

RAMMEBETINGELSER FOR ENERGIFELLESSKAP

Oppdragsnotat for Fornybar Utvikling

Karen Byskov Lindberg
Petter Arnestad

Versjon 2.2. Dato: 2026-11-01

cofactor

Forord/rapportinfo

Oppdragsgiver:	Fornybar Utvikling AS (FbU)
Versjon av rapport:	Versjon 2.2, dato 2026-11-01
Oppdragsleder:	Karen Byskov Lindberg (Cofactor)
Forfattere:	Karen Byskov Lindberg (Cofactor) og Petter Arnestad (Cofactor)

Rapporten er utarbeidet av Cofactor på oppdrag fra Fornybar Utvikling (FbU) i tidsrommet mai-okt 2026. FbU jobber for økt lokal energiproduksjon, fleksibilitet og bedre utnyttelse av kraftsystemet. I denne konteksten kan energisamfunn/energifellesskap/energihubs spille en viktig rolle for å kunne tilknytte nytt forbruk i nærings- og industriparker. Formålet med rapporten er å gi et kunnskapsbasert og handlingsrettet grunnlag for politisk påvirkning og dialog med myndighetene for å øke utbredelsen av energifellesskap i Norge, hvor både energi og kapasitet deles.

Rapporten er basert på gjennomgang av norsk regelverk og aktuelle høringer, overordnet analyse av EU-regelverket og hvordan det er gjennomført i Nederland, Danmark og Tyskland. Det er også gjort et generelt litteratursøk (av rapporter og nettsider). I tillegg er det gjennomført intervju med en ekspert på nettregulering i Nederland, og med norske aktører med praktisk erfaring fra energifellesskap og deling av nettkapasitet: en boligutvikler med pilot på deling av sol og varme, en tjenesteleverandør som driver en pilot med gruppetariff i en næringspark, og en industripark.

Begrepsbruk: Notatet skiller på *energisamfunn* for borettslag og boligområder, og *energifellesskap* for nærings-, industri- og havneområder.

Sammendrag

Energisamfunn og -fellesskap bør dele både *energi* og *nettkapasitet* for å være mest mulig til nytte for kraftnettet, kundene og samfunnet.

Energifellesskap i næringsområder kan være en del av løsningen på Norges utfordringer med manglende energi, nettkapasitet og areal. Ved å utnytte og koordinere lokale energiressurser kan energifellesskap avlaste det nasjonale kraftsystemet, redusere energikostnader for aktørene i fellesskapet og øke overgang fra fossil til elektrisk energibruk. Forutsetningen er at energifellesskapene deler både energi og en felles nettkapasitet. Notatet går gjennom dagens rammebetingelser og erfaringer fra EU, identifiserer barrierer og foreslår tiltak for å øke utbredelsen av energifellesskap i Norge. Hovedvekten ligger på nærings-, industri- og havneområder.

Energifellesskap (kap. 2)
EUs definisjon av energisamfunn handler mest om å dele den økonomiske verdien av lokal produksjon. Dette fremmer lokal fornybar energi, men gir lite verdi for strømnettet. Nettets kapasitet bestemmes av den timen med høyest samtidig effektbelastning, men i de andre timene er det ledig kapasitet. Et energifellesskap som tar ansvar for å **holde området under en felles kapasitetsgrense**, ved å koordinere lokal produksjon, fleksibelt forbruk, lagring og varme, kan gjøre det mulig å knytte til nytt forbruk tidligere uten å bygge nytt nett. Dette kan gi flere fordeler: økt utnyttelse av eksisterende nett, raskere tilknytning av nytt forbruk, økt lokal verdiskaping, mer lokal fornybar produksjon og økt lokal energirobusthet.

Tre forutsetninger må være på plass for energifellesskap med deling av nettkapasitet: regelverket bør legge til rette for **lokal energiproduksjon**, **deling av lokale energiressurser** og **koordinert effektstyring** internt i området.

Behovet for å dele kapasitet er størst i nærings- og industriområder. Husholdninger inngår i nettselskapenes alminnelige forsyning og møter i mindre grad utfordringer med nettkapasitet. Energisamfunn for boligområder kan likevel bidra på lik linje som Energifellesskap for næringsområder til å redusere belastningen på det nasjonale kraftsystemet hvis de også tar i bruk deling av nettkapasitet.

Dagens rammebetingelser (kap. 3, 4 og 5)
Deling av energi. Norge har ikke eget regelverk for energisamfunn, men plusskundeordningen og delingsordningen gjør det mulig å dele lokalt produsert strøm, enten innenfor samme eiendom (inntil 1 MW) eller innenfor et næringsområde (inntil 5 MW). Ordningen har følgende begrensninger:

- Mottakerne av lokal produksjon kan ikke ha egen produksjon eller eget batteri (mao. prosumenter faller utenfor)
- Borettslag med flere eiendommer faller utenfor ordningen
- Definisjonen av næringsområde er skjønnsmessig og praktiseres snevert av nettselskapene da ordningen er relativt ny og man har lite erfaring fra praktisk gjennomførte piloter
- Nettselskapene tilbyr sjelden dynamisk fordelingsnøkkel til kunder
    - Med fast fordelingsnøkkel avregnes lokal produksjon som salg fra én kunde og kjøp hos en annen til tross for at den fysiske utvekslingen med nettet er null. Dette gjør at deltakerne samlet sett får høyere energikostnader.
    - I tillegg gir dynamisk fordelingsnøkkel et riktig signal om å bruke mest mulig lokal produksjon til enhver tid (da fordelingen følger forbruket) og dermed gir økonomisk insentiv til å redusere samlet effektuttak for området.

Rett til nettkapasitet. Begrepet «effektrettighet» (eller rett til effektuttak) er ikke definert eller regulert i selve energiloven. Kundens rett til nettkapasitet, effektrettigheten, oppleves derfor som uforutsigbar for kunden.

Deling av nettkapasitet: Det finnes i dag to måter å dele nettkapasitet på: en avtale om koordinert tilknytning med vilkår (koordinert TMV) med nettselskapet, eller at parken eier eget nett med de pliktene som følger av konsesjon. Koordinert TMV krever ingen regelendring, men er frivillig for begge parter, ikke prøvd ut i praksis og gir kundene ingen tariffgevinst. Fysisk deling over tomtegrenser er ikke tillatt uten nettkonsesjon. Kapittel 4.5 peker også på at det mangler å definere en koordinator (EFSO) som kan være juridisk avtalepart overfor nettselskapet som også kan ta ansvar for å koordinere effektstyringen og deling av energi.

Fleksibilitet. Et energifellesskap er avhengig av fleksibilitet for å holde seg under den fastsatte kapasitetsgrensen. Et energifellesskap må dermed ha full oversikt over og tilgang til alle fleksible ressurser. Når dette er på plass kan denne fleksibiliteten også selges til nettselskapet eller Statnett når energifellesskapet ikke har behov for den, noe som kan gi en tilleggsinntekt til energifellesskapet. Inntektsrammereguleringen gir likevel ikke nettselskapene et entydig insentiv til å kjøpe fleksibilitet framfor å investere i tradisjonelt nett. Markedene for lokal fleksibilitet er fortsatt under utvikling, og samarbeidet mellom Statnett og nettselskapene drives i stor grad av bransjen selv, ikke av pålegg og retningslinjer i regelverket.

Barrierer og tiltak (kap 8 og 9)
I Norge har vi mulighet til å dele energi, men regelverket er ikke tilrettelagt for deling av nettkapasitet. Det er ikke forbud mot dette, og i prinsippet er dette mulig innenfor gjeldende regelverk. Utfordringen er at nettselskapet ikke har plikt til å tilby det, at kundene ikke får betalt for å delta, og at kundenes nåværende rett til nettkapasitet (*effektrettighet*) er uklar. Erfaringer fra Nederland og Danmark viser at gruppeavtaler for nettilknytning og felles tariffering for områder er mulig, uten at energifellesskapet må eie nettet selv (se mer i kap. 7). I Norge er nærmeste tiltak vi har 'koordinert tilknytning med vilkår (TMV)'.

Tabellen under viser ti utvalgte barrierer og tilhørende tiltak for å realisere energifellesskap. Disse er i prioritert rekkefølge etter hvilke tiltak som gir størst effekt for næringsområder. Det er ikke vurdert hva som er mest realistisk å få gjennomført på kort sikt. Tiltak 1–2 og 7-9 adresserer deling av nettkapasitet, og Tiltak 3–6 tar for seg delingsordningen.

Tabell 1-1 Ti viktigste barrierer og tilhørende tiltak for å realisere energifellesskap med deling av nettkapasitet i Norge

	Barriere	Tiltak	Hvem
1	Koordinert TMV er frivillig for begge parter og er ennå ikke prøvd i praksis.	Utarbeide en standardavtale for 'koordinert TMV' (REN-blad). Pålegge nettselskapene plikt om å tilby koordinert TMV der nettet har begrenset kapasitet.	Bransjen og REN. Deretter ED og RME
2	Nettleie avregnes per kunde. Deltakerne i energifellesskap får ikke betalt for å redusere områdets samlede topp.	Utrede *kollektiv tariffering* for energifellesskap med avregning mot områdets felles effekttopp (jf. dansk lokal kollektiv tariffering og nederlandsk gruppetransportavtale).	RME
3	Dynamisk fordeling tilbys sjelden av nettselskap.	Pålegge nettselskap om å tilby dynamisk fordeling og gjøre dette til standard. Funksjonen finnes allerede i Elhub.	ED og RME
4	Mottakere kan ikke selv ha produksjon. Batterier kan ikke deles som felles ressurs.	Tillate deling mellom prosumenter. Tillate at et 'område'-batteri har eget målepunkt som kan betjene flere mottakere uten å måtte betale energiledd og avgifter ved lading fra lokal produksjon.	ED, RME og Elhub
5	Snever og skjønnsmessig definisjon av næringsområde. Borettslag kan bare dele innenfor én eiendom.	Innføre en objektiv og bredere definisjon av næringsområde med rask klageadgang til RME. Tillate deling mellom eiendommer for borettslag.	ED og RME

	Barriere	Tiltak	Hvem
6	Grensen på 5 MW for installert produksjon er for lav for store nærings- og industriområder.	Fjerne grensen på 5 MW AC. Kapasitet utover 5 MW kan avklares med det lokale nettselskapet. (Avgrensning av ordningen kan gjøres på andre måter enn ved installert solkapasitet.)	ED
7	'Koordinert TMV' legger ikke opp til at én aktør skal være motpart overfor nettselskapet på vegne av energifellesskapet.	Definere en koordinator (EFSO) som en juridisk avtalepart i 'koordinert TMV'. (jf. dansk og nederlandsk regulering som har definert dette)	ED (NEM-forskriften)
8	Fysisk deling over tomtegrenser krever konsesjon for nettvirksomhet.	Tillate «norsk kabeldeling»: La 1-4 målepunkter kunne dele én tilknytning uten konsesjon.	ED og RME
9	Kundens effektrettighet er uklar og oppleves som uforutsigbar.	Fastsette effektrettigheter per målepunkt med en tidsfrist, og tillate overføring av ubrukt effekt mellom målepunkter bak samme nettstasjon. Kan spilles inn i høringssvaret til RME (frist 20.11.2026).	RME
10	De mest innovative pilotprosjektene har ofte midlertidige dispensasjoner (rundt tre år). Banker og fond regner ikke med inntekter som kan falle bort, og investeringene blir usikre.	Dispensasjoner fra gjeldene regelverk som er avgjørende for økonomien for pilotprosjekter bør vare like lenge som investeringens levetid. Alternativt bør pilotene få beholde vilkårene etter at piloten formelt er avsluttet.	RME

ED – Energidepartementet, RME – Reguleringsmyndigheten for energi, REN – Rasjonell elektrisk nettdrift

Notatet foreslår i tillegg disse tiltakene:

- Utrede hvordan endringer i inntektsrammen kan gi nettselskapene insentiv til å kjøpe fleksibilitet og andre nettjenester som utnytter eksisterende nett bedre.
- Ved overføring til Statnetts kø bør *økningen* i effekt vurderes, ikke kundens *samlede effekt*, og kriteriene for «smetting» bør formaliseres.
- På sikt: tillate deling innenfor områder med blandet kundemasse med både boliger og næring.

