for å sørge for mest mulig samsvar mellom

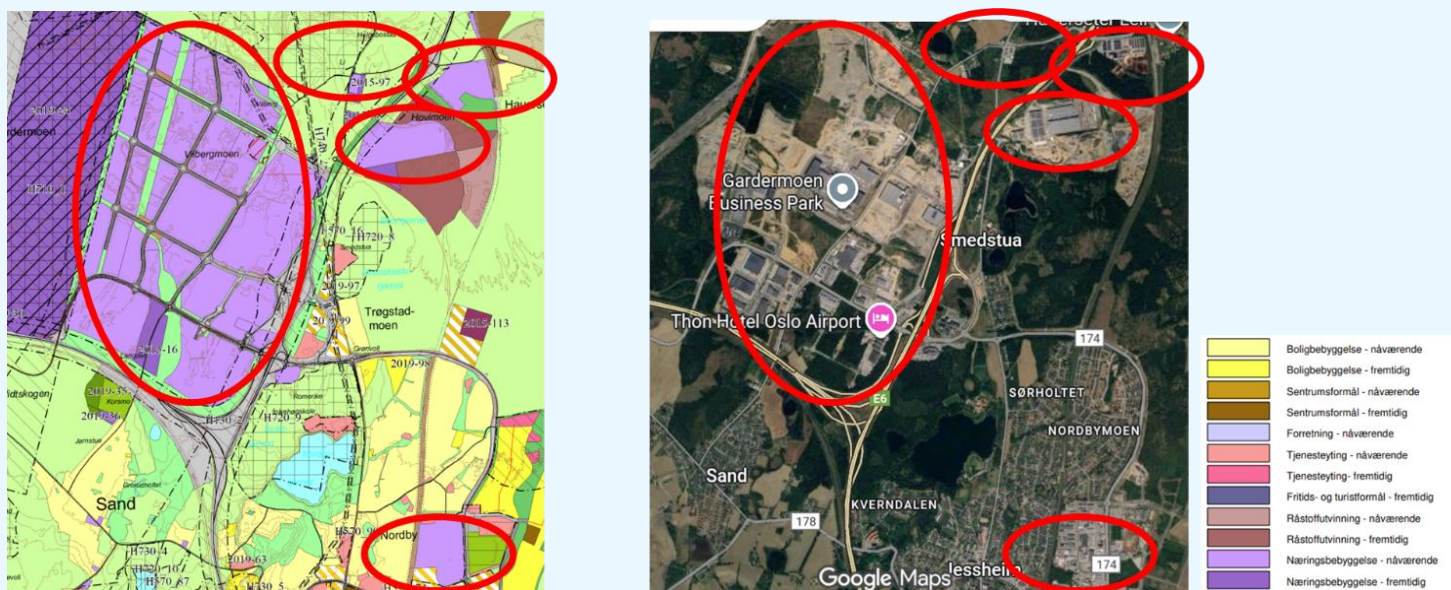
lovgivers hensikt og faktisk deling av strøm. Dette alternativet, enten gjennomført som en samlet vurdering av nettselskapet, eller basert på en lang rekke kriterier fremstår som uaktuelt, særlig gitt reduksjonen i elavgift. Grunnen er at det ville gitt mye ressursbruk hos produsenter og i nettselskap og fare for påfølgende klagerunder. En mulig virkning kan være at ingen velger å benytte seg av delingsordningen, noe som hvert fall ikke kan sies å ha vært lovgivers intensjon.

Figur 17 viser hvordan forslaget til definisjon vil slå ut i Gardermoen-området i Ullensaker kommune. Her ser vi at det er fem næringsområder i henhold til vår foreslåtte definisjon (markert med rød ring). For hver av disse fem næringsområdene kan det eksistere delingsløsning(er) oppad begrenset til samlet 5 MW per næringsområde. Det største området anses som ett næringsområde, fordi det bare er adskilt av veier innad i næringsområdet. Det mørkelilla området faller utenfor, da dette er et fremtidig næringsområde (ikke i bruk som næringsområde nå).

5.1.2 Tydeliggjøre at det er tillatt med flere delingsordninger per næringsområde, oppad begrenset til 5 MW samlet

I henhold til forskriften skal «samlet installert effekt på produksjonsanleggene som deltar i delingsløsningen etter denne bestemmelsen ikke ... være større enn 5 MW (AC) innenfor et næringsområde».

Figur 17: Gardermoen-området i Ullensaker kommunes kommuneplan



Etter kunngjøringen av forskriften var et spørsmål om det kunne være flere delingsordninger på opptil 5 MW (AC) per næringsområde, men det ble avvist av RME. Vi legger derfor til grunn at det maksimalt er lov til å dele 5 MW (AC) per næringsområde. Samtidig etterlyser vi litt mer veiledning rundt begrepene: I forskriftsteksten brukes begrepet «delingsløsningen» (bestemt entall) om ordningen som sådan. Setningen kan skape forvirring, da forskriften kan leses som at det kun er tillatt med én delingsløsning per næringsområde. Veilederen til forskriften bør derfor tydeliggjøre at det er tillatt med flere delingsordninger oppad begrenset til 5 MW samlet per næringsområde. Hvis ikke kan et nettselskap tro at næringsområdet er «tatt» av én enkelt delingsordning som deler så lite som én kW med én nabo.

For å unngå slike misforståelser anbefaler vi at veilederen tydeliggjør at det som i forskriften omtales som «delingsløsningen» referer til ordningen og ikke til de enkelte avtaler som inngås, og at det er summen av deling i et næringsområde (kan være fordelt på flere uavhengige grupper av produsenter og forbrukere), som begrenses til 5 MW.

5.1.3 Klargjøringer knyttet til nettselskapenes håndtering av avgrensning på opptil 5 MW per næringsområde

I praksis vil delingsordningen fungerer på den måten at produsenter og forbrukere inngår avtaler, som de melder inn til nettselskapet. Hvis nettselskapet anser de to partene som kvalifisert for delingsløsningen, melder de så inn målepunktene til Elhub, som så legger til rette for virtuell deling av strøm, og sørger for at partene i delingsordningen får fordelene de har rett på.

Begrensningen på maksimalt 5 MW per næringsområde skaper også behov for presisering av hvordan nettselskapene skal håndtere samtidige forespørsler. Det kan både skje at det i større næringsområder er flere aktører som vurderer å investere i ny lokal kraftproduksjon, eller at det er uklart om aktører med eksisterende anlegg vil melde dette inn som en delingsordning. Det finnes to alternativer til hvordan dette håndteres; i) førstemann til mølla og ingen mulighet for å «reservere» og ii) førstemann til mølla med mulighet for å reservere. I det første alternativet må aktørene ta investeringsbeslutning og sette opp lokal kraftproduksjon uten en garanti for at de får fordelene ved delingsordningen. I alternativet med mulighet for å reservere kan man se for seg at aktørene kan melde fra til nettselskapet om at de planlegger å investere

i lokal kraftproduksjon og at det «holdes av» plass i næringsområdets tilrådte installerte effekt i delingsordninger en viss tidsperiode. Kravet for å få holde av plass kan være at det er tatt investeringsbeslutning samt krav om å bygge ferdig anlegget innen en viss tidsperiode, ellers faller reservasjonen bort. RME kan vurdere om de i sin veiledning vil hjelpe nettselskapet i å velge mellom hvordan en begrenset rett til å dele strøm skal fordeles (gjennom førstemann til tilknytning eller reservasjon basert på modenhet) og ev. nærmere om hvordan.

Relatert til det overnevnte valget oppstår det også et behov for informasjon til aktører om hvor det er mulig å oppnå fordelene delingsordningen representerer, helst uten for store transaksjonskostnader. For aktørene ville det beste vært om det fantes en oppdatert oversikt over inngåtte delingsordninger per næringsområde og dermed hvor mye plass som gjenstod. Veilederen til forskriften bør konkretisere om nettselskapene, Elhub eller andre bør tilgjengeliggjøre slik informasjon og ev. hvordan.

5.1.4 Definisjon av bebygd areal

Forskriften presiserer at «*Elektrisitet som deles må være produsert ... ved produksjonsanlegg på bebygd areal, som er bebygd for et annet formål enn produksjonsanlegget.*». (Energidepartementet/Finansdepartementet, 2024) begrunner denne innretningen med å ivareta intensjonen om at delingsordningen skal være et incentiv til kraftproduksjon uten større naturinngrep, og at sol-, vind-, og vannkraftanlegg som er etablert utenfor bebygd areal ikke er ment omfattet av ny delingsordning.

Gitt forskriftsteksten og teksten i forarbeidene virker det derfor klart at produksjonsanlegg innenfor ordningen ikke kan settes opp hvor som helst i et næringsområde. Det kan likevel være et visst rom for tolkning. For eksempel kan noen produsenter vurdere at en opparbeidet tomt (med grus og lignende) er bebygd areal. For å sikre riktige bruk av ordningen kan det derfor være nyttig med presisering i RMEs veiledning. Den mest nærliggende, klare definisjonen kunne være å skrive at produksjonsanlegget må være på areal som er bebygd, i henhold til definisjonen

i veileder til byggteknisk forskrift²¹. Dette støttes opp av forarbeidet til forskriften.

5.1.5 Tydeliggjøre at grense i forskrift er lik i energi- og avgiftsregelverket

Delingsordningen er hjemlet i to forskrifter; forskrift om kraftomsetning og netttjenester²² og forskrift om særavgifter. Ordlyden i de to forskriftene er marginalt forskjellige. Mens det i forskrift om kraftomsetning og netttjenester skal stå at «Samlet installert effekt på produksjonsanleggene som deltar i delingsløsningen etter denne bestemmelsen kan ikke være større enn 5 MW (AC) innenfor et næringsområde», skal det i forskrift om særavgifter stå at «(Elavgift)fritaket gjelder kraft fra ett eller flere produksjonsanlegg som alene eller til sammen ikke er større enn 1 MW per eiendom eller 5 MW (AC) per næringsområde.»