Konklusjon

Energifellesskap med felles effektgrense (effektdeling) kan bidra til å utnytte eksisterende nettkapasitet bedre og dermed legge til rette for at nytt forbruk kan tilknyttes raskere i påvente av tradisjonell nettutbygging. Dagens regelverk er derimot hovedsakelig innrettet mot energideling og tradisjonelle nettinvesteringer. Med koordinert TMV, sammen med en regulert rolle for energifellesskapets koordinator og riktige økonomiske insentiver for både nettselskap og aktørene, kan energifellesskap bli en viktig ressurs i kraftsystemet.

Viktigste læringspunkt fra arbeidet med notatet er at definisjonen av 'energy communities' (REC/CEC) i EUs lovgivning har liten relevans for hvordan norsk regelverk bør utformes for *Energifellesskap for nærings- og industriområder*. Erfaringene fra Nederland og Danmark viser at det er bestemmelsene i elmarkedsdirektivet om at DSO har *plikt til å kjøpe fleksibilitet* og til *å tilby fleksibel tilknytningsavtale*, og at kunden har *rett til energideling,* har større betydning for energifellesskap enn definisjonen og reguleringen av 'energy communities'. For å øke utbredelsen av energifelleskap med effektdeling bør fokus rettes mot å implementere de delene av elmarkedsdirektivet som støtter opp under energifellesskap, heller enn å jobbe videre med REC/CEC bestemmelsene.

Innhold

1 Innledning 1
1.1 Oppdragsbeskrivelse 1
1.2 Bakgrunn, motivasjon og struktur på notatet 1
2 Hva er et energisamfunn/-fellesskap og hvilken rolle kan de spille i det norske kraftsystemet? 2
2.1 Energisamfunn for **husholdninger** 3
2.2 Energifellesskap for **næringsområder,** kommuner og andre samfunnsaktører 4
3 Rammebetingelser for deling av energi 6
3.1 Plusskundeordningen (avtale for enkeltkunder) 6
3.2 Delingsordningen (avtale om deling til andre kunder) 6
4 Rammebetingelser for deling av nettkapasitet 9
4.1 Avtaleformer for tilknytning 9
4.2 Tilknytningsprosess i praksis for nytt forbruk 11
4.2.1 Kundens effektrettighet (hva er avtalt kapasitet?) 11
4.2.2 Tilknytningsprosess for >5 MW og 20 GWh involverer Statnett 12
4.2.3 Rangering av tilknytningssaker 13
4.3 Fysisk nett på tvers av tomtegrenser innenfor næringsområde 13
4.4 Eie eget nett i energifellesskap 13
4.5 Aktører i verdikjeden for energifellesskap med koordinert TMV 14
5 Rammer for sluttbrukerfleksibilitet 16
5.1 Inntektsrammeregulering av nettselskap 16
5.2 Fleksibilitetsregister og fleksibilitetsmarkeder i Norge 18
5.3 TSO-DSO samarbeid 19
6 EU-regelverk og status for implementering i Norge 21
6.1 Energisamfunn – innbyggerenergisamfunn og fornybarenergisamfunn 21
6.2 Ny nettverkskode for forbruksfleksibilitet (NC DR) er under utarbeidelse 22
7 Internasjonale erfaringer 24
7.1 Nederland 24
7.1.1 Fleksible avtaler for **enkeltkunder** 24
7.1.2 Måter å dele og tilknytte **næringsparker** på 25
7.1.3 Plikter og muligheter for nettselskapet 26
7.2 Danmark 26
7.3 Tyskland 27
7.4 Relevans for norsk politikk 28
8 Barrierer 30
8.1 Regulatoriske barrierer 30
8.1.1 Begrensninger/barrierer i delingsordningen for næringsområder og boliger 30
8.1.2 Definisjon av en EFSO 31
8.1.3 Inntektsrammeregulering av nettselskap 31
8.2 Økonomiske barrierer 31
8.3 Tekniske og organisatoriske barrierer 32
9 Tiltak for å realisere energisamfunn i praksis 33
9.1 Endringer i gjeldende praksis hos aktører 33
9.2 Endringer i regelverk eller forskrift 33
9.3 Tiltak for å sikre lønnsomhet og investeringsvilje 35
9.4 Pilot- eller demonstrasjonsordninger 35
10 Forslag til videre arbeid 36

1 Innledning

1.1 Oppdragsbeskrivelse

Energisamfunn, hvor lokal produksjon, deling av energi og utnyttelse av sluttbrukerfleksibilitet er mulig, er et sentralt virkemiddel i EU for å øke folks mulighet til å bidra til det grønne skiftet og til å ta eierskap til og dermed dele verdien av lokal fornybar energi. Dette er hjemlet både i fornybardirektivet og elmarkedsdirektivet. I Norge er utviklingen av energisamfunn fortsatt i en tidlig fase.

Formålet med denne rapporten er å gi et kunnskapsbasert og handlingsrettet grunnlag for politisk påvirkning og dialog med myndighetene. Notatet skal:

1. Forklare hva energisamfunn/energifellesskap er, og hvilken rolle de kan spille i det norske kraftsystemet
2. Kartlegge dagens rammebetingelser i Norge, inkluder status for gjennomføring av EU-regelverk
3. Identifisere sentrale regulatoriske, økonomiske og praktiske barrierer
4. Foreslå konkrete, prioriterte og gjennomførbare tiltak for å realisere energifelleskap i praksis

Avgrensning av oppdraget og begrepsavklaring: Erfaring med energisamfunn i EU er ofte knyttet til boliger. Dette er i stor grad dekket gjennom delingsordningen i Norge, og i rapporten beskrives derfor energisamfunn for husholdninger, borettslag og kommuner kort. Fokus for dette oppdraget er nærings- og industriområder. For ikke å forveksle disse to, kaller vi *energisamfunn* for boliger og borettslag hvor energi deles, og *energifellesskap* for nærings- og industriparker hvor man samarbeider om å dele både energi og nettkapasitet for å kunne tilknytte nytt forbruk tidligere i eksisterende nett.

Metodisk tilnærming

- Gjennomgang av eksisterende norsk regelverk og relevante høringer
- Analyse av EU-regelverk og føringer
- Intervjuer/dialog med relevante aktører (f.eks. nettselskaper, myndigheter, bransjeaktører)
- Bruk av eksisterende materiale

1.2 Bakgrunn, motivasjon og struktur på notatet

Nasjonalt står Norge overfor et potensielt kraftunderskudd mot 2050[1,2,3]. Samtidig har samfunnet, inkludert offentlige og private næringer, økende krav til utslippsreduksjon og utfasing av fossil brensel. For å videreutvikle industri- og næringsaktivitet i Norge i tråd med vedtatt klima- og næringspolitikk trengs elektrifisering av industri og transport, og utvikling av ny nærings- og industriaktivitet. Dette vil kreve mer strøm og et nett[4] som har kapasitet til å levere strømmen der behovet er.

Mangel på kraft, nett og areal gjør at det er behov for løsninger med lokal forankring nær forbrukerne, der arealet allerede er bebygd. Dette krever samarbeid mellom aktører på flere plan, både nett- og energiselskaper, næringsliv, kommune og fylkeskommune. Dette notatet har som mål å identifisere utfordringer og tiltak for at energisamfunn og energifellesskap kan bli en realitet i Norge.

Kapittel 2 beskriver overordnet hva energisamfunn og energifellesskap er. Dagens rammebetingelser for å muliggjøre energifellesskap presenteres i Kapittel 3, 4og 5. Hva EU og internasjonale erfaringer kan lære oss i vises i Kapittel 6 og 7. Barrierer er identifisert i Kapittel 8, og forslag til en tiltaksliste for å overkomme disse er gitt i Kapittel 9. Forslag til videre arbeid er gitt i Kapittel 10.

[1] NOU 2023:3. Mer av alt – raskere. (Energikommisjonen)
[2] NVE (2025). Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2025. Rapport nr. 15/2025.
[3] Statnett (2023). Forbruksutvikling i Norge 2022-2050 – delrapport til Langsiktig Markedsanalyse 2022-2050.
[4] NOU 2022:6. Nett i tide – om utvikling av strømnettet. (Strømnettutvalget)

2 Hva er et energisamfunn/-fellesskap og hvilken rolle kan de spille i det norske kraftsystemet?

Energisamfunn slik det er definert i det europeiske regelverket er først og fremst knyttet til *energideling*. Det vil si at den økonomiske verdien av lokalprodusert sol og andre energiressurser, skal tilfalle medlemmene i energisamfunnet. (Se mer i Kapittel 6.1.). Kritikken av energisamfunn er at selv om de fremmer investering i lokal fornybar produksjon, så har det liten verdi for kraftnettet og nettselskapene.

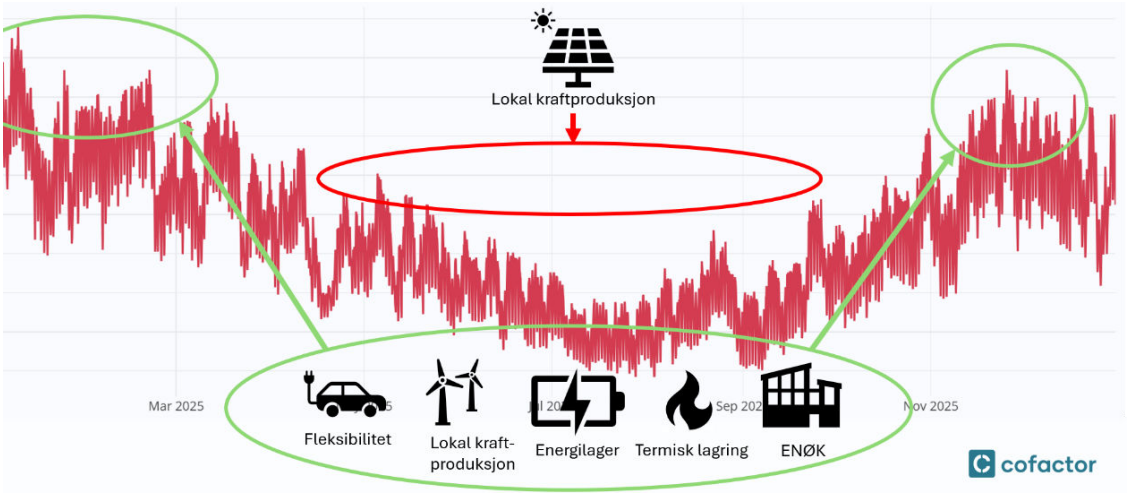
Kapasiteten i kraftnettet er bestemt av den timen hvor den høyeste samtidige belastningen inntreffer. Et energisamfunn må skape verdi både for aktørene i området og for det nasjonale kraftnettet. Det forutsetter at energisamfunnet styrer og koordinert energiressursene i området med formål om å *redusere samlet effektbelastning for området*. For å få til dette kreves det deling av både energi og nettkapasitet – og da må både de økonomiske og regulatoriske rammene ligge til rette for dette.

Energifellesskap deler både *energi* og *nettkapasitet*

Når vi går fra *energi* til *effekt* blir tidsdimensjonen viktig fordi *effekt er momentan energibruk*, dvs. energibruk per time, kvarter, eller sekund.

$$\text{EFFEKT} = \frac{\text{ENERGI}}{\text{TID}} \qquad \text{kW} = \frac{\text{kWh}}{\text{h}}$$

Vi må altså overvåke energibruken i et energifellesskap til enhver tid og sørge for at den ikke kommer i konflikt med kapasiteten i nettet. En måte å gjøre dette på er å sette et tak på hvor mye effekt energifellesskapet kan bruke, og gi ansvaret til fellesskapet å koordinere effektbruken mellom de ulike aktørene (bedrifter, husholdninger eller andre forbrukere).



Figur 2-1 Et energifellesskap kan koordinere lokale energiressurser internt og påvirke hvordan energifellesskapet samlet sett bruker strøm fra nettet.

Verdien av energifellesskap for kraftsystemet kan reflekteres gjennom hvordan samlet strømforbruk for området kan endres til fordel for systemet. Vi bruker et eksempel fra en industripark for å illustrere dette. Figur 2-1 viser at næringsparken har et forbruk i topplasttimen på nesten 30 MW, og nettselskapet har gitt beskjed om at det er 0 MW ledig kapasitet til å øke dette uttaket.

Parken har derimot behov for å øke strømforbruket sitt for å kunne:

- ønske nye industribedrifter velkommen til å etablere seg på ledig tomteareal
- elektrifisere nyttekjøretøy, lastebiler og annen tungtransport
- utvide med nye produksjonslinjer i eksisterende industribedrifter
- redusere bruk av fossil energi i industriprosesser

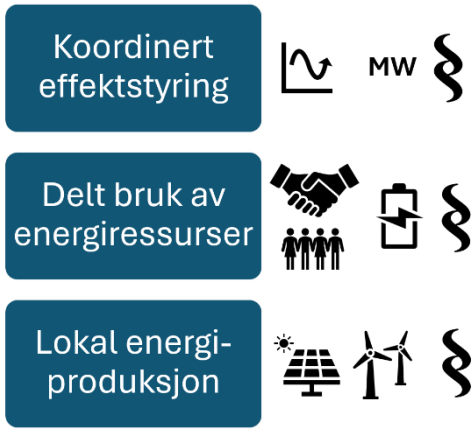
I de andre timene i året, bortsett fra topplasttimen, er det ledig kapasitet i nettet til å dekke dette forbruket. Utfordringen er dermed hvordan kan vi øke forbruket i de andre timene, men unngå å gjøre det i topplasttimen. Det er dette energifellesskap handler om: å samarbeide om å holde seg under en felles kapasitetsgrense ved bruk av lokal produksjon, fleksibelt forbruk, energieffektivisering, lagringsløsninger, utnytte spillvarme ved å konvertere fra elvarme til nærvarme, og lade når det er plass til det i nettet.

Når energifellesskap til enhver tid kan holde seg under en gitt kapasitetsgrense ved å koordinere energiressursene mellom kundene, såkalt *koordinert effektstyring*, vil energifellesskap kunne gi en positiv verdi for nettselskapene og kraftsystemet som helhet, ved å kunne tilknytte nye kunder tidligere og dermed sikre nødvendig lokal verdiskapning og arbeidsplasser. På den måten økes utnyttelsen av tilgjengelig nettkapasitet. Hvis lokale energifellesskap kan bli mere selvforsynt kan de potensielt også øke beredskap og sikkerhetssituasjonen[5].

Verdien av energifellesskap med effektstyring kan oppsummeres til:

1. Økt utnyttelse av eksisterende strømnett
2. Muliggjør tilknytning av nytt forbruk tidligere
3. Styrket lokal verdiskapning og lokalt eierskap
4. Økt fornybar energiproduksjon lokalt
5. Økt energirobusthet

Forutsetningen for at energifellesskap skal gi verdi til samfunnet, er at regelverket legger til rette for *lokal energiproduksjon*, *deling av lokale energiressurser* og *koordinert effektstyring.*[5] (se Figur 2-2)



Figur 2-2 Tre forutsetninger for energifellesskap med begrenset nettkapasitet.

I dette notatet er rammebetingelsene presentert i tre bolker: *deling av energi* (kap. 3) som adresserer både incentiver for lokal energiproduksjon og deling av energiressurser, *deling av nettkapasitet* (kap. 0) som adresserer muligheten for koordinert effektstyring i nettreguleringen, og til slutt *sluttbrukerfleksibilitet* (kap. 4.5) som er en viktig delt energiressurs i den koordinerte effektstyringen.

2.1 Energisamfunn for **husholdninger**

I Norge i dag finnes det ikke noe eksplisitt regelverk for energisamfunn, men plusskundeordningen og delingsordningen og gjør at husholdninger har mulighet til å dele lokal produsert kraft med naboer og gjenboere (se Kap. 3.2.). Typiske modeller for borettslag er at de deler den økonomiske verdien av sol på felles tak. Dette fungerer bra for borettslag som:

- Består av **ett bygg**
- Består av **flere bygg på samme eiendom**, dvs. samme gårds- og bruksnummer

Begrensninger i dagens regelverk

Hvis borettslaget derimot har *flere bygg* som befinner seg på *flere gårds- og bruksnumre*, faller borettslaget utenfor «Delingsordningen for samme eiendom» (se Kap. 3.2). Videre faller de også utenfor «Delingsordningen for samme næringsområde» da boligselskaper, som borettslag og sameier, ikke anses som næringsområder. Dette til tross for at borettslagets fellesforbruk har nettleie-kategori som «Bedrifts-

[5] Sirkulære Kaupanes, Sirkulære Husøy, Rogaland fylkeskommune, NCCE, COPPER prosjektet og Thommessen (2026). *Energideling og industriell symbiose - Notat om forslag til regulatoriske endringer for å legge til rette for lokale energisamfunn og lokal energideling i norske industriområder.* Notat 27.mai 2026.

og næringskunde» hos nettselskapene fordi de er en forening (se eksempelvis Elvias nettleieavtaler[6]). Paradokset er eksemplifisert hos Oppsal borettslag[7] som har boligblokker på tre forskjellige eiendommer og ikke får dele sol og batterier med de totalt 600 leilighetene.

En annen viktig begrensning for boliger er at sol og batteri ikke kan deles mellom prosumenter. Dette er forklart i Kapittel 3.

Deling av kapasitet

Når det gjelder kapasitetstilgang trenger ikke husholdninger å søke om tilknytning på samme måte som næringsaktører og bedrifter. Deres forbruk er lagt inn i nettselskapenes generelle forbruksøkning i kategorien 'alminnelig forsyning'. Utfordringen om nettkapasitet, og behovet for kapasitetsdeling, gjelder derfor i mindre grad for husholdninger.

Eksempel: Verksbyen utenfor Fredrikstad



Verksbyen utenfor Fredrikstad består av flere boligområder. Arcanova er utbygger og datterselskapet Arcanova Energi eier og drifter alle energisentralene. Anleggene regnes som nærvarme, ikke fjernvarme, og trenger derfor ikke fjernvarmekonsesjon. Energisentralene produserer både romvarme og tappevann som fordeles i to separate rørstrekk til forbrukerne og forbruket avregnes og måles per leilighet.

Solstrømmen mates inn på felles målepunkt benyttes til varmeproduksjon i energisentralene og elbillading. Det som blir til overs deles med fast fordelingsnøkkel til beboerne etter boligstørrelse. Beboerne mottar en «alt-i-ett-faktura» med spesifisering av varmeforbruk, delt sol og eksporter sol. Oppnådde 20 % lavere varmeforbruk med månedlig fakturering.

Verket Panorama var trolig Norges første prosjekt på den permanente delingsordningen fra 1.10.2023 (ref. Kap.3.2).

Boks 1 Eksempel på energisamfunn for boliger i Norge.

2.2 Energifellesskap for **næringsområder,** kommuner og andre samfunnsaktører

På samme måte som for boligbygg gjelder også plusskundeordningen og delingsordningen (se kap.3) for næringsbygg og næringsområder. Det er dermed mulig å dele lokal produksjon med bedrifter som:

- Befinner seg i **samme bygning** med solproduksjon på felles tak
- Befinner seg i et **annet bygg på samme eiendom** (som ikke har solproduksjon selv)
- Befinner seg i **flere bygg på flere eiendommer** hvis de befinner seg i samme ***næringsområde*** (og hvis bygget de befinner seg i ikke har solproduksjon selv)

[6] Elvia (2026). Avtaler og vilkår
[7] Europower (2026). Bygger Oslos nest største solcelleanlegg – får ikke bruke strømmen selv

Begrensinger i dagens regelverk
Den siste bestemmelsen om næringsområde trådte i kraft 1.jan 2026 og det er derfor lite praktisk erfaring med håndhevelsen av denne. Den største utfordringen her er definisjonen av hva et *næringsområde* er, se kap. 3.2.

Utfordringen for større næringsparker der man virkelig kan dra nytte av samspill mellom produksjon, lagring og fleksibelt forbruk er begrensingen på 5 MW AC for samlet installasjon av sol. Det er heller ikke nevnt noe om størrelse på lager.