Den mest nærliggende tolkningen av begge forskriftstekster er at det er anledning til å dele til sammen 5 MW (AC) per næringsområde. Samtidig er det en viss fare for at enkelte nettselskap kan være usikre på tolkningen av særavgiftsforskriften og tolke denne slik at den begrenser fritaket for elavgift til produksjonsanlegg med maks 1 MW per eiendom. Vi anbefaler å presisere at grensen i Finansdepartementets forskrift er lik grensen i energiregelverket.

5.2 Mulige justeringer av delingsordningen på sikt

I dette delkapittelet redegjør vi for mulige justeringer i forskriften om delingsordningen som kan føre oss nærmere målet om økt lokal kraftproduksjon og deling av fornybar energi. De mulige justeringene vi har identifisert er som følger:

1. Tillate deling med aktører med egen produksjon
2. Tillate flere delingsordninger på 5 MW per område eller øke 5 MW-grensen
3. Tillate produksjon på alt areal i næringsområder
4. Utvide/endre definisjon av næringsområde, f.eks. til all næring/grå areal
5. Tillate at batteri med egen måler kan inngå i delingsordning
6. Gi produsenter rett til dynamisk fordeling

Dette er forslag som isolert sett gir en til delingsordning som bidrar til mer lokal produksjon og lagring. Virkningene er ikke blitt utredet som en del av dette oppdraget.

5.2.1 Tillate deling med aktører med egen produksjon

I henhold til forskrift om kraftomsetning og netttjenester er det slik at «*kunder som mottar delt produksjon kan ikke fordele denne videre til andre nettkunder og kan ikke ha produksjon bak eget målepunkt*».

Dette er ifølge aktørene vi har vært i kontakt med en vesentlig begrensning for delingsordningens videre bruk. Aktør som allerede har installert, eller ønsker å installere, solceller på eget tak, men bruker mer strøm enn de kan produsere selv kan ønske å inngå i delingsordning for å få tilgang på mer kraft, men kan ikke det med dagens forskrift. Forskriftskravet gjør at to målepunkt med eksempelvis solkraftproduksjon på taket ikke kan dele strøm med hverandre som en del av ordningen. Det mest vesentlige at begrensningen gjør at en byggeier når de velger om de vil inngå en langsiktig avtale om å kjøp av strøm under delingsordningen, samtidig må velge ikke å installere egen produksjon i samme tidsperiode. De fleste avtaler om deling som inngås i dag har lang varighet, gjerne knyttet til anleggets levetid (10-40 år). Det å inngå en delingsordning vil med dagens forskrift hindre dem i å installere egen produksjon i lang tid fremover. Begrensningen kan derfor føre til økt usikkerhet og færre investeringer i lokal kraftproduksjon enn det vi ville oppnådd dersom det var mulig å dele strøm også med bygg med egen produksjon.

Vi forstår at bakgrunnen for begrensningen er at Elhub, som administrerer delingen, foreløpig ikke har den nødvendige funksjonaliteten. Elhub har i samtale med oss gitt uttrykk for at det krever relativt lite utvikling å muliggjøre at også slike bygg kan dele med hverandre (grovt anslått til å være i underkant av et halvt årsverk). Samlet sett fremstår det som proporsjonalt å ta denne begrensede utviklingskostnaden for å bidra til at formålet med ordningen – mer lokal kraftproduksjon – skal nås i større grad enn det det nå er utsikter til.

²¹Se [veileder til byggteknisk forskrift](#).

²² <https://lovdata.no/dokument/LTI/forskrift/2025-06-27-1364>

5.2.2 Tillate flere delingsordninger på 5 MW per område eller øke MW-grensen

Som vi tidligere har omtalt, er mengden kraft som kan inngå i delingsordningen begrenset til 5 MW per næringsområde i gjeldende forskrift. Denne begrensningen er, slik vi forstår det, ikke satt av tekniske grunner, men for å begrense omfordelingen delingsordningen kan medføre. Da delingsordningen ble utredet og vedtatt forventet myndighetene at ordningen på kort sikt kunne medføre et årlig provenytap på om lag 30 millioner kroner, som følge av lavere elavgift. På sikt, og dersom 1 TWh solkraft ble realisert som følge av ny delingsordning, ble provenytapet estimert til om lag 165 millioner kroner per år (Energidepartementet/Finansdepartementet, 2024).

Da forskrift for delingsordningen ble kunngjort 30. juni, var elavgiften (som kunne spares innenfor ordningen) 16,93 øre eks. mva. (vanlig sats). Elavgiften er senere blitt endret til 7,13 øre i statsbudsjettet for 2026. Omfordelingen som følge av delingsordningen vil bli vesentlig lavere enn forutsatt. Vi bør forvente at provenytapet vil reduseres med mer enn den prosentmessige reduksjonen i elavgift, ettersom mengden utløst ny lokal kraftproduksjon også vil reduseres som følge av å få redusert en relativ fordel, sammenlignet med kraftkjøp. I lys av dette kan en spørre seg om det vil være formålstjenlig å holde på grensen om maksimalt 5 MW deling per næringsområde også fremover, eller om forskriften på sikt bør justeres til å:

1. Tillate flere delingsordninger på maks 5 MW per næringsområde (et bestemt antall eller ubegrenset antall)
2. Fjerne grensen på 5 MW helt
3. Knytte maksimal installert effekt til en størrelse som henger sammen med topplast eller tilgjengelig nettkapasitet i næringsområdet (kan avgjøres av nettselskapet)

Slike utvidelser vil kunne bidra til at ordningen fører til mer lokal kraftproduksjon, enn det er utsikter til nå, ettersom det vil bli mer lønnsomt å investere i større produksjonsanlegg. Det kan også begrense problemene med at det kan bli en kø, som nettselskap må håndtere i enkelte områder. Man unngår også at ordningen forskjellsbehandler bygg i små næringsområder (hvor 5 MW kan være nok til alle) og i store områder (hvor 5 MW ikke er nok til alle). Vi forutsetter videre at en slik utvidelse ikke fører til mer produksjon enn det som er driftsmessig forsvarlig, ettersom det fortsatt vil være en begrensning på

hva som tillates av innføring av ny produksjon til ethvert tidspunkt.

Innvendinger mot en utvidelse kan være at det vil gi mer provenytap til staten og økte kostnader til andre nettkunder, enn det delingsordningen nå ligger an til. Tapene vil likevel være mindre enn planlagt, med tidligere elavgift. Vår samlede vurdering er derfor at staten bør vurdere å heve grensen og/eller tillate flere delingsordninger på maks 5 MW per næringsområde, når forskriften en gang skal vurderes i fremtiden.

5.2.3 Tillate produksjon på alt areal i næringsområder

Dagens delingsordning for næringsområder tillater bare deling av fornybar energi produsert på bebygd areal, som også må være bebygd for annet formål enn produksjonsanlegget. En mulig justering kan være å endre dette til å tillate deling av energiproduksjon plassert på alt areal innen et tillatt område, altså områder som faller innunder definisjonen av «et og samme næringsområde».

En slik endring kan mulig gjøre deling av elektrisitet produsert av bakkemontert solkraft, vindkraft og potensielt også vannkraft. En mulig avgrensning kan være mot allerede etablert kraftproduksjon i næringsområder (typisk vannkraft), for å hindre at endringen gir en ønsket avgiftslette til forbruk fra disse kildene. Dersom skatte- og avgiftsmyndighetene ikke ønsker å skille mellom nye og gamle vannkraftverk, kan utvidelsen kun endres til å tillate deling fra bakkemontert solkraft og vindkraft, men ikke vannkraft.

Det som kan tale for en slik utvidelse av delingsordningen er at det vil tilrettelegge for mer lokal kraftproduksjon. Videre vil endringen gjøre det mulig for eksisterende næringsbygg uten tilstrekkelig bæreevne i konstruksjon å etablere lokal produksjon, som gir bedre utnyttelse av tomten. Som vi har redegjort for i den tekniske analysen utfyller vindkraft og solkraft hverandre, og en kombinasjon kan dermed gi økt nytte både for næringsaktørene og nettselskapet, enn det en ordning begrenset til sol på tak, kan gjøre. Det som taler mot en slik utvidelse er at det vil føre til mer omfordeling enn det som ellers ville vært tilfelle, og at det kan dreie investeringer i bakkemontert sol og vind mot næringsområder.

5.2.4 Utvide/endre områdedefinisjon, f.eks. til all næring/grå areal

Dersom erfaringene med delingsordningen for næringsområder blir gode, kan myndighetene vurdere om ordningen bør utvides til å gjelde flere typer områder. For eksempel kan ordningen utvides til å omfatte:

- 1) Havner, som definert i kommunenes arealplaner (som omtalt i forrige delkapittel)
- 2) Grå arealer, herunder områder i nærheten til infrastruktur
- 3) Alle nettkunder som er effekttariffert
- 4) Alle forretnings-, kontor- og formålsbygg i sammenhengende områder.

Slike utvidelser vil kunne bidra til økt lokal kraftproduksjon i nevnte områdetyper. Et slikt mål kan begrunnes med et ønske om å oppnå mest mulig kraftproduksjon på allerede utviklede arealer, slik at kraftforsyningen legger minst mulig beslag på nye arealer. Ulemper med slike utvidelser er at de kan medføre transaksjonskostnader for nettselskap (som skal godkjenne hva som er innenfor og utenfor), særlig om utvidelsene ikke er klart definert, og at utvidelser vil øke omfanget av omfordeling av elavgift og nettleie. En begrensning av utvidelsen til kunder som er effekttariffert, eller områder som typisk inneholder kunder med effekttariff, vil begrense fordelingsvirkningene.

5.2.5 Tillate at batteri med egen måler kan inngå i delingsordning

I den vedtatte ordningen kan aktører som har batteri bak egen måler bruke disse til å justere når de bruker og deler strøm. Det ordningen ikke åpner opp for, er at ett felles batteri, plassert utenfor et eksisterende bygg og måler, kan ta inn kraft laget på et nærliggende bygg, og dele dette tilbake igjen, uten at bygget kraften kommer blir belastet elavgift.