Deling av kapasitet
Det finnes kun piloter hvor man har testet ut deling av en felles kapasitet. Noen eksempler er:

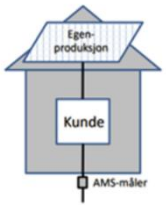
- Positive City Exchange og Brattøra Mikrofleks: testet handel med kapasitet (fleksibilitet) for et område
- Husøy-pilot: skal teste å holde seg under eksisterende kapasitetsgrense. Prosjekt med Fagne og Flexpartner Energi.
- Flere pågående piloter og utredninger for koordinert tilknytning med vilkår ('koordinert TMV', se Kap. 4.1)

I tillegg finnes det nærings- og industriparker som eier sitt eget nett (se kap. 4.4) og som dermed har fått tildelt en gitt kapasitet fra nettselskapet som de kan forvalte selv innenfor parken. Eksempel på dette er Hærøya Industripark.

3 Rammebetingelser for deling av energi

I Norge i dag finnes det ikke noe eksplisitt regelverk for energisamfunn, men plusskundeordningen og delingsordningen og gjør at nettkunder har mulighet til å dele den økonomiske verdien av lokal produsert kraft med naboer og gjenboere.

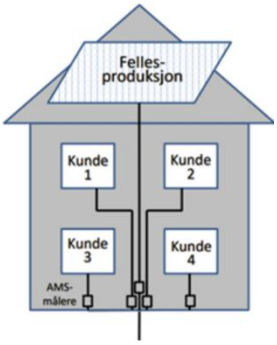
3.1 Plusskundeordningen (avtale for enkeltkunder)



Alle som produserer kraft og mater inn på nettet i Norge må i henhold til Forskrift for omsetningskonsesjonærer[8] ha omsetningskonsesjon og betale innmatingstariff på 1,36 øre/kWh eks. mva. Plusskundeordningen[9], som ble innført i 2015, er et *unntak* fra denne forskriften og gir en nettkunde lov til å levere strøm til nettet uten å betale innmatingstariff. Begrensningen er at kunden ikke kan levere mer enn 100 kW. Hvis man går over dette, vil kunden automatisk endres til å bli en prosument (en kunde som både produserer og konsumerer) og må betale innmatingstariff for all eksportert strøm ut på nettet (også innmating under 100 kW).

I 2023 ble plusskundeordningen utvidet til at kunder på samme gårds- og bruksnummer kan benytte strøm fra felles tak- og veggflater. Dette er regulert i delingsordningen som er beskrevet i neste delkapittel.

3.2 Delingsordningen (avtale om deling til andre kunder)

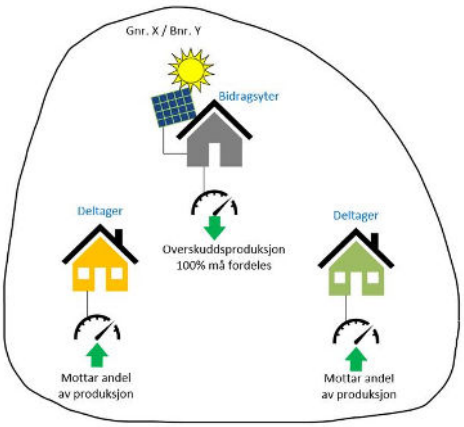


Delingsordningen, innført 1.oktober 2023, legger til rette for at borettslag, flermannsboliger og næringsbygg kan utnytte egenprodusert energi til å dekke eget forbruk. Delingsordningen er regulert i Forskrift om kraftomsetning og nettjenester[10]. Fra 1. januar 2026 ble ordningen utvidet til også å gjelde kunder innenfor samme næringsområde.

Vi har dermed to delingsløsninger:

1) Deling innenfor samme **eiendom**
2) Deling innenfor samme **næringsområde**

Begrensninger i ordningen: Mottakere av lokal produksjon kan ikke selv kan ha produksjon, mao. kan ikke prosumenter dele med hverandre innenfor samme næringsområde. Samlet installert effekt på produksjonsanleggene som deltar i delingsløsningen må være mindre enn 1 MW (AC) per eiendom (for delingsløsning 1), og 5 MW (AC) innenfor et næringsområde (for delingsløsning 2). Én kunde kan ikke delta i to delingsløsninger (må velge mellom 1 og 2), men én kunde kan delta i en delingsløsning og samtidig være plusskunde. Videre har selvstendig batterianlegg ikke anledning til å være en bidragsyter i delingsløsningen.



[8] Lovdata (1999) Forskrift om tariffer og rapporteringsplikt for omsetningskonsesjonærer (forskrift for omsetningskonsesjonærer)
[9] RME (2026) Plusskunder
[10] RME (2026) Modell for deling av overskuddsproduksjon

Fordelingsnøkkel

Felles for begge delingsordningene er at man må bli enige om hvordan overskuddsproduksjonen skal fordeles mellom kundene. Forskriften sier at nett-selskapene skal tilby produsentene valget mellom *lik fordeling* og *valgfri statisk fordeling* mellom målepunktene. Med eksempelvis 5 kunder vil lik fordeling bety at hver kunde alltid får lik andel av produksjonen, dvs. 20 % hver. Hvis derimot kunde1 skal motta 60 % og de andre fire kundene 10 % hver, kan man avtale en valgfri statisk fordeling (statisk betyr at den er fast/lik for alle timer). En tredje mulighet er *dynamisk fordeling* som fordeler lokal produksjon i forhold til hva kundene bruker time for time (dynamisk betyr avhengig av tid). På den måten vil en større andel av produksjonen kunne brukes av kundene. Ulempen er at kunder som bruker mer enn andre vil motta mer av den lokale produksjonen.

Med statisk fordeling får hver kunde en fast andel av produksjonen uansett hvor mye kunden selv bruker i timen. Avregningen blir da ikke i samsvar med det som faktisk skjer i nettet. Dynamisk fordeling følger forbruket time for time, slik at avregningen gjenspeiler områdets faktiske uttak fra nettet. Først da lønner det seg for kundene å bruke strømmen når den produseres, og å holde det samlede uttaket nede. Dette er en forutsetning for at deltakerne skal få et riktig økonomisk signal om å bruke lokal produksjon og redusere samlet effektuttak. Fordi effektleddet fortsatt beregnes per kunde, gir dynamisk fordeling alene likevel ikke fullt insentiv til å redusere områdets samlede topp. Det kreves i tillegg en felles tariff for gruppen (se eksempel fra Nederland i kap. 7.1).

Nettselskapene er i dag ikke pålagt å tilby *dynamisk deling* til sine kunder, og det er derfor svært få som tilbyr dette til tross for at det er teknisk mulig i Elhub. Mulige barrierer hos nettselskapene kan være manglende kunnskap om Elhub sin tekniske løsning eller bekymring for at dynamisk fordeling gir økt merarbeid med å rette opp feil og eventuell feilfakturering ved utfall av målere eller andre målefeil. Betydningen av fordelingsnøkkelen er vist i eksempelet i Tabell 3-1.

Tabell 3-1 Effektbelastning i en time for et energifellesskap med 3 kunder med tre ulike fordelingsnøkler.

	Sum (kWh)	Kunde A	Kunde B	Kunde C	Kostnad for energi	Kostnad for effekt
Forbruk (kWh)	120	30	20	70		
Solkraftproduksjon (kWh)	120					
1) Lik statisk fordeling	100 %	33 %	33 %	33 %	Øker med nettleie og avgifter for 30 kWh (spotpris motregnes mot salg)	Hvis topplasten øker for kunde C, så øker kostnaden.
Fordelt solkraft (kWh)	120	40	40	40		
Eksport av solkraft til nettet (kWh)	-30	-10	-20			
Import fra nettet (kWh)	30			30		
2) Valgfri statisk fordeling	100 %	25 %	25 %	50 %	Øker med nettleie og avgifter for 10 kWh (spotpris motregnes mot salg)	Hvis topplasten øker for kunde C, så øker kostnaden.
Fordelt solkraft (kWh)	120	30	30	60		
Eksport av solkraft til nettet (kWh)	-10		-10			
Import fra nettet (kWh)	10	0		10		
3) Dynamisk fordeling	100 %	25 %	17 %	58 %	Null	Uforandret
Fordelt solkraft (kWh)	120	30	20	70		
Eksport av solkraft til nettet (kWh)	0					
Import fra nettet (kWh)	0					

Tabell 3-2 Tildeling av effekt per kunde og avregnet effektbelastning for området med to ulike fordelingsnøkler.

	A tildeles	B tildeles	C tildeles	Fysisk påvirkning i kraftnettet	Avregnet
1) Lik statisk (33/33/33)	40 kWh, altså 10 kWh «overskudd» solgt til spotpris	40 kWh, altså 20 kWh «overskudd» solgt til spotpris	40 kWh, altså 30 kWh kjøpt fra nettet til full pris	Området tar ikke ut noe fra nettet	30 kWh eksport og 30 kWh import
3) Dynamisk (etter forbruk)	30 kWh, går i null	20 kWh, går i null	70 kWh, går i null	Området tar ikke ut noe fra nettet	0 eksport og 0 import

I eksempelet er det tre kunder som samlet bruker 120 kWh og som skal dele 120 kWh lokal solkraft i én time. Ved lik statisk fordeling mottar alle tre 33 % hver. Dette fører til at det avregningsmessig eksporteres 30 kWh fra området, og 30 kWh importeres. Ved valgfri statisk fordeling er fordelingen mellom kundene litt annerledes, men resultatet er det samme hvor Kunde A og B i området mater overskuddsproduksjon inn på nettet til spotpris, og kunde C må kjøpe strøm fra nettet til full pris, inkludert energiledd, elavgift og moms til tross for at all solkraft egentlig brukes lokalt. Dette øker samlede kostnader for området. I det siste alternativet med dynamisk fordeling brukes all lokal solkraftproduksjon av kundene og kostnadene for både området og hver kunde er null, slik vist i Tabell 3-2.

Definisjon av næringsområde

Veilederen sier at *«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.»*

RME har åpnet opp for at nettselskapene kan gjøre en egen vurdering av om et område kan vurderes som et næringsområde, men foreløpig praksis virker å helle mot at nettselskapene i liten grad velger å tolke den bredere i sin saksbehandling på forespørsler som gjelder energifellesskap, eksempelvis for havneområder eller næringsområder som ligger i by og sentrumsområder uten boligbebyggelse. Et eksempel på dette er EC Dahls Eiendom som ønsket å dele solkraft fra 2 bygg på Brattørkaia i Trondheim med 4 andre bygg som selskapet eier og drifter på samme område og som har samme forsyning fra nettet. Nettselskapet Tensio avslo søknaden om deling begrunnet med at Brattørkaia 14-17 ikke kan defineres som et næringsområde på grunn av forbeholdet om at næringsområde ikke omfatter en *«(...) generell bebyggelse i by- og sentrumsområder»*. Det betyr at eiendomsbesitteren har begrenset med økonomiske incentiver til å investere i produksjonsanlegg som eksporterer til nettet.

Mens deling innenfor samme eiendom gir mulighet for bedre energiattest for eiendommen og tilhørende seksjoner, så gir deling mellom eiendommer i et næringsområde ikke den samme muligheten (jf. NVE sin veileder til energimerkeforskriften for bygninger). Dermed har en byggeier med flere bygg i sin portefølje innenfor et område heller ikke her noen incentiver for å investere i større produksjonsanlegg enn det som kan gå til egenkonsum på det enkelte bygg.