Å åpne for deling med frittstående batterier med egen måler, kan muliggjøre mer effektiv lokal lagring, enn med separate batterier bak forbruksmåleren. På den andre siden er det uklart hvor mye lønnsomhet det vil være i det, ettersom delingsordningen i seg selv muliggjør at en større

del av lokal produsert kraft kan selges uten elavgift i utgangspunktet. Inkludering av batterier i ordningen forutsetter også at en del praktiske spørsmål må avklares, for å sørge for at batterier ikke kan brukes til å hente avgiftsfri strøm utenfra til bygg i næringsområder.

5.2.6 Gi produsenter rett til dynamisk fordeling

I henhold til delingsordningen skal nettselskap «tilby produsentene valget mellom lik fordeling og valgfri statisk fordeling mellom målepunktene». Dette innebærer at en produsent og to forbrukere enten kan si at de to forbrukerne skal tildeles overskuddsproduksjonen 50/50, eller eksempelvis 30/70, gjennom året som helhet. En del nettselskap tilbyr også dynamisk fordeling, altså at fordelingen mellom kundene varierer per time, men dette er ikke noe de er pålagt å gjøre.

Dynamisk fordeling kan gjøre delingsordningen mer lønnsom, ettersom det øker andelen av produksjonen som deles lokalt og som kan gi fordeler i form av blant annet redusert elavgift. Å pålegge nettselskap å tilby dynamisk fordeling kan derfor bidra til mer lokal kraftproduksjon under ordningen.

Det som taler mot et slikt pålegg, er at det kan medføre mer administrasjonsarbeid og risiko for nettselskapene. Ved målefeil, må nettselskap justere forbruk tilbake i tid for å sørge for riktig fakturering for strøm, nettleie og avgifter. Ved dynamisk fordeling blir denne justeringen komplisert. En måler som viser feil verdi vil få «følgefeil» som gjør at man må korrigere de andre målerne i ordningen, og ikke bare måleren som viste feil resultat.

5.3 Endring av øvrige rammevilkår

Gjennom vårt arbeid med denne utredningen har flere, særlig nettselskaper, stilt spørsmål ved om delingsordningen er den beste måten å fremme lokal kraftproduksjon og lagring. Flere argumenterer for at det ville vært mer effektivt å eksempelvis øke Enova-støtten²³ til bygningsmontert kraftanlegg, enn å bruke og utvide en ordning der nettselskap og Elhub må føre regnskap med hvilken mengde innmatet strøm som skal krediteres til hvilket målepunkt for å redusere dennes strøm- og nettleieregning. Rent konkret kunne en se for seg at

²³ Alternativt andre støtteordninger som 1) Finansiell differansekontrakt, der staten dekker forskjellen mellom strømpris og capture-pris, gitt at capture-pris er høyere enn verdien av opprinnelsesgarantier, ev. at staten betaler for produksjonskapasitet (ikke faktisk produksjon) for å

hindre produksjon ved minuspriser, 2) «Solkonto», der staten dekker forskjellen i verdi mellom når byggeier produserer og bruker kraft, og muliggjør maksimal reduksjon av elavgift, 3) Konkurransebaserte støtteordninger eller 4) Elsertikatmarked for solkraft på tak

Enova-støtten til lokal kraftproduksjon økte tilsvarende det relative verditapet lokal kraftproduksjon får, som følge av redusert elavgift. Som en del av budsjettenigheten mellom Arbeiderpartiet, Senterpartiet, Sosialistisk Venstreparti, Rødt og Miljøpartiet de grønne står det at «Stortinget ber regjeringen utrede en tilskuddsordning som gir støtte tilsvarende en garantipris for levering av strøm fra solcellepanel på bygg til strømmettet. Utredningen skal se på hvordan en slik ordning kan innrettes for å øke solkraftproduksjonen og skal ferdigstilles i løpet av 2026».²⁴ Fornybar Norge har tidligere fått utredet mulige virkemidler for 8 TWh solkraft innen 2030.²⁵

I tillegg til støtteordninger er det, som omtalt i kapittelet om drivere og barrierer, flere andre forhold som påvirker om en bygningseier ser seg tjent med å etablere lokal kraftproduksjon eller ikke. Gjennom arbeidet med delingsordningen, er vi blitt gjort oppmerksomme på at følgende forhold kan gjøre det mer attraktivt å investere i lokal kraftproduksjon:

- Gi produsenter på bygninger rett til egen måler for produksjonsanlegget, i tillegg til bygningens forbruksmåler, slik at de kan selge strøm selv om de ikke har en kunde²⁶.
- Gi produsentene rett til å selge overskuddsstrøm, dvs. at den ikke automatisk tilfaller forbruker (som så igjen deler overskuddet med produsenten).
- Tillate deling av effekt (summasjonsmåling) der det kan gjøres på en måte som ikke er til ulempe for andre, for eksempel der målerne/ bygget har samme eier.
- Få på plass regelverk om dynamisk struping, slik at nettselskap kan tillate mer solkraftproduksjon på en mer økonomisk måte (enn dersom nettet må dimensjoneres for å tåle maksimal mengde strømutmating på fridager i juli).

- Vurdere å gi større adgang til reservemarkeder for mindre aktører, gitt at det lønner seg i et kost/nytte perspektiv for systemet som helhet.
- Vurdere å la delt strøm kunne godskrives som egenprodusert i energimerkeordninger.

De overnevnte, mulige justeringene kan påvirke en rekke aktører og det er utenfor denne rapportens mandat å definere dem fullstendig og konkludere på deres virkninger.

5.4 Oppsummering og anbefaling

I dette kapittelet har vi presentert mulige tiltak for å fremme lokal kraftproduksjon og lagring, gitt formålet med delingsordningen om å bidra til mer utbygging av lokal fornybar energiproduksjon og energilovens formålsparagraf om at energi produseres og distribueres på en samfunnsmessig rasjonell måte.

Vi anbefaler at RMEs veiledning til gjeldende forskrift definerer samme næringsområder så enkelt som mulig, slik at aktører, nettselskap og klageinstanser bruker minst mulig tid på å vurdere hva som utgjør samme næringsområde. Rent konkret foreslår vi at hva som er et næringsområde følger av kommunenes arealplaner, men at opplagt gale sluttbrukerkoder (husholdninger og hytter) ikke får anledning til å motta delt strøm. For øvrig anbefaler vi at RME tydeliggjøre at det er tillatt med flere delingsordninger per næringsområde, oppad begrenset til 5 MW, at grensen er den samme i energi- og avgiftsregelverket og at nettselskapene får råd om hvordan de skal håndtere eventuell kø av aktører som ønsker å bruke de tilgjengelige 5 MW per område.

Når forskriften eventuelt skal revideres, vil vi anbefale at det åpnes opp for at aktører kan dele med andre som har egen produksjon bak måleren. Dette vil være i tråd med ordningens hensikt, og kun kreve mindre utviklingsarbeid i Elhub å tilrettelegge for. Med reduksjonen i elavgift forventer vi provenytapet fra ordningen vil bli vesentlig

²⁴ Dette [forslaget](#) kan spores tilbake til SVs opprinnelige [forslag](#) om en garantipris på 75 øre per kWh for solkraft. Formuleringen til statsbudsjettet synes å ta innover seg at støtten bør utformes på en måte som ikke gir solkraftproduksjon når den marginale verdien av solkraft er negativ (ved negative priser).

²⁵ Utredning om virkemidler for [8 TWh solkraft](#).

²⁶ Det er en pågående klagesak mellom Sunday Power og Elvia knyttet til dette temaet og RMEs avgjørelse vil kunne

få betydning. Fra andre aktører har vi forstått at en mulig innvending mot å gi produksjon på tak rett til egen måler, er at de med dagens øvrige regulering dermed også får rett til å ta ut strøm. En annen innvending kan være at byggeieren ville fått rett til fortsatt å mate ut tilsvarende forbruksgrensen. Slike innvendinger kan muligens kvitteres ut, ved å endre inn- og utmatingsrettighetene, slik at bygget som helhet ikke trekker ut eller mater inn mer effekt med to, enn med én måler.

lavere enn forventet da ordningen ble lansert²⁷. I lys av reduksjonen i elavgift kan en spørre seg om det vil være formålstjenlig å holde på grensen om maksimalt 5 MW deling per næringsområde også fremover, eller om forskriften på sikt bør justeres til å tillate flere ordninger på 5 MW, fjerne MW-grensen helt, tillate produksjonsanlegg

på alle typer areal i næringsområder og eventuelt også inkludere andre typer områder i ordningen, som havner, grå areal og generell næringsbebyggelse.

²⁷ Forventningen var et årlig provenytap på om lag 30 millioner kroner, som følge av lavere elavgift. På sikt, og dersom 1 TWh solkraft ble realisert som følge av ny

delingsordning, ble provenytapet estimert til om lag 165 millioner kroner per år (kilde: [høringsnotatet](#)).

6 Appendiks

6.1 Metodikk og input brukt i casestudie

Casene under er basert på reelle data fra 2024, hentet fra anonymiserte næringsområder som enten har solceller på tak eller vurderer å installere det. Der det manglet data om faktisk solenergiproduksjon, har vi supplert lastprofilene med stedsspesifikke solprofiler. Disse solprofilene er laget med THEMAs egen metode, basert på NASAs MERRA-2 datasett. Gjennomsnittlig kapasitetsfaktor er 9,3 prosent og 6,7 prosent for henholdsvis takmontert og fasademontert solcelleanlegg brukt i analysen.

Ved vurdering av verdien av delingsordningen har vi tatt utgangspunkt i Energidepartementets høringsnotat²⁸ og NVEs utredning om delingsordningen²⁹. Fire elementer er sentrale når man beregner besparelser ved delingsordningen: elavgift, tariff for innmatet produksjon, energiledd i nettleien og effektledd³⁰ i nettleien. For kunder med årsforbruk over 100 000 kWh er nettleien strukturert slik at nettselskapets faste kostnader dekkes gjennom effektleddet, mens energileddet representerer marginaltapet. I alle våre caser legger vi til grunn et årsforbruk over 100 000 kWh, noe som stemmer overens med Energidepartementets konklusjon om at kunder i næringsområder typisk har et forbruk over denne grensen. Dersom kunder med under 100 000 kWh i årlig forbruk inngår i en delingsordning vil verdien av delingsordningen kunne bli høyere enn presentert i dette kapittelet, men er ikke videre vurdert.

Elavgift og energiledd er komponenter som faktureres per forbrukt energienhet. Siden vi antar at alle aktører har et forbruk over 100 000 kWh, skal energileddet gjenspeile marginaltapet. Dette innebærer at energileddet ved produksjon vil ha motsatt fortegn av energileddet ved forbruk. De fleste som deltar i delingsordningen vil sannsynligvis være prosumenter, det vil si at de har større innmatet effekt til nettet enn 100 kW. Disse må normalt betale et tariffledd for innmating. Når energi deles gjennom delingsordningen, korrigeres målt innmatning til null, og tariff for innmating faller derfor bort. Tariff for innmatet produksjon beregnes normalt ut fra gjennomsnittlig innmatet energi de siste 10 årene. For nye anlegg uten historikk brukes forventet innmatet energi de første 2 årene, deretter faktisk innmating. Det er usikkert hvordan forventet innmating vil estimeres for nye anlegg under delingsordningen, og i våre beregninger bruker vi derfor faktisk innmatet energi. Fastleddet er kun relevant for aktører med innmatet effekt over 100 kW. Dersom en aktør har under 100 kW innmatet effekt, vil ikke dette leddet påvirke verdien av delingsordningen. Men det bør inkluderes hvis innmatet effekt ville vært over 100 kW uten delingsordningen, men reduseres under dette nivået ved deling. Tabell 3 viser verdien av delingsordningen knyttet til energiledd, tariff for innmatet produksjon og elavgift. Som siste rad i tabellen viser, er den totale gevinsten lik elavgiften pluss fastledd for produksjon, mens energileddet kanselleres

²⁸ regjeringen.no

²⁹ nve.no

³⁰ Kunder under 100 000 kWh/år tarifferes ikke effektledd, men fastledd basert på effektbehov. Disse kan få samme reduksjon som for effektledd. Vi skriver derfor kun effektledd videre, men prinsippet gjelder tilsvarende for kunder med effektbasert fastledd.

Tabell 3: Talleksempel på hvordan verdien av delingsordningen fordeler seg mellom mottaker av energi og produsent forutsatt at begge har et forbruk over 100 000 kWh i året, basert på Elvias nettariffer for 2025³¹ og typisk kraftpris sommertid.

Besparelse mottaker		
Strømpris	40	øre/kWh
Energiledd	3	øre/kWh
Elavgift	16.93	øre/kWh
Total besparelse mottaker	59.93	øre/kWh
Redusert inntekt produsent		
Strømpris	-40	øre/kWh
Tariff innmatet produksjon	2.4	øre/kWh
Energiledd	-3	øre/kWh
Total redusert inntekt produsent	-40.6	øre/kWh
Gevinst ved deling fra energiledd og elavgift	19.33	øre/kWh

Dersom kunder med forbruk som er under 100 000 kWh per år inngår i en delingsavtale under delingsordningen vil verdien av delingsordning fra energileddet potensielt øke. Dette kommer av at slike kunder har et energiledd som ikke representerer marginaltapet, og som typisk er høyere. Dersom aktøren som også bli delt til er definert som husholdingsformål vil man også få verdi av reduksjon på 1 øre/kWh gjennom lavere betaling til energifondet, øvrig forbruk betaler et fast beløp på 800 kr/år. Videre så kan man også få reduksjon i merverdiavgift kostnad dersom man er en aktør som ikke får fratrekk for denne, for eksempel en husholdning. Tabell 4 viser gevinsten for delingsordningen gitt disse forutsetningene.

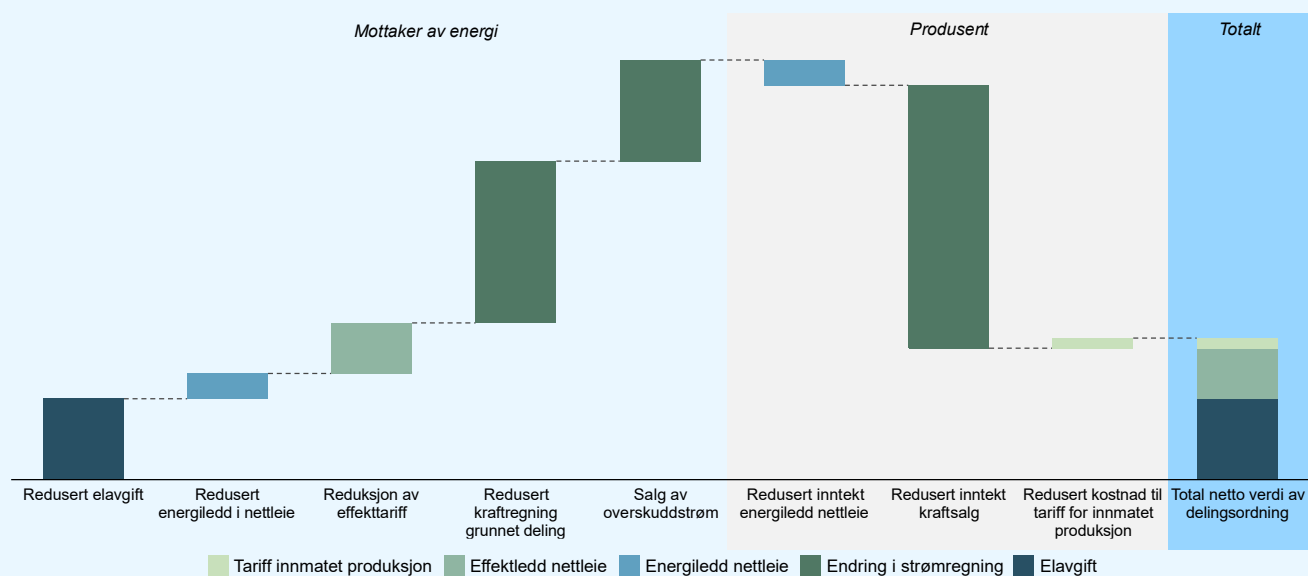
³¹ elvia.no, hentet 14.11.2025

Tabell 4: Eksempel på gevinst fra delingsordningen gitt deling med forbruk under 100 000 kWh.

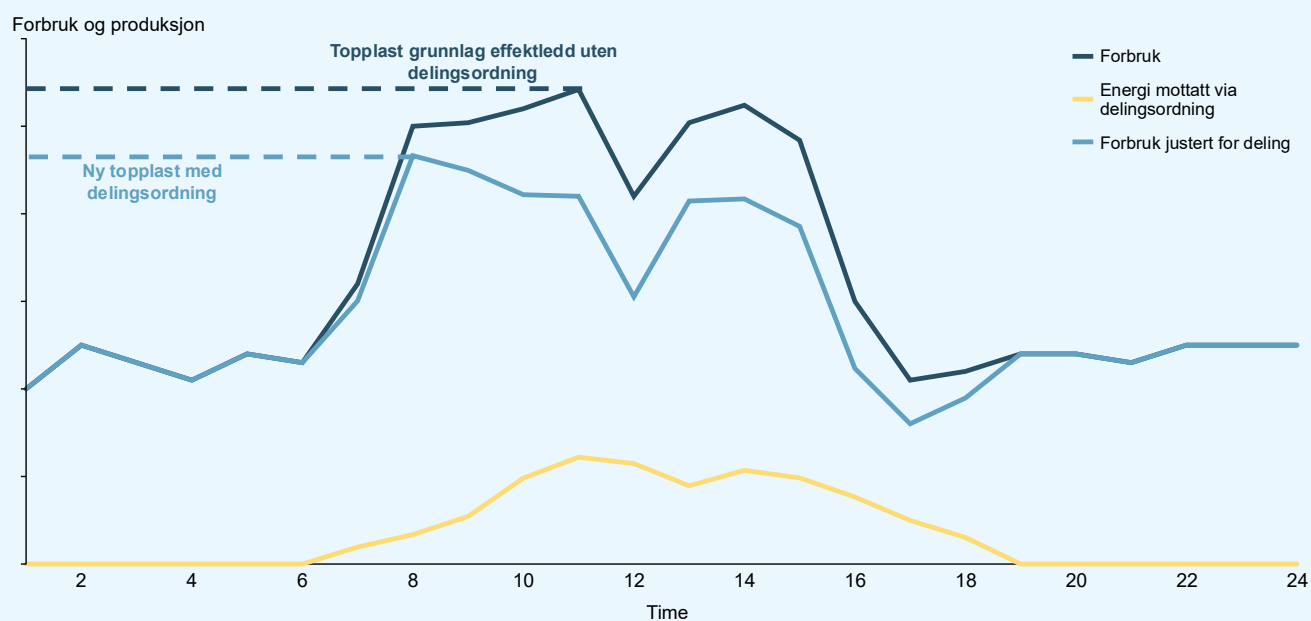
Besparelse mottaker		
Strømpris	40	øre/kWh
Energiledd	20.99	øre/kWh
Elavgift	16.93	øre/kWh
Påslag på netttariffen til Energifondet	1	øre/kWh
MVA	19.73	øre/kWh
Total besparelse mottaker	98.65	øre/kWh
Redusert inntekt produsent		
Strømpris	-40	øre/kWh
Tariff innmatet produksjon	2.4	øre/kWh
Energiledd	-3	øre/kWh
Total redusert inntekt produsent	-40.6	øre/kWh
Gevinst ved deling fra energiledd og elavgift	58.05	øre/kWh

Figur 19 illustrerer hvordan de ulike komponentene i nettleien, strømprisen og elavgiften bidrar til verdien av delingsordningen for kunder med forbruk over 100 000 kWh. Som man ser av figuren er det kun redusert elavgift, reduksjon i tariff for innmatet produksjon og effektledd som står igjen som verdien av delingsordningen. Verdien av delingsordningen isolert sett er dermed uavhengig av hva spotprisen er, og er kun avhengig av elavgiften, tariff for innmatet produksjon, effekttariffen, og samvariasjon mellom forbruk og solenergiproduksjon. Det er også mulig å oppnå gevinst fra delingsordningen gjennom reduksjon av effektleddet, forutsatt at det er samtidighet mellom månedens maksimalforbruk og produksjon av delt energi. For kunder med forbruk over 100 000 kWh er effektleddet typisk utformet med en kostnad for maksimalt uttak per kW/måned. For aktører med forbruk under 100 000 kWh har man ikke et effektledd, men et fastledd. Dette fastleddet er typisk utformet basert på en effektrapp der man blir fakturert basert på snitt av de tre timene med høyeste energiforbruk over en måned, men dette kan variere mellom nettselskap. Det er usikkert om dette vil bidra til å øke verdien av delingsordningen eller redusere den, ettersom dette vil i stor grad være avhengig av om deling vil føre til at en aktør akkurat faller nedenfor et ledd i effektrappen. Slik sett er det større usikkerhet i om deling av energi vil bidra til lavere nettleie for en slik kunde gjennom reduksjon i effektuttak, enn for en kunde med forbruk over 100 000 kWh. Figur 18 viser hvordan deling kan bidra til lavere effektledd.