4 Rammebetingelser for deling av nettkapasitet

Kundens rett til å ta ut og mate inn effekt omtales av RME som *effektutvekslingsrettighet*. Rettigheten er ikke definert i energiloven, men følger av *avtalt nettkapasitet* i tilknytningsavtalen, eller av kundens *berettigede forventning* (NEM § 4-6). Forskriften bruker begrepet *maksimalt tillatt effektuttak* (NEM § 3-8) om uttaksdelen. I resten av notatet brukes **«effektrettighet»** som kortform for disse begrepene.

Én av de tre forutsetningene for energifellesskap er *koordinert effektstyring*. Dette innebærer energifellesskapet får en felles effektrettighet som området kan holde seg under, og at kundene i fellesskapet dermed *deler nettkapasitet*. Det er to måter å gjøre dette på i gjeldende regelverk: avtale om 'koordinert TMV' (kap. 4.1), og eie eget nett på området (kap.4.4). En annen mulighet kan være fysisk nett på tvers av tomtegrenser (kap. 4.3), men dette er ikke mulig innenfor dagens regelverk.

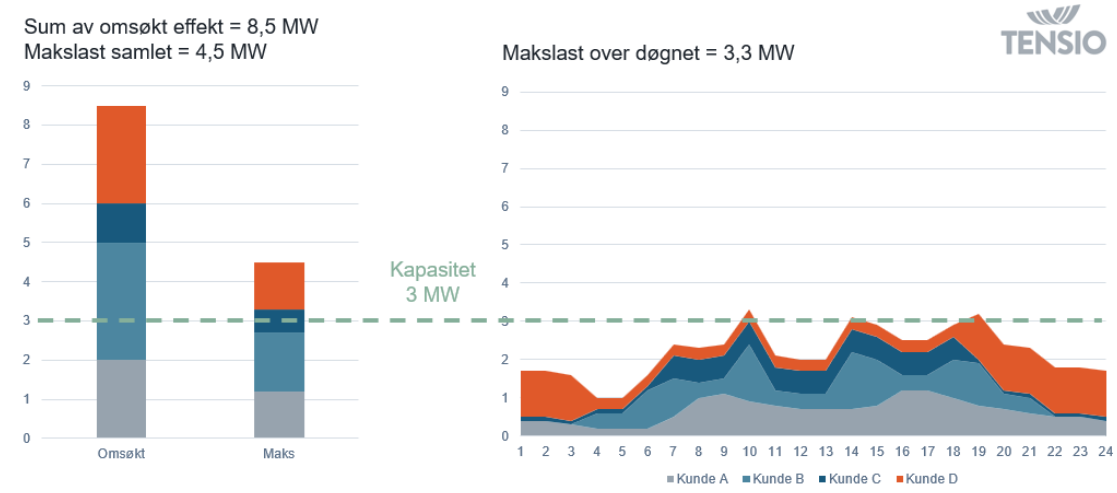
Sist i kapitlet introduseres EFSO som en mulig aktør som kan ta operativt ansvar for å gjennomføre *koordinert effektstyring* i et energifellesskap (kap.4.5).

4.1 Avtaleformer for tilknytning

Når det søkes om å tilknytte nytt forbruk hos nettselskapet har de mulighet til å tilby ulike avtaler. Hvilken avtale som kunden tilbys er avhengig av ledig kapasitet i nettet, prosjektets modenhetsvurdering -, og kundens mulighet til å være fleksibel

- **Avtale om ordinær tilknytning**
- **Avtale om tilknytning med vilkår (TMV)**
- **Avtale om Koordinert TMV**, med tilknytning med vilkår

'Avtale om tilknytning med vilkår (TMV)' er en frivillig avtale om tilleggsvilkår til en ordinær tilknytning og er regulert i *Forskrift om nettregulering og energimarkedet (FOR-2019-10-24-1413)*. REN har utarbeidet et avtaleforslag som er gitt i vedlegg til RENblad 430[11].



Figur 4-1 Illustrert eksempel på 'Koordinert TMV' for fire kunder. Kilde: Tensio

'Koordinert tilknytning med vilkår' er en ny avtaleform som er foreslått av nettselskapene selv[12] og som passer godt til nærings- og industriparker. Avtaleformen tillater *kapasitetsdeling* og gjør det mulig å

[11] REN (2023). «Avtale om tilleggsvilkår: Utkobling og/eller begrensning i forbruket» mellom et nettselskap og en nettkunde. Nytt RENblad vedrørende tilknytning med vilkår om utkobling og/eller begrensning i forbruket

[12] Nytt konsept foreslått av Elvia, Tensio, Lnett, Glitre Nett og BKK i Enova-prosjektet «Nettselskapet som energikoordinator». Kilde: RENERGY (2023). Pressemelding 15.08.2023: Nettselskaper tar ny rolle.

koordinere forbruk internt i parken, gitt at man holder samlet kapasitet under en fastsatt grense. Dette er illustrert i Figur 4-1 over.

Utfordringen med koordinert TMV er modenheten hos nettselskapene til å ta denne avtaleformen i bruk. Koordinert TMV er ikke tidligere prøvd ut, og vilkårene og avtaleverket for slike avtaler er under utforming hos flere nettselskaper i ulike pilotprosjekter. Det er ventet at de første avtaleforslagene foreligger ved årsskiftet 2026/27.

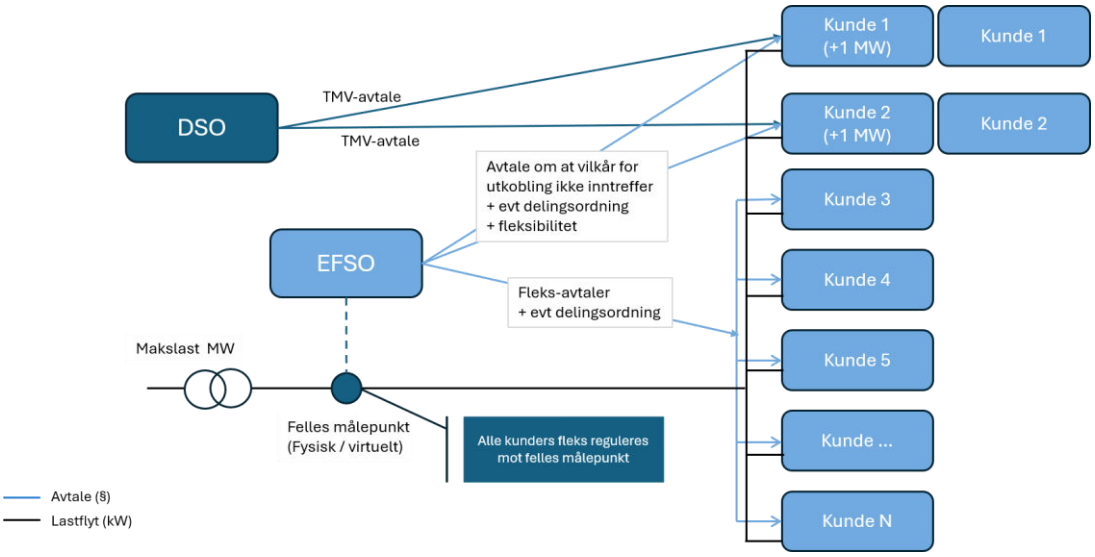
Svake insentiv for kundene å delta i 'koordinert TMV'

I følge NEM §§ 3-1 og 3-2 er dette en frivillig avtale for begge parter, og utkobling etter avtalen er ikke brudd på tilknytningsplikten. Dette er en stor usikkerhet for kunden. I dag er det ingen økonomisk incentiv for de eksisterende kundene å delta. Her bør det utredes om man kan få en rabatt på nettleien for de som deltar. I Husøy-piloten[13] har man regnet på at redusert inntekt på vil kunne veies opp av økt inntekt som følge av flere kunder.

Mulig struktur på avtaler mellom aktører

En mulig struktur på avtaleverket rundt en 'koordinert TMV'-avtale er at nettselskapet (DSO) inngår bilaterale TMV-avtaler med det nye forbruket som tilknyttes. Dette er illustrert i Figur 4-2 hvor Kunde 1 og Kunde 2 sitt «nye» forbruk på hver 1 MW får en ny separat TMV-avtale med DSO med vilkår om mulig utkobling ved gitte betingelser. Kunde 1 og 2 er glade for å ha fått tilknytning, men ønsker å redusere risikoen for utkobling. De inngår dermed en avtale med en tredjepart som kan koordinere effektbruken for alle kundene som er tilknyttet områdets trafo. Denne tredjeparten har vi valgt å kalle for 'Energy and Flexibility Sharing Operator (EFSO)', se mer i Kap.4.5.

EFSO'en inngår fleksibilitetsavtaler med alle aktørene i næringsområdet/energifellesskapet som innebærer å prioritere nødvendige laster og strupe fleksible laster utnytte lokal energiproduksjon og lagring. EFSO tar på seg ansvaret for å koordinere alt forbruk og energiressurser slik at området holder seg under maksgrensen satt av DSO. I dette foreløpige oppsettet er det ikke lagt til grunn en egen avtale mellom DSO og EFSO, men det vil være nødvendig med kommunikasjon og avklaringer rundt kapasitetsgrensen, måling av denne og eventuelt sanksjoner ved overtredelse.



Figur 4-2 Illustrert eksempel på 'Koordinert TMV' for N kunder. Kilde: Peak Shaper/Eidsiva Vekst/Cofactor

[13] Intervju med Bjørn Grønning i Flexpartner Energi AS, 19.10.2026.

4.2 Tilknytningsprosess i praksis for nytt forbruk

Tilknytningsprosessen for nytt forbruk > 1 MW følger en standardisert prosess[14] utformet av RME/Statnett som både nettselskapene og Statnett skal følge, og som det også er lagt opp til i et nytt felles digitalt saksbehandlingssystem (TILKO). Prosessen beskriver også hvordan *avtaler om tilknytning* skal utformes. Siden 2019 har det skjedd store endringer i tilknytningsprosessen og ofte kommer disse prosessene overraskende på aktører, særlig de som ikke har vært involvert slike saker de seneste årene. For forbruk under 1 MW, er det ulik praksis hos de forskjellige nettselskapene. Noen nettselskap har imidlertid også begynt å bruke TILKO for mindre forbruk, og følger dermed i praksis den samme prosessen som for større forbrukt.

4.2.1 Kundens effektrettighet (hva er avtalt kapasitet?)

Begrepet «effektrettighet» (eller rett til effektuttak) er ikke definert eller regulert i selve energiloven. Siden energiregelverket ikke inneholder en eksplisitt definisjon, har Reguleringsmyndigheten for energi (RME) gjennom nyere praksis og vedtak måttet klargjøre hvordan effektrettigheter skal forstås og fastsettes.