Figur 19: Illustrasjon av hvordan de ulike delene av komponentene i kraftkostnader endrer seg ved delingsordningen, og hva som står igjen som verdien av delingsordningen for kunder med forbruk over 100 000 kWh.



Figur 18: Illustrasjon av hvordan deling kan redusere effektleddet.



6.2 Antatte tariffer og avgifter i case

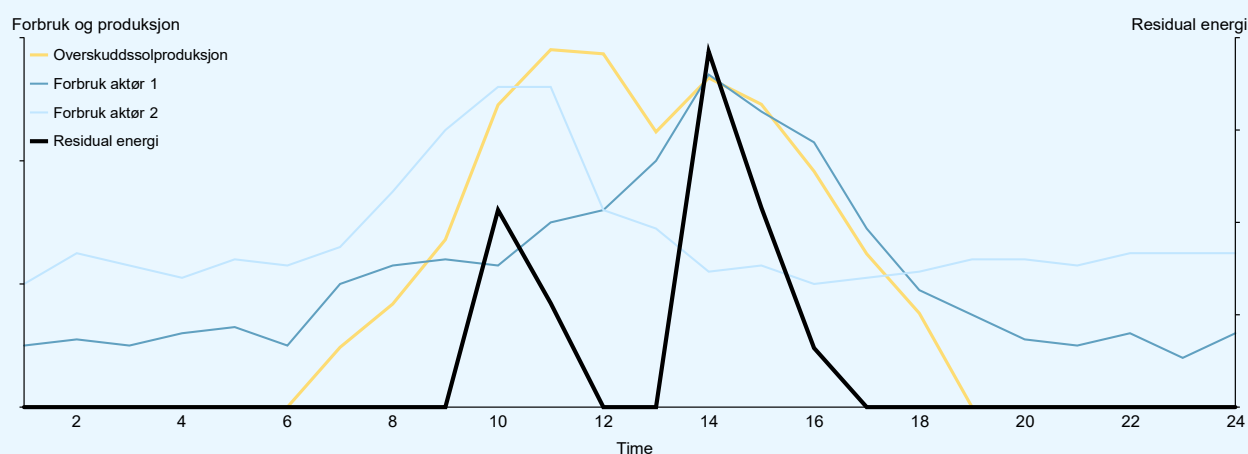
Vi legger til grunn nettleien til Elvia for kunder over 100 000 kWh i høyspent nett i alle caser³². Elvia er det største nettselskapet i Norge. Vi bruker nettleien for 2025, ettersom nettleien for 2026 ikke var publisert hos Elvia ved skriving av denne rapporten (04.11.2025). For elavgift bruker vi to alternativer i casene. Det ene er elavgiften som ble vedtatt ved inngangen til 2025. Det andre er den lavere elavgiften fra vedtatt statsbudsjett for 2026. Vi har valgt elavgiften fra 2025 som grunnlag for å holde elavgiften slik den har vært de senere årene. Dette er også i tråd med hvordan elavgiften var utformet i NVEs utredning i 2024. For fastledd for produksjon har vi valgt å legge til grunn det nye fastleddet for 2026³³. Alle antatte komponenter er vist i Tabell 5.

Tabell 5: Elavgift, tariff for innmatet produksjon og nett-tariffer brukt i caser

	Pris
Effektledd, April-september	26 kr/kW/måned
Effektledd, Oktober-mars	61 kr/kW/måned
Energiledd	3 øre/kWh
Elavgift, Januar-mars, vedtatt ved inngang 2025	9.79 øre/kWh
Elavgift, April-desember, vedtatt ved inngang 2025	16.93 øre/kWh
Tariff for innmatet produksjon 2026	2.4 øre/kWh
Elavgift, Vedtatt statsbudsjett 2026	7.13 øre/kWh

I caser med én-til-mange-delning legger vi til grunn jevn fordeling mellom de ulike aktørene, i henhold til delingsordningen. Dette kan i enkelte tilfeller føre til en noe lavere verdi enn det teoretiske maksimumet, ettersom noe energi som kunne vært delt ikke blir delt. Figur 20 viser hvordan dette kan oppstå i et stilisert eksempel med to mottakeraktører, der det oppstår residual energi på grunn av ulike tidspunkt for topplast og produsentens overskuddsenergi. Vi tror ikke dette er et stort problem, men det kan i enkelte caser påvirke verdien av delingsordningen i vesentlig grad.

Figur 20: Illustrasjon som viser hvordan det kan oppstå residual energi som teoretisk kunne vært delt om fast delingsnøkkel i en-til-flere deling ikke må legges til grunn innenfor delingsordningen.



³² [Elvia.no](https://elvia.no)

³³ [Statnett, fastledd produksjon](https://statnett.no)

6.3 Utfyllende casedefinisjon

Case 1: Logistikk- og lagerområde i NO1 – «Case logistikk»

Karakteristikk	Verdi
Beskrivelse	Næringsområde primært bestående av lager- og logistikkbygg, med tilhørende kontorer.
Navn	Case Logistikk
Lokasjon	NO1
Antall bygg	5
Forbruk 2024	5 000 MWh
Topplast	1,4 MW
Topplast sommerhalvår (April-september)	0,95 MW
Totalt takareal	121 000 m ²
Potensial for sol på tak	12 MW (AC)
Totalt areal tilgjengelig for sol på fasade	8 230 m ²
Potensial sol på fasade	1,4 MW (AC)

Case 2: Lager og fryselager i NO3 – «Case fryselager»

Karakteristikk	Verdi
Beskrivelse	Et næringsområde bestående av to aktører, et fryselager og et typisk vanlig lagerbygg.
Navn	Case fryselager
Lokasjon	NO3
Antall bygg	2
Forbruk 2024	5 200 MWh
Topplast	1,26 MW
Topplast sommerhalvår (April-september)	1,25 MW
Totalt takareal	15 000 m ²
Potensial for sol på tak	1,5 MW (AC)

Totalt areal tilgjengelig for sol på fasade	3000 m ²
Potensial sol på fasade	0,25 MW (AC)

Case 3: Lager og datasenter i NO1 – «Case datasenter»

Karakteristikk	Verdi
Beskrivelse	Et mindre datasenter med 5 MW tildelt effekt lokalisert ved siden av et lagerbygg.
Navn	Case datasenter
Lokasjon	NO1
Antall bygg	2
Forbruk 2024	53 000 MWh
Topplast	5,9 MW
Topplast sommerhalvår (April-september)	5,9 MW
Totalt takareal	25 000 m ² (Hvorav 20 000 er for lageret)
Potensial for sol på tak	2 MW (AC)
Totalt areal tilgjengelig for sol på fasade	1 500 m ²
Potensial sol på fasade	0,25 MW (AC)

Case 4: Lager, kontor og ikke-kraftkrevende industri i NO2 – «Case industri»

Karakteristikk	Verdi
Beskrivelse	Et industriområde med industri som ikke er kraftkrevende, men bruker andre innsatsfaktorer primært. Området inneholder også kontor-, administrasjon-, garderobe- og kantine-bygg.
Navn	Case industri
Lokasjon	NO2
Antall bygg	11
Forbruk 2024	9 364 MWh
Topplast	2,0 MW
Topplast sommerhalvår (April-September)	1,4 MW

Totalt takareal	68 000 m ²
Potensial for sol på tak	6,8 MW (AC)
Totalt areal tilgjengelig for sol på fasade	2 000 m ²
Potensial sol på fasade	0,35 MW (AC)

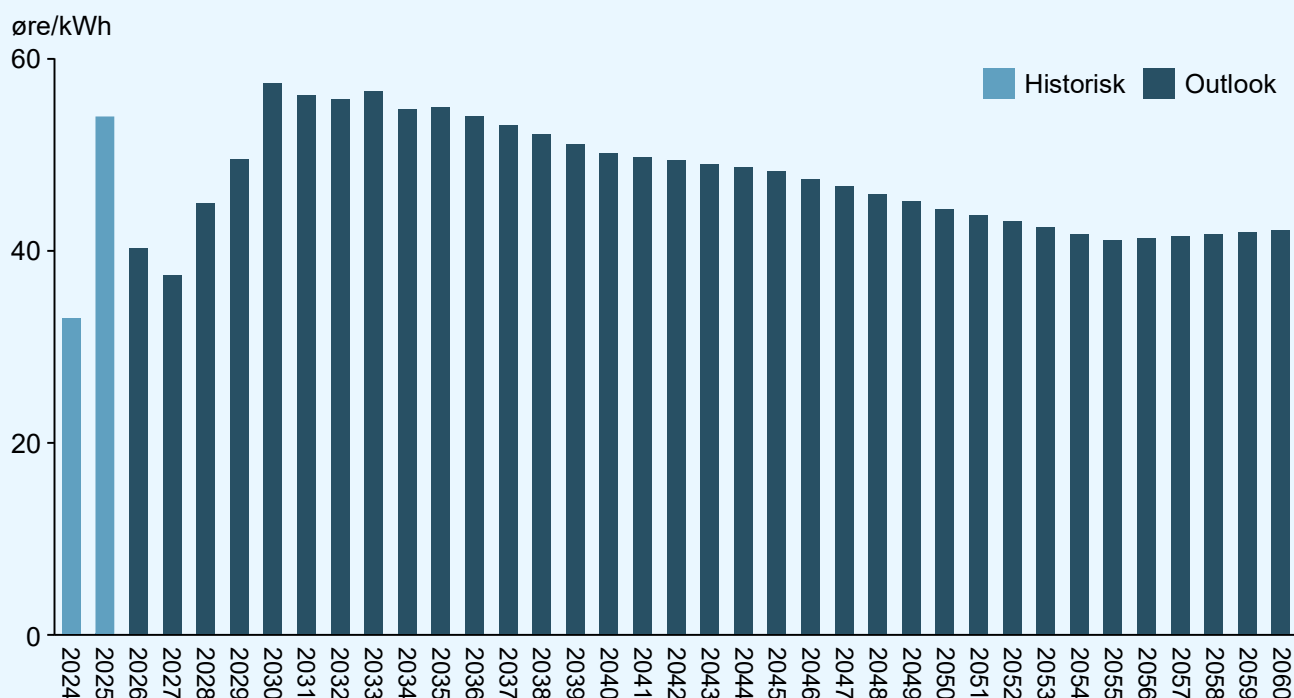
6.4 Lønnsomhet av solkraft i Norge

Lønnsomheten til solkraft i Norge avhenger av flere faktorer som til sammen bestemmer om en investering gir økonomisk mening. De viktigste elementene er investeringskostnad, avkastningskrav, driftkostnad, mengde produsert energi og den oppnådde kraftprisen. De fire første faktorene brukes til å beregne levetidskostnaden for energien, ofte kalt Levelized Cost of Energy (LCOE). En investering er lønnsom dersom LCOE-en er lavere enn den oppnådde kraftprisen i markedet.

Den oppnådde kraftprisen, eller capture price, avhenger av når kraftkilden produserer i forhold til prisnivået i kraftmarkedet. Fleksible kraftkilder som vannkraft og gass kan velge å produsere når prisene er høye, og oppnår dermed bedre priser enn ufleksible kilder som sol og vind. Solkraft opplever også kannibalisering ettersom solen skinner mer eller mindre samtidig over hele landet, og på kontinentet hvor vi vil importere prissmitte over utenlandskablene, noe som presser prisene ned i timene med solenergiproduksjon.

Figur 21 viser den oppnådde kraftprisen for solkraft i NO1 gjennom to historiske år og fremover i THEMAs kraftmarkedsprognose fra september 2025. Som figuren viser var 2024 et år med lav oppnådd kraftpris, mens 2025 har hatt betydelig høyere priser. Fremover forventes capture price å ligge et sted mellom disse nivåene, med en periode med noe lavere priser fra 2026 før en økning frem mot 2030 og deretter en nedgang igjen mot 2060.

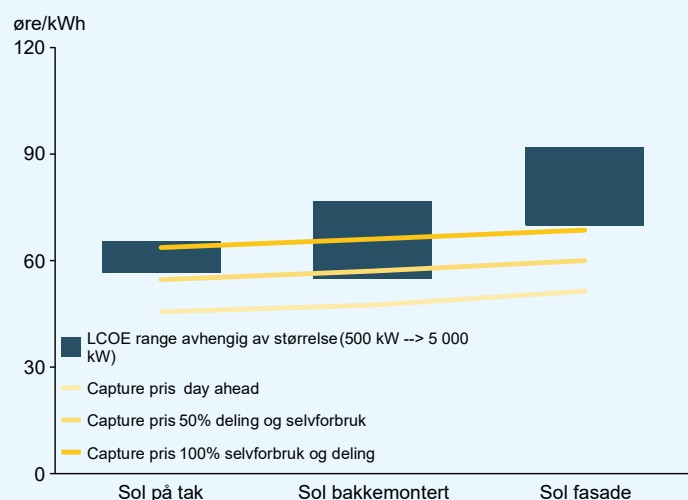
Figur 21: Oppnådd kraftpris for solkraft i NO1 i 2024 og 2025 (til og med oktober), samt THEMAs kraftmarkedsprognose for perioden 2026-2060. Figuren viser årlige gjennomsnitt og illustrerer variasjonen mellom år samt forventet utvikling fremover.



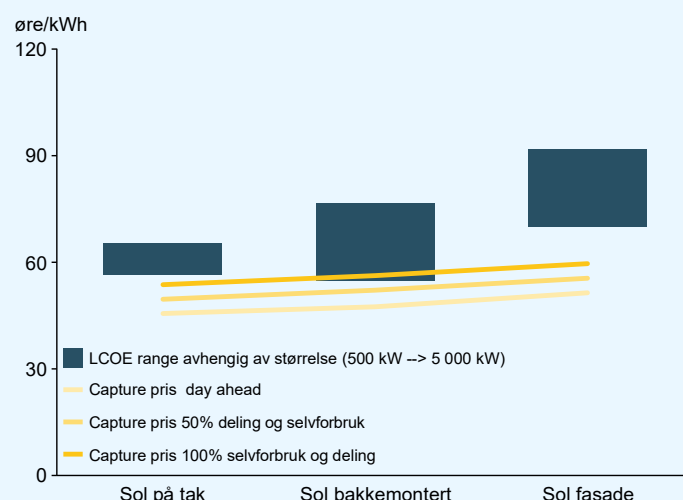
Norge har et svært væravhengig kraftsystem, og kraftprisene varierer betydelig mellom år. Gjennom 2024 var den hydrologiske balansen sterk med spesielt mye tilsig inn mot sommeren, noe som ga lavere kraftpriser enn i et normalår, og spesielt gjennom sommeren. I 2025 var det derimot mindre tilsig enn normalt i Sør-Norge utover våren og gjennom sommeren, noe som ga høyere kraftpriser spesielt om sommeren. Samtidig førte mer overskyet vær i juli til lavere solkraftproduksjon på kontinentet og mindre import til Norge, noe som reduserte kannibaliseringen av norsk solkraft og ga høyere capture rates. THEMAs prognoser legger et normalår til grunn som i snitt vil gi et riktig bilde av prisen, men betydelige variasjoner mellom årene må forventes.

Det finnes tre hovedtyper solteknologier med forskjellige kostnader og produksjonsprofiler: bakkemontert, takmontert og fasademontert sol. Takmontert og bakkemontert sol kan ha relativt like produksjonsprofiler ettersom man i mange tilfeller kan tilpasse retning og helningsvinkel på takmonterte paneler til å matche bakkemonterte anlegg. Fasademontert sol er derimot begrenset av å stå tilnærmet 90 grader på bakken, noe som gir en produksjonsprofil uten den like tydelige toppen rundt midten av dagen. Profilen vil også variere avhengig av hvilken retning veggen vender. For solkraft koblet til eget forbruk kan man oppnå en høyere effektiv kraftpris gjennom selvforbruk som reduserer avgifter på nettleie, elavgift og potensielt merverdiavgift. Hvor stor andel som går til selvforbruk påvirker dermed lønnsomheten betydelig. Det er også variasjon i avkastningskrav mellom ulike investorer. Enkelte investeringer gjøres primært av andre grunner enn rent økonomisk avkastning og kan derfor ha lave avkastningskrav, mens andre krever høyere avkastning. Til sist spiller størrelsen på anlegget en viktig rolle for kostnaden per installert kilowatt. Små anlegg er typisk dyrere å bygge enn store anlegg grunnet manglende stordriftsfordeler. Figur 23 og Figur 22 viser LCOE for solteknologiene sammenlignet med gjennomsnittlig capture price fra THEMAs basisscenario for 2026-2060 i NO1 ved ulik selvforbruksgrad. Figur 23 bruker elavgiften ved inngangen til 2025, mens Figur 22 viser den vedtatte elavgiften for 2026 på 7,13 øre/kWh. Det er verdt å merke seg at det kun er elavgift som er tatt hensyn til her, og ikke andre avgifter som vil løfte de gule linjene som indikerer capture price ved ulike selvforbruksgrader. Figurene viser sensitivitet på størrelsen av solanlegget fra 500 kW opp til 5000 kW. For fasademontert sol er det lagt til grunn sørvendt fasade, ettersom dette ga lavest LCOE av alle fasademonterte alternativer.

Figur 23 LCOE for ulike solteknologier sammenlignet med gjennomsnittlig capture price i NO1 for perioden 2026-2060, med elavgift ved inngangen til 2025. Figuren viser sensitivitet for anleggsstørrelse (500-5000 kW) og selvforbruksgrad. De gule linjene indikerer capture price ved ulike selvforbruksgrader. Fasademontert sol er sørvendt.

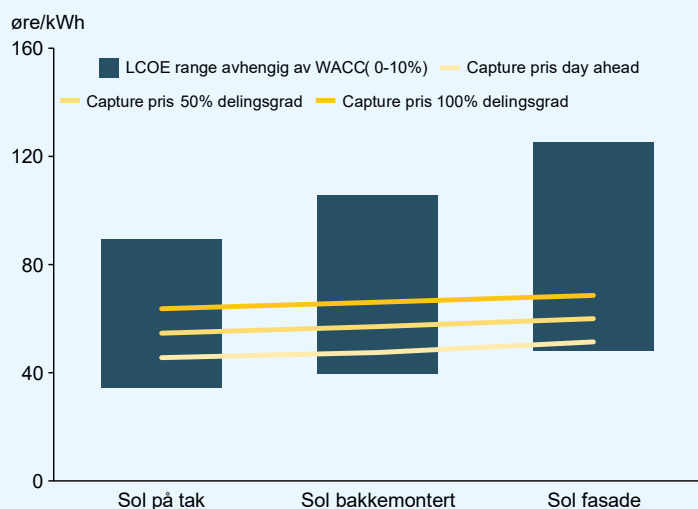


Figur 22: Som Figur 22 men med vedtatt elavgift for 2026 på 7,13 øre/kWh. Figuren illustrerer hvordan endringer i elavgift påvirker lønnsomheten for solkraft ved ulike selvforbruksgrader

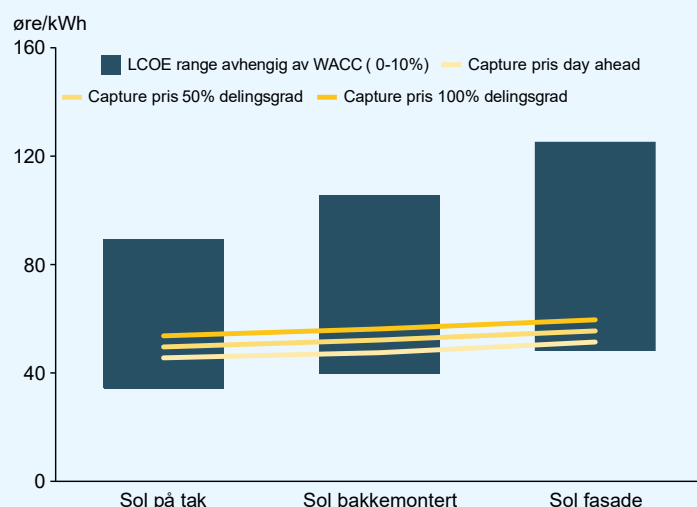


Figur 24 og Figur 25 viser det samme som de foregående figurene, men med sensitivitet på avkastningskravet mellom 0 og 10 prosent. Av alle figurene kommer det tydelig frem at solkraft i Norge vil trenge lavt avkastningskrav, høy selvforbruksgrad eller stor skala for å være lønnsomt, eller en kombinasjon av disse faktorene. I tillegg kan man se at en lavere elavgift kan gi dårligere lønnsomhet i å installere sol for selvforbruk.