Dagens utfordringer: Ved ønske om øke forbruk, må kunden først undersøke hvor stor eksisterende kapasitet på nettilknytningen er, hvor mye som brukes, og dernest vurdere om det er behov for å søke om utvidelse. Det har i senere tid dukket opp flere saker der nettkunder antar at tidligere tildelt kapasitet er deres *effektrettighet*, altså deres rett til å bruke effekt, og forventer at de har en ubrukt restkapasitet fordi oppfattet avtalt effektrettighet ikke er 100 % utnyttet. Denne antagelsen har vist seg å ikke stemme, da nettselskapet baserer planlegging av nettet på historiske laster og en prognose for forventet økning i fremtiden. Nettselskapene tar derfor ikke hensyn til at kunder ikke har fullt ut utnyttet fullt sin reserverte kapasitet. Dette har kommet overraskende på mange bedrifter som ønsker å ta i bruk mer av det de har oppfattet som «sin» effektrettighet.

Eksempel: Illustrerende eksempel for en kunde

Hvis en industribedrift har en trafo på 2 MW hvor de historisk har benyttet opptil 1,2 MW ønsker å utvide sin aktivitet kan restkapasiteten på 0,8 MW allerede være tildelt andre kunder. Nettselskapene ønsker i praksis at en betydelig endring av forbruk skal håndteres på samme måte som en ny tilknytning og må meldes inn på samme måte.

Boks 2 Eksempel på utfordring med antatt tildelt effektrettighet.

Innhold i ny metode[15] for tilknytning av forbruk >1 MW: I juni 2025[16] stilte RME krav til nettselskapene om å inngå nye tilknytningsavtaler med alle kunder over 1 MW: *«(…) næringskunder med produksjon eller effektutvekslingsrett på over 1 MW»*. Nettselskapene har hatt frist 30. juni 2026 til å ha metoden på plass for å innrette seg etter vedtaket, men de har derimot ingen frist for når de nye avtalene med alle storkundene skal være inngått. Elvia har signalisert at de planlegger å sende ut brev til alle sine kunder for å *«…opplyse om avtalt kapasitet eller hvor kunden kan finne informasjon om avtalt kapasitet»*. Det betyr at kunden får informasjon om det nettselskapet mener er avtalt effektgrense i tilknytningspunktet.

Eksempel: Fastsettelse av effektrettighet for Aker Solutions

Et eksempel på at kundens 'effektutvekslingsrett' eller 'effektrettighet' ikke er en fast størrelse, er et vedtak fattet RME i mai i år i en uenighetssak[17] mellom Aker Solutions AS og nettselskapet Enida. Enida mente at Aker Solutions kun hadde rett til et effektuttak på 4,16 MW, mens Aker Solutions gjorde gjeldende at de hadde krav på et historisk tildelt effektuttak på 8,6 MW. RME kom til et mellomliggende resultat, og fastsatte Aker Solutions sin rett til effektuttak til 5,5 MW.

Boks 3 Eksempel på fastsettelse av effektrettighet for Aker Solutions.

[14] Statnett (2026). Tilknytningsplikt og introduksjon for tilknytningsprosessen. (nettside besøkt 16.10.2026)
[17] RME (2026). Vedtak i uenighetssak om effektrettigheter. (Brev til Advokatfirma, datert 06.05.2026)

RME har ikke fastsatt krav til avtaler for alminnelige forbrukere og mindre næringskunder ennå, men vil på et senere tidspunkt fatte vedtak om metode med tilpasninger for disse kundegruppene.

4.2.2 Tilknytningsprosess for >5 MW og 20 GWh involverer Statnett

Ved søknad om tilknytning for mer enn 5 MW og/eller over 20 GWh blir søknaden automatisk satt i Statnett sin kø, gitt at prosjektet blir vurdert som modent av nettselskapet. Dette er også en praksis som utløses når en eksisterende kunde søker om en ny tilknytning på f.eks. 1 MW, og kunden allerede har en tilknytning på over 5 MW og 20 GWh (ref. eksempelet i Boks 1). Dette har skapt stor usikkerhet og lange saksbehandlingsprosesser for større aktører som ønsker å elektrifisere eller utvide sin eksisterende aktivitet, og har blitt en uforholdsmessig ulempe for aktører som gjerne er fundamentet i nærings- og industriparker, eller havneområder.

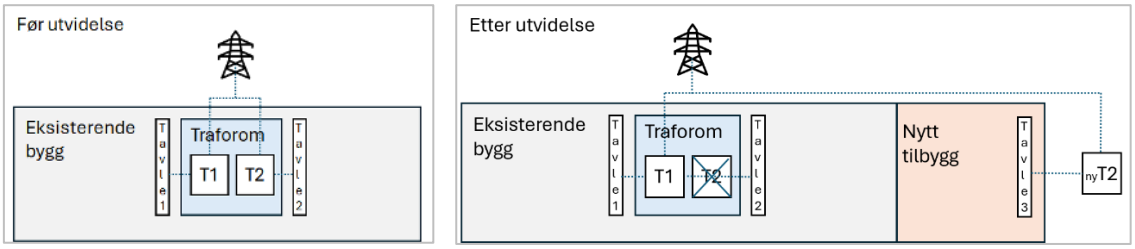
Statnett har imidlertid åpnet for en praksis med **«smetting»** i køen. Dette innebærer at en kunde som har et lite nytt tilknytningsbehov, men som på grunn av sitt eksisterende effektbehov blir tvunget inn i køen, kan tas ut av Statnett-køen dersom nettselskapet åpner for tilknytning i regional- og distribusjonsnettet. Kunden i eksemplet ovenfor fikk avslag på forespørsel til Statnett om mulighet for smetting selv om det «kun» var snakk om 1 MW. Dette er en praksis som er svært ny, og hvor det er uklart hvilke vurderingskriterier som legges til grunn. Et annet eksempel på **tilpasninger for å unngå å havne i Statnett sin kø** er at større aktører overfører en kapasitet til en 3. part, eksempelvis en ladeoperatør eller en operatør av et landstrømanlegg, for å unngå å bli berørt av 5 MW og 20 GWh grensen.

Eksempel: Utvidelse av et stort lager for dagligvarer

Et av Norges største dagligvarelager var i full gang med et nytt tilbygg til et eksisterende lager til en kontraktsverdi på over 1 milliard da de oppdaget at det var behov for inntil 1 MW ny effekt fra en ny nettstasjon. Siden kunden allerede hadde tilknytning over 5 MW og energibruk over 20 GWh/år måtte saken inn i Statnett sin kø, hvor det stod 586 MW i kø foran søker og det var svært uvisst når en tilknytning kunne komme på plass.

I påvente av Statnett ble løsningen å omdisponere eksisterende effekttildelinger til to trafoer, T1 og T2. Basert på historisk forbruk i eksisterende bygg, kunne hele forbruket dekkes fra T1 alene. I praksis betød dette å bruke eksisterende trafo T1 i bygget til å forsyne eksisterende trafo T2 sin hovedtavle 2 med en ny kabel fra T1. Dette var mulig fordi T1 hadde tilstrekkelig restkapasitet (2 MW kapasitet med rest på over 1 MW) til også å dekke dagens forbruk fra T2 som var under 1 MW. Gammel T2 ble så fysisk koblet fra strøm, og det ble levert en ny nettstasjon med en ny 1 MW trafo (ny T2) som overtok tilknytningen til den gamle T2.

Den nye nettstasjonen forsyner nå det nye tilbygget og var en omdisponering av eksisterende tilknytninger uten at man behøvde en ny tredje tilknytning (T3). Løsningen sparte kunden for flere millioner i ekstra investeringer til kabling fra T2 til ny hovedtavle 3 og betydelig tap i lange interne føringsveier. Kunden blir parallelt stående i nettkøen, slik at gammel T2 kan kobles til strøm igjen dersom Statnett åpner for tilknytning av nytt forbruk. Inntil videre er den gamle trafoen i reserve ved feil på T1.



Figur 4-3 Illustrasjon av utfordringen med kapasitet for kunde i eksempelet fra Boks 1 (t.v.), og løsningen (t.h).

Boks 4 Eksempel på tilknytningssak hvor størrelsen på tilknytningen gjør at samlet effekt overstiger 5 MW for kunden og dermed havner i Statnett sin kø.

[16] Europower. Knappe fem uker til det smeller: Tildelt kapasitet skal avklares for alle store nettkunder (artikkel publisert 20.05.2026)

[17] RME (2026). Vedtak i uenighetssak om effektrettigheter. (Brev til Advokatfirma, datert 06.05.2026)

4.2.3 Rangering av tilknytningssaker

Det har vært flere mediesaker og politisk diskusjon om køen for tilknytningssaker bør kunne omprioriteres, og ikke følge dagens strenge krav til ikke-diskriminering og først til mølla-prinsipp som har ført til at samfunnskritiske prosjekter, eksempelvis forsvar, sykehus eller nødnett-beredskap, har blitt stående i nettkø bak kommersielle aktører. Den 9. juni i 2026 fattet Stortinget et enstemmig vedtak om en ny bestemmelse i energiloven som åpner for at Kongen unntaksvis gjennom enkeltvedtak kan gi prioritert tilknytning til strømnettet. Bestemmelsen kan kun brukes når det er nødvendig for å ivareta nasjonale sikkerhetsinteresser. I Danmark har myndighetene derimot valgt å gå lengre og har laget en prioriteringsliste[18] (se mer i Kap. 7.2).

4.3 Fysisk nett på tvers av tomtegrenser innenfor næringsområde

I følge energiloven § 3-1 kan elektriske anlegg for overføring, omforming og fordeling ikke bygges, eies eller drives uten konsesjon. Det betyr at det ikke er lov å føre strøm i kabel fra eget privat elnett over tomtegrenser til annen eiendom (to forskjellige gårds- og bruksnummer) uten å ha områdekonsesjon for nettvirksomhet fra RME. Den eneste muligheten til å dele strøm er virtuelt via delingsordningen eller fysisk ved å ha konsesjon for å eie og drifte eget nett.

I Danmark diskuteres det å muliggjøre slik deling gjennom såkalte *direkte linjer* (se mer i Kap. 7.2).

4.4 Eie eget nett i energifellesskap

Hittil i notatet er det kartlagt hvilke ordninger og avtaleverk som kan muliggjøre deling av kapasitet for en næringspark. En alternativ måte å løse dette på er å eie og drifte eget nett i industriparken. Herøya industripark på Grenland er et eksempel på dette, hvor de eier kraftnettet og annen infrastruktur som vann og fjernvarme på området.

Fordelene med å eie eget nett er at man får en avtale om nettkapasitet med nettselskapet og står fritt til å bruke denne kapasiteten innenfor sitt område. Det betales fortsatt nettleie i tilknytningspunktet mot det offentlige nettet. Fordelen er at samlet samtidig effekt gjerne blir lavere enn summen av hvert enkelt forbrukspunkt sin effekttopp (jf. Figur 4-1). Med andre ord får industriparken en koordinert TMV-avtale med seg selv.