Figur 24: LCOE for ulike solteknologier sammenlignet med capture price ved ulike avkastningskrav (0-10 prosent). Figuren viser hvordan lønnsomheten varierer med investorens krav til økonomisk avkastning gitt elavgift ved inngang til 2025.



Figur 25: Samme som foregående figur, bare med vedtatt elavgift for 2026 på 7,13 øre/kWh.

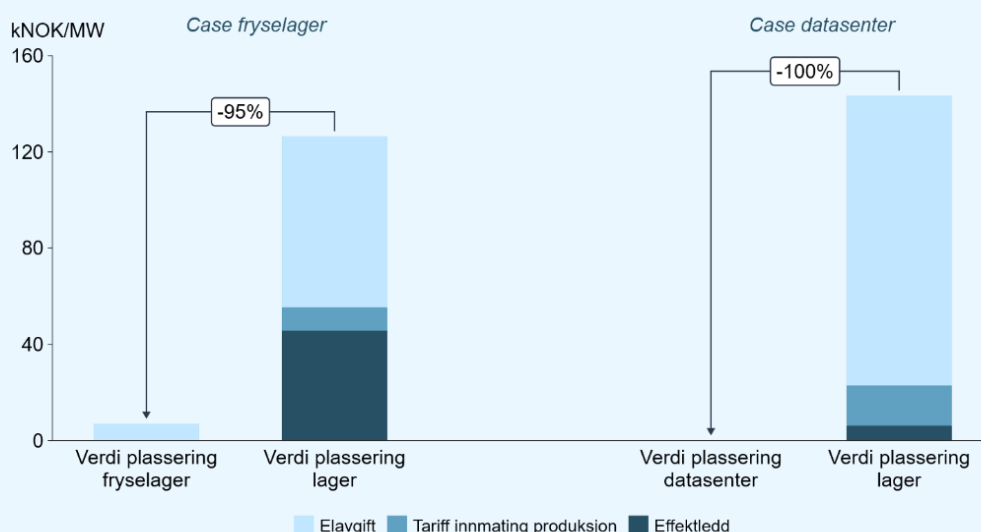


6.5 Plasseringen av solanlegg er viktig for verdien til delingsordningen

I resultatene presentert i kapittel 2.2 under den tekniske vurderingen har vi lagt til grunn at solenergien er plassert på taket til aktøren med størst takareal per energiforbruk, typisk et lager eller logistikkbygg. Denne aktøren deler deretter energien med den aktøren som har den best egnede forbruksprofilen for å maksimere verdien av delingsordningen. Plasseringen av den installerte effekten er viktig for verdien av delingsordningen, og betydningen av den valgte plasseringen kan derfor illustreres gjennom Case datasenter og Case fryselager, hvor virkningen av plassering er tydelig. I Case logistikk er forbruksprofilene relativt like, og endring av solcellenes plassering gir dermed marginal effekt på delingsordningens verdi. For Case industri antas det at industribyggene er lite egnet for sol på tak, slik at det ikke er en reell mulighet å flytte solcellene. Figur 26 viser forskjellen i verdien av delingsordningen per MW (AC) for Case datasenter og Case fryselager når man flytter solcellene fra lageret til henholdsvis datasenteret og fryselageret. Dimensjoneringen er holdt konstant på 5 MW for Case datasenter (tilsvarende 85 prosent av sommertopplast) og 1.13 MW for Case fryselager (tilsvarende 90 prosent av sommertopplast), slik som beskrevet som optimal dimensjonering for delingsordningens verdi i tidligere delkapittel. Beregningene er basert på elavgiften fra 2025.

Ved plassering av alle solceller på datasenteret blir verdien av delingsordningen tilnærmet null. Årsaken er at datasenteret har et så stort forbruk at det forbruker tilnærmet all solenergiproduksjon, og det blir dermed lite til ingen energi igjen til deling med lagerbygget. I dette caset har vi lagt til grunn 5 MW installert effekt, tilsvarende datasenterets tilknytning. Dette er lavere enn sommertoppen for området på grunn av delingsordningens begrensning på 5 MW. Den lave dimensjoneringen bidrar til at all energi forbrukes av datasenteret. Det er ikke realistisk at et datasentertak har plass til solceller med denne effekten, slik at flyttingen ikke ville vært mulig i praksis. Eksempelet illustrerer likevel viktigheten av solcellenes plassering for delingsordningen. Det er verdt å merke seg at totalinntektene for solenergiproduksjonen antagelig hadde vært høyere med alle solcellene plassert på datasenterets tak. Man ville da fått like høy delings- og selvforbudsgrad som ved plassering på lageret, men samtidig fått full gevinst av reduksjon i energiledd på all produksjon. Verdien av redusert effektledd er tilnærmet lik uavhengig av solcellenes plassering. Ved flytting av solcellene til fryselageret reduseres verdien av delingsordningen med 95 prosent. Årsaken er den samme som for Case datasenter: fryselageret bruker mesteparten av energien selv. Det er likevel noe overskuddsenergi som deles med lageret, ettersom lageret også bidrar til topplast i sommerhalvåret. Det er viktig å merke seg at vi her ser på optimal dimensjonering gitt at solcellene er plassert på lageret, som tilsvarer 90 prosent av sommertopplast. Fryselageret står for ca. 75 prosent av totalt forbruk i dette caset sett over et år, i sommerhalvåret er dette enda høyere. Dette begrenser hvor mye energi som er tilgjengelig for deling, siden fryselageret har klart størst forbruk gjennom sommeren. Flytting av 1.13 MW solceller til fryselageret ville potensielt kommet i konflikt med plass på taket til fryselageret.

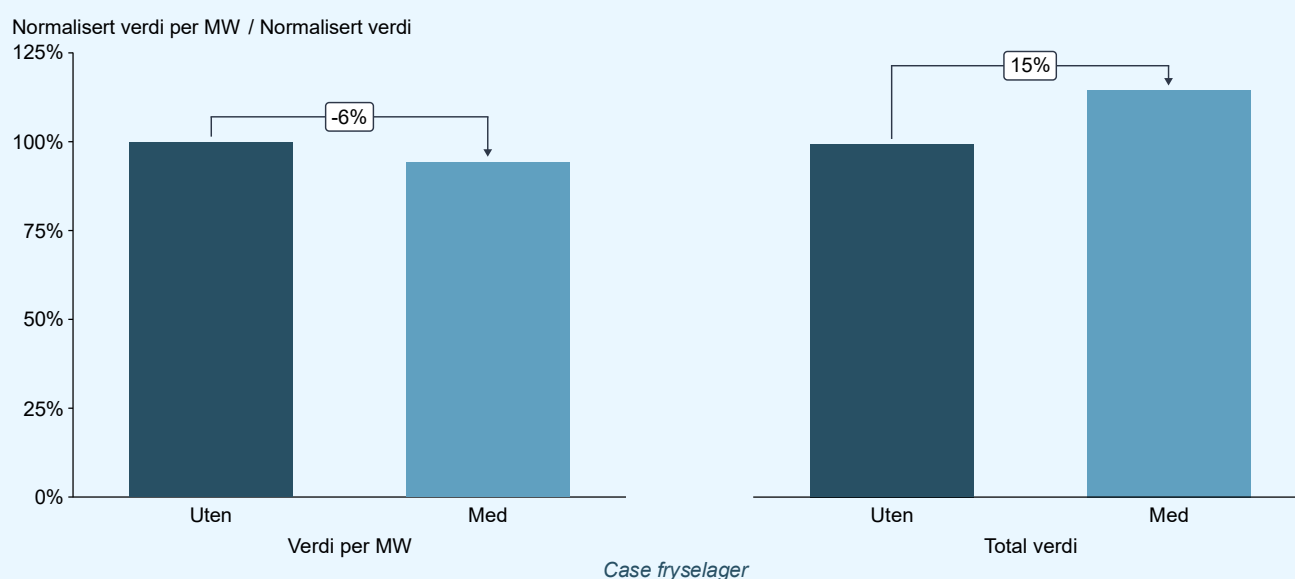
Figur 26: Illustrasjon av verdien av delingsordningen gitt plassering av solcellene bak måleren til den kraftkrevende aktøren, mot å plassere bak måleren til lageret.



6.6 Fasademontert sol kan øke absoluttverdien av delingsordningen

Som del av den tekniske vurderingen beskrevet i kapittel 2.2 har vi også inkludert en analyse av fasademontert effekt. Ved å installere solceller på fasadearealer kan den totale installerte effekten økes, særlig der tilgjengelig takareal er begrenset. Fasademonterte anlegg har lavere kapasitetsfaktor og dermed gir lavere verdi til delingsordningen per MW, men den totale verdien av delingsordningen kan likevel øke. Figur 27 viser normalisert verdi per MW (AC) sol og normalisert absolutt verdi av delingsordningen for Case fryselager når fasademontert effekt i sørvendt retning installeres i tillegg til optimal effekt. Figuren viser at verdien av delingsordningen per MW reduseres når installert effekt er fasademontert, samtidig øker den absolutte verdien av delingsordningen, slik at fasademontert effekt kan tilføre delingsordningen ytterligere verdi. Denne trenden er observert for alle case. Økningen i absolutt verdi skyldes at mer solenergi blir produsert og tilgjengelig for deling, slik at delingsgraden kan øke. For å oppnå maksimal verdi bør produksjonsprofilen fra fasadeanleggene i størst mulig grad samsvare med forbruksprofilen hos aktørene som mottar delt energi. Fasademontert solenergi kan være et nyttig supplement til takmontert solenergi, til tross for at verdien i delingsordningen per MW reduseres.

Figur 27: Illustrasjon av verdien per MW sol og den totale verdien av delingsordningen ved installasjon av fasademontert effekt i tillegg til optimal installert effekt på tak, her illustrert for Case fryselager.



6.7 Lading av tungtransport kan øke verdien av delingsordningen

Lading av transport, batterier og egenproduksjon av energi kan gi ytterligere verdi til delingsordningen, men er komplekst og svært case avhengig. Som del av den tekniske vurderingen beskrevet i kapittel 2.2 har vi har undersøkt hvordan lading av tungtransport under pauser eller ved lasting og lossing hos lager påvirker verdien av delingsordninger for energi.

Analysene viser at lading av tungtransport kan øke verdien til delingsordningen når to kritiske forutsetninger oppfylles:

1. Ladingen skjer samtidig med produksjon fra solceller
2. Ladepunktet tilknyttes aktøren som mottar energi

Jo mer lading som skjer i toppproduksjonstimene for solceller, desto større blir verdien av delingsordningen. Motsatt vil verdien reduseres dersom aktøren med solceller på tak installerer ladeinfrastruktur for dagtidslading, ettersom mindre energi da blir tilgjengelig for deling. Dette reduserer imidlertid ikke verdien av solcellene i seg selv.

Hurtiglading av lastebiler har et ekstremt effektforbruk sammenlignet med vanlig forbruk. Scania tilbyr lastebiler med maksimalt effektuttak på 450 kW³⁴, mens Megawatt charging i Vestby opererer med to ladere på 1,2 MW og én på 560 kW³⁵. Slikt effektuttak kan definere topplasten for en aktør, og enhver solenergi som reduserer effektuttaket under lading kan derfor gi stor verdi. Lading utenfor solenergiproduksjonstimer, for eksempel nattestid, bidrar derimot ikke til delingsordningens verdi.

Batterier i kombinasjon med lading og delingsordningen kan skape verdi gjennom reduksjon av effektleddet på nettleien og til å oppnå lavere kraftpris gjennom lading når det er lav pris, eller flytting av solenergiproduksjon til ladetidspunkt. Gevinstens størrelse avhenger av flere faktorer: lademønster, laderkapasitet, solcelleinstallasjonens størrelse, det underliggende forbruket til aktøren som installerer laderne, og plasseringen av all infrastruktur.

Følgende prinsipper gjelder generelt:

- Ved hurtiglading midt på dagen erstatter solceller noe av batteriverdien. Batteriet beholder likevel verdi ved reduksjon av topplast på dager med lav solenergiproduksjon, særlig vinterstid.
- Høy brukstid på ladere reduserer batteriverdien. Batterier fungerer best ved reduksjon av korte effekttopper, eksempelvis én time. Ved maksimal effekt over flere timer kreves enten større lagringskapasitet eller aksept for begrenset reduksjon av topplast.
- For å oppnå verdi gjennom reduksjon av effektledd må det foreligge tilstrekkelig lastvariasjon med elbilladeren, slik at batteriet kan lades opp mellom ladeperioder gjennom dagen og natten.
- Flytting av solenergiproduksjon fra dag til nattlading har begrenset verdi grunnet lavere effektuttak og typisk lavere energipriser om natten.
- I praktiske implementeringer begrenses verdiskapningen av evnen til å predikere effekttopper. Dette krever koordinering mellom lastebilens kjøreplan, aktørens forbruk, forventet solenergiproduksjon og batteriets driftsstrategi.

³⁴ elbil.no

³⁵ ntb.no

6.8 Powerhouse Brattørkaia: Pilot på testing av delingsordningen i Norge

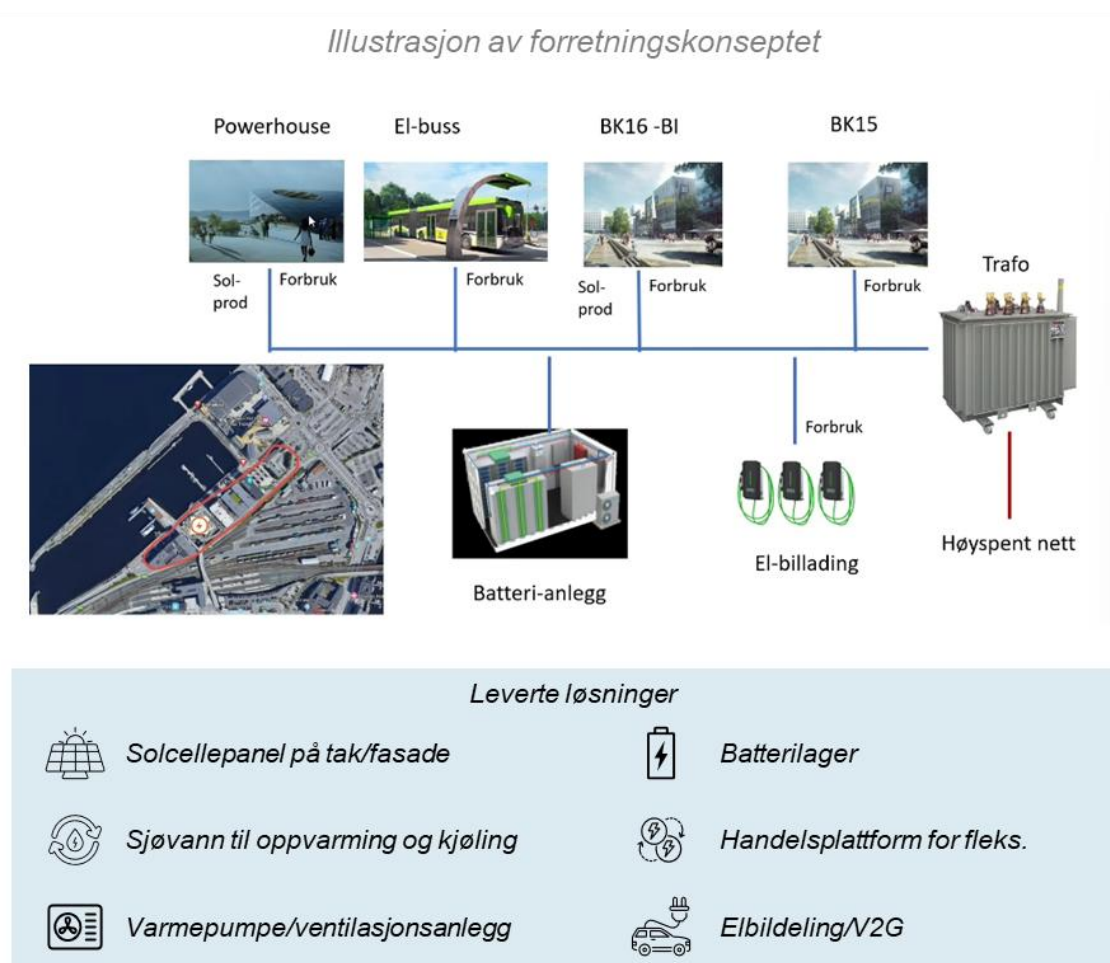
Det finnes få eksempler på deling av overskuddsstrøm mellom næringsaktører i Norge i dag. Et eksempel er Powerhouse Brattørkaia i Trondheim, som har gjennomført en pilot for lokal energiproduksjon, energihandel og fleksibilitet i samarbeid mellom Entra, Skanska, Aneo, Tensio og +CityxChange.

Powerhouse-bygget er utstyrt med solcelleanlegg som produserer om lag 460 000 kWh per år. Overskuddsproduksjonen ble delt med nabobygg gjennom en PPA-avtale, noe som gjorde det mulig å utnytte lokal fornybar energi mer effektivt. Piloten testet i hovedsak to konsepter:

1. **Energihandel** – salg av strøm til nabobygg og bruk av batterier for lastutjevning.
2. **Fleksibilitet** – levering av effektreduksjon til Tensio (DSO) via en handelsplattform.

Erfaringer fra Powerhouse Brattørkaia viser at lokal energideling kan redusere makslast med opptil 20 %, og at fleksibilitet gir inntekter og bidrar til å utsette eller redusere behovet for nettinvesteringer. Samtidig har piloten avdekket regulatoriske begrensninger som gjør det krevende å skalere slike løsninger utover pilotprosjekter. Modellen stiller også krav til områdekoordinator/aggregator for styring av lokal produksjon, batterier og laster. Modellen forutsetter også gode digitale løsninger. En illustrasjon av forretningskonseptet er vist i Figur 28.

Figur 28: Illustrasjon av Powerhouse Brattørkaia pilotprosjekt for energihandel og fleksibilitet



Om THEMA

THEMA Consulting Group tilbyr rådgivning og analyser for omstillingen av energisystemet basert på dybdekunnskap om energimarkedene, bred samfunnsforståelse, lang rådgivningserfaring og solid faglig kompetanse innen samfunns- og bedriftsøkonomi og teknologi.



THEMA Consulting Group

Øvre Vollgate 6

0158 Oslo, Norway

www.thema.no

Berlin-kontor

Albrechtstraße 22

10117 Berlin, Germany



Fornybar
Norge



Med støtte fra:

Interreg



Medfinansieras av
EUROPEISKA UNIONEN

Sverige – Norge

GränsEnergi