Samtidig overtar man også kostnadene og risikoen som nettselskapet ellers bærer. Det følger mange krav og plikter med en anleggs- eller områdekonsesjon som en industripark muligens ikke ønsker å bruke tid og krefter på. Dette inkluderer eksempelvis plikt til å tilknytte nye kunder, måling og avregning via Elhub, rapportering, KILE kostnader og beredskapskrav, drift og vedlikehold. Man må ta investeringer, drift, vedlikehold, reinvesteringer og tap selv, uten stordriftsfordelene nettselskapet har, og man har ansvar for å ha beredskap, gjerne med innleid kompetanse, for å håndtere feil og avbrudd.

NVE har vært skeptisk til nye private nett innenfor et eksisterende nettselskap sitt konsesjonsområde. Ett argument er at kunder som trekker seg ut av fellesskapet, lar de andre kundene bære en større del av nettkostnadene.

Sammenlikning med EU (se også kap. 7)
EU har *lukkede distribusjonsnett* (EMD art. 38) nettopp for industriområder, med lettere forpliktelser. Siden EMD ikke er tatt inn i EØS-avtalen, har ikke Norge denne kategorien. Valget blir derfor i praksis «fullt nettselskap» eller et snevert unntak. Nederland og Tyskland løser behovet uten at virksomhetene må eie

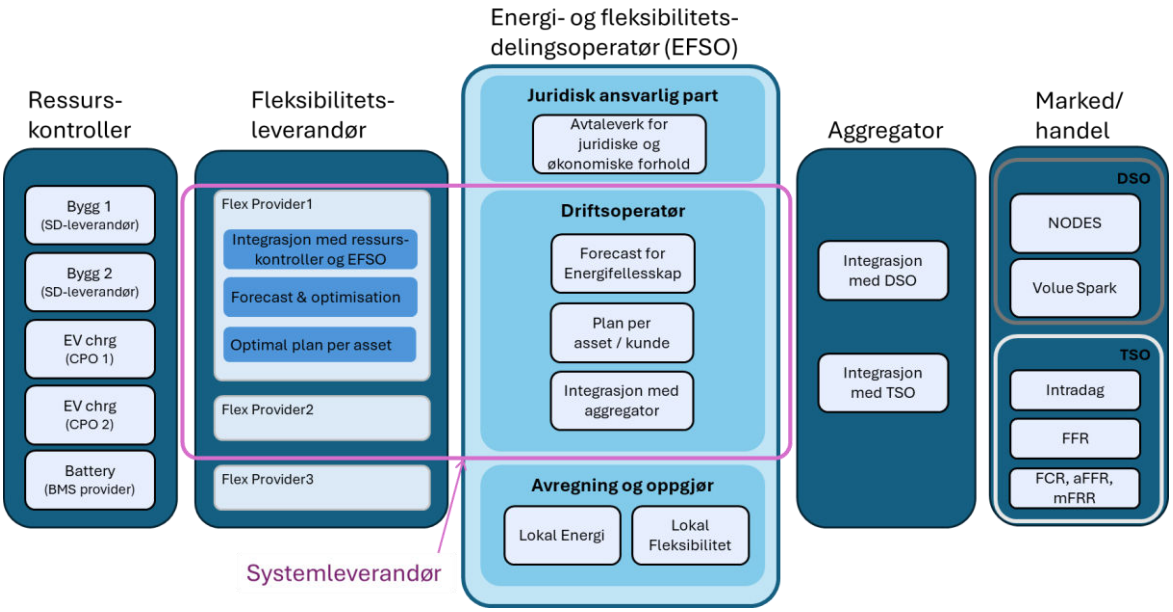
[18] Nye krav skal sikre mere fart på prosjekter, der vil tilsluttes elnettet

nettet. Nederland har *gruppetransportavtaler, kabeldeling* og *lukkede distribusjonsnett* med lettere regulering. Tyskland har *Kundenanlagen*, der interne nett i visse tilfeller er unntatt fra regulering, men grensene for dette har vært gjenstand for rettstvist i EU-domstolen. Norge mangler slike mellomløsninger. Dermed blir valget ofte mellom å eie og regulere fullt, eller å bruke den nye delingsordningen i næringsområder, med dens begrensninger.

4.5 Aktører i verdikjeden for energifellesskap med koordinert TMV

Utviklingen av energifellesskap involverer et komplekst aktørbilde med behov for koordinering mellom nettselskap, teknologileverandører, eiendoms-, nærings-, og industriparker og sluttbrukere. I dag er det manglende samhandling mellom disse aktørene som gjør det krevende å utvikle skalerbare løsninger, inkludert teknologistandarder og forretningsmodeller for hvordan deling av energi mellom aktørene skal foregå. Dette krever innovasjon innenfor teknologi, juridisk rammeverk og forretningsmessige samarbeidsmodeller.

Energi- og fleksibilitetsdelingsoperatøren (EFSO) er den som koordinerer og drifter energifellesskapet, og er integrert med alle energiressurser, enten direkte eller gjennom fleksibilitetsleverandøren. EFSO'en kan velge å bruke de fleksible og lokale energiressursene internt i energifellesskapet og/eller selge deler av denne til det lokale nettselskapet (DSO) eller til Statnett (TSO). Salget kan gjøres enten direkte fra EFSO, eller gjennom en energiaggregator. Se illustrasjon i Figur 4-4.



Figur 4-4 Aktører i verdikjeden for fleksibilitet og lokal handel. Kilde: Cofactor, 2026[19]

Rollen som EFSO ikke definert i det norske regelverket ennå og hvilke aktører som kan ta rollen er fremdeles uvisst. Definisjonen av en EFSO bygger på Energy Sharing Organiser (ESO)[20] som først ble introdusert i elmarkedsdirektivet i 2024. Parallelt ble ansvar og rollebeskrivelse av en 'sharing facilitator' beskrevet i [21] som en energidelingsoperatør som utløser og driver delingen av egenprodusert energi i et lokalt energisamfunn. Ved å tilrettelegge for og administrere lokal handel av energi og effekt, vil EFSO'en kunne berede grunnen for nye forretningsmodeller. Fra EU pekes det på at ESO'en må være en aktør med

[19] Lindberg, Rostad og Arnestad (2026). *Nullpunktsanalyse – Næringsklynge for energifellesskap i Akershus*. Oppdragsrapport for Fornybar Utvikling.
[20] 'Energy Sharing Organiser' er omtalt i lovverket i tillegget til Elmarkedsdirektivet publisert 13.juni 2024.
[21] «Energy Sharing for Energy Communities – A reference guide» publisert i mai 2024.

tillit hos alle aktører og som ikke har profittmaksimering som sin strategi. I Norge ser energiselskapene seg som sentrale i etableringen av EFSO, men er samtidig avventende til hvilke avklaringer RME (Reguleringsmyndigheten for energi) kommer med. En viktig oppgave for EFSO vil være å etablere et ryddig teknisk og forretningsmessig grensesnitt mot det lokale nettselskapet (se også Figur 4-2). Dialogen med nettselskapene i tidligfase har vært krevende fordi nettselskapene ikke alltid har sammenfallende prioriteringer med det som ønskes oppnådd i et lokalt energifellesskap. Dialogen fremmes heller ikke av at rammevilkår for den nye delingsordningen er utydelige og derfor utløser merarbeid for nettselskapene.

5 Rammer for sluttbrukerfleksibilitet

Et energifellesskap som skal holde seg under en felles kapasitetsgrense er avhengig av å benytte fleksibilitet for å kunne styre slik at den samlede effektbruken til området ikke går over effektrettighetsgrensen. Den samme fleksibiliteten kan også selges til nettselskapet eller Statnett når den ikke trengs internt, og det kan gi fellesskapet en ekstra inntekt.

Dette kapitlet beskriver de økonomiske incentivene nettselskap har til å kjøpe fleksibilitet (kap. 5.1), hvilke markeder og registre for fleksibilitet som finnes i Norge (kap. 5.2), og hvordan Statnett og nettselskapene samarbeider om å bruke fleksibiliteten (kap.5.3).

5.1 Inntektsrammeregulering av nettselskap

Nettselskap er naturlige monopoler og er strengt regulert gjennom Reguleringsmyndigheten for energi (RME). Gjennom Inntektsrammereguleringen[22] bestemmer RME hvor mye nettselskapet har lov til å tjene, og dermed kreve inn fra sine kunder via nettleien. Tillatt inntekt er basert på de faktiske kostnadene til nettselskapene og har flere elementer i seg, der inntektsrammen utgjør den største delen.

Kjøp av fleksibilitet slår negativt ut på inntektsrammen som er basert på dekning av faktiske kostnader (K) og en normvurdering (K^N). Kostnadsnormen er basert på DEA-modellen til RME som sammenligner nettselskapenes kostnadseffektivitet.

Når normvurderingen er fastsatt, basert på vurdering av alle nettselskap, kan inntektsrammen beregnes, hvor faktiske kostnader og normvurderingen vektes med henholdsvis 30% og 70% på følgende måte:

$$\text{Inntektsramme} = 0{,}3 * \text{Kostnadsgrunnlag} + 0{,}7 * \text{Kostnadsnorm}^N$$

Økte oppgaver? Normvurderingen baserer seg på å sammenligne kostnader, gitt oppgavene selskapet utfører. For lokalt distribusjonsnett er oppgavene eksempelvis antall kunder, lengde km nett, antall nettstasjoner. Hvis en utgiftspost ikke er knyttet til en oppgave vil det slå negativt ut, fordi kostnadene blir større uten at oppgavene blir flere.

Økt avkastningsgrunnlag? Når nettselskap bygger nytt nett, økes selskapets kapitalkostnader, og RME gir avkastning på denne investeringen over mange år. Kjøp av fleksibilitet er derimot en driftskostnad som kun reduserer netto inntekt i det året kostnaden påløper, uten å øke avkastningsgrunnlaget. Ved økte driftskostnader vurderes nettselskapet som mindre effektivt i forhold til andre nettselskaper, noe som slår negativt ut på normvurderingen som teller 70 % i inntektsrammen. Det er derfor mer lønnsomt å investere i tradisjonelt nett enn å kjøpe tjenester fra fleksibilitetskunder eller energifellesskap.

Straumr[23] har analysert tre ulike måter å løse et kapasitetsproblem i nettet på:

1) Investering i linjer og nettstasjon → kapital med oppgave
2) Investering i batteri til nettformål → kapital uten oppgave
3) Kjøpe fleksibilitet → økt driftskostnad, ingen kapital eller oppgave

Figur 5-1 viser at alternativ 1 slår positivt ut på inntektsrammen, i alternativ 2 svekkes effektiviteten til nettselskapet, men blir delvis motvirket av kalibreringen, og i alternativ 3 svekkes effektiviteten uten noen form for oppveiing.

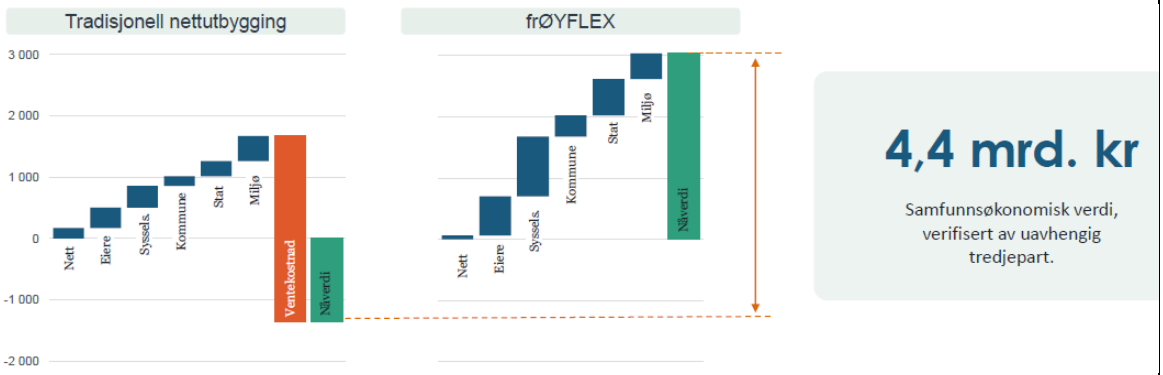
[22] RME (2025). Økonomisk regulering av nettselskap. Nettside besøkt 16.03.2026.
[23] Christian Nærum Børke. *Fleksibilitet eller nett? Hvordan påvirker valget nettselskapets inntektsramme?* Presentasjon på Nexus seminar i Oslo, 24.09.2026



Figur 5-1 Samme behov, tre alternative løsninger, med ulike utslag på nettselskapets effektivitet i DEA-modellen. Kilde: Straumr[23]

Eksempel: frØYFLEX-prosjektet med Tensio og Ecotere på Frøya i Trøndelag

I prosjektet er det analysert at et batteri kan brukes til å øke termisk kapasitet på eksisterende linje og at batteriets omformer kan brukes til å løse spenningsutfordringene ved tilknytning av nytt forbruk. Dette gjør at nytt forbruk kan tilknyttes tidligere, noe som vil kunne gi en samfunnsøkonomisk verdi på 4,4 mrd NOK i forhold til tradisjonell nettutbygging (se Figur 5-2).



Figur 5-2 Samfunnsøkonomisk verdi ved tradisjonell nettutbygging vs. tidligere nettilknytning på Frøya (frØYFLEX).

Ved tidligere nettilknytning vil inntektene til Tensio øke som følge av at flere kunder får kraft. Fordi tillatt inntekt til Tensio er gitt av inntektsrammen, vil denne økte inntekten føre til lavere nettleie for andre kunder. Med andre ord vil netto inntekt for Tensio være uforandret. Gitt at Tensio eier batteriet, vil kostnadssiden innebære innkjøp av teknisk utstyr (batteri+omformere+kondensatorbank+statcom) som ikke er ordinære nettkomponenter og telles derfor ikke som en 'oppgave' under normvurderingen. Dermed slår denne investeringen negativt ut på inntektsrammeberegningen – i tillegg til at Tensio heller ikke får lov til å eie batteriet i utgangspunktet. Dermed går samfunnet glipp av en gevinst på 4,4 mrd. NOK.

Boks 5 Eksempel på investering i batteri og aktive nettkomponenter for å muliggjøre tilknytning av nytt forbruk.

Langsiktighet i drift av nettselskap

Forholdene beskrevet over er riktig ved vurdering av enkeltprosjekt og utslag på inntektsrammen for nettselskapet for enkeltår. Reguleringen av nettselskapene skal derimot også stimulere til effektiv drift på lang sikt, over flere år. En nettinvestering vil slå dårlig ut det første året investeringen gjøres, og deretter avta. Hvis det lønner seg å kjøpe fleksibilitet i 3-5 år for å utsette en investering, kan dette på lang sikt

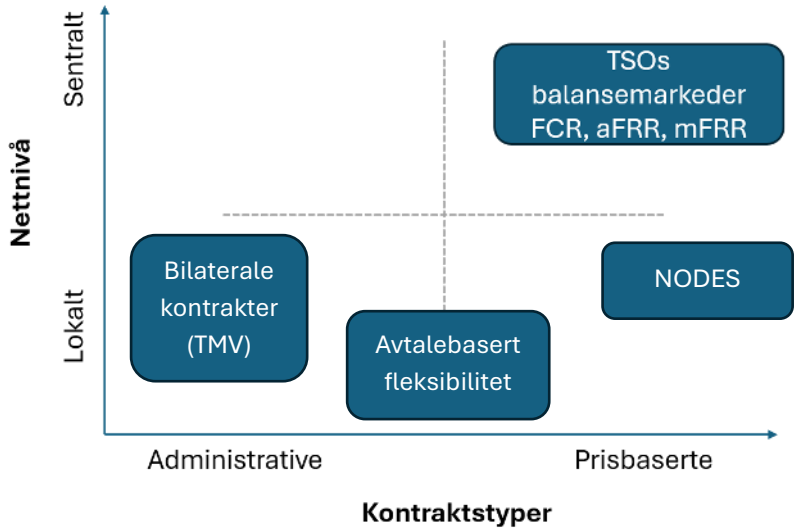
være gunstig for nettselskapet. At dagens regulering ikke er entydig bra eller dårlig for kjøp av fleksibilitet viser også to masteroppgaver ved NHH[24],[25].

Finnes det ingen fordeler ved å tilknytte nytt forbruk for nettselskap?
I praksis er den økonomiske verdien for nettselskapet ved å tilknytte en ekstra kunde i nettet marginal. Nettselskapene har likevel et pålagt samfunnsansvar[26] som tilsier at de *skal* tilby kunder tilknytning. De vil derfor se på det som positivt å knytte på flere kunder innenfor eksisterende nett selv om de ikke får nevneverdig økte inntekter av dette. Når det er sagt så har ikke nettselskapene noe tidsmessig krav på seg til hvor raskt de kan tilby nettilknytning, og når de ikke har noe økonomisk incentiv til å gjøre det, så tar det i praksis veldig lang tid hvis det er utfordrende nettforhold.

Økte incentiver for å tilknytte flere kunder (forskriftsendring fra 1.jan 2026 og tillegg i inntektsrammen)
ED endret NEM forskriften med virkning fra 1.jan 2026 for å øke insentivene for nettselskapene til å tilknytte flere kunder med mål om å redusere tilknytningskøen[27]. Endringene omfatter NEM §3-7 og NEM § 3-8. I tillegg til ordinær inntektsramme har RME satt av 100 mill NOK som tillegg for nettselskap som tilknytter kunder og tilbyr mer kapasitet[28]. Dette er derimot en midlertidig ordning som gir økt økonomisk incentiv til å tilknytte flere kunder.

5.2 Fleksibilitetsregister og fleksibilitetsmarkeder i Norge

For å få en næringspark til å kunne håndtere en 'Koordinert TMV-avtale', må den kunne ha oversikt over, og ha tilgang på alle fleksible ressurser på området, og kunne aktivere dem.



Figur 5-3 Ulike kontraktstyper for aktivering av fleksibilitet. Kilde: Inspirert av figur fra Lervåg og Nielssen (2026)[25]

I Norge i dag har vi allerede noen strukturer for å utløse fleksibilitet, blant annet Statnett sine balansemarkeder, lokalt fleksibilitetsmarked (kan handles i NODES). I tillegg er en avtalebasert fleksibilitet som gir en redusert tariff under utvikling hos Lede[29], samt bilaterale avtaler som «Koordinert

[24] Rossebø og Reiss (2026). *Økonomiske insentiver for handel i fleksibilitetsmarkedet for norske nettselskap*. Master, Norges Handelsøyskole (NHH)
[25] Lervåg og Nielssen (2026). *Local Flexibility Markets and Grid Investment Decisions*. Master, Norwegian School of Economics (NHH).
[26] NVE (2024). Dette er tilknytningsplikten. (nettside besøkt 16.03.2026)
[27] ED (2025). Forskriftsendringer for mer effektiv utnyttelse av strømnettet.
[28] RME (2026). Inntektsrammer for 2026 – varsel. (nettside besøkt 16.10.2026)
[29] Er under utvikling hos Lede i det Enovastøttede prosjektet Strømfleks2.0.

TMV» (se kap.4.1). Figur 5-3 viser hvilket nettnivå disse markedene er aktive og hvorvidt avtalen er basert har et prisincentiv.

Bilaterale kontrakter
Dette er avtaler om tilknytning med nettselskapet hvor de stiller krav om at kunden er fleksibel eller andre vilkår som eksempelvis utkobling av forbruk. I Norge i dag har vi 'tilknytning med vilkår' som eneste eksempel, mens Nederland har flere mulige kontrakter med 'alternative transportretter (ATR)'. Ofte er disse kontraktene av administrativ art og er på distribusjonsnettnivå.

Avtalebasert fleksibilitet
Avtalebasert fleksibilitet innebærer at kunden får en rabattert nettariff, såkalt 'fleksibel tariff', mot at kunden har bevist overfor nettselskapet at den kan være fleksibel. Nettselskapet kan da aktivere denne fleksibiliteten med x timer/dager forvarsel. Fleksibel tariff er myntet på kunder i distribusjonsnettet, og er et alternativ til å handle fleksibilitet i et marked (som NODES gjør). Siden kunden får en rabattert nettleie, dvs. delvis prisbasert, men ikke prisvarierende som i et marked, er kontraktstypen plassert midt mellom administrativ og prisbasert kontraktstyper.

NODES
Handelsplattformen NODES[30] er utviklet for å kunne handle fleksible ressurser mellom tilbydere (husholdninger, elbiler, næringsbygg etc.) og kjøpere (som regel nettselskap). Prisen kan enten fastsettes basert på et anbud som legges ut av DSO, eller ved aktivering av tilbud fra kjøper. Det finnes to hovedprodukt: long-flex og short-flex. *Long-flex* får man betalt for å reservere fleksibiliteten og stille den til rådighet, mens ved salg av *short-flex* får man betalt for å aktivere fleksibiliteten.

Nasjonalt fleksibilitetsregister (FIS)
Statnett åpnet 17. august 2026 opp for at små fleksibilitetsressurser mellom 1-5 MW kan delta i mFRR-markedet, alene eller sammen i en aggregert portefølje. I tilknytning til dette har Statnett opprettet et nasjonalt fleksibilitetsregister som skal gi nettselskapene innsyn i fleksible ressurser i deres område. Her blir hver fleksibilitetsressurs registrert med en installert effekt, og hvilken retning ressursen kan justeres (opp, ned eller begge veier).

Registeret inneholder ressurser ned mot 1 kW og utvikles av Elhub på oppdrag fra Statnett og bygger på Euroflex og FIS-konseptet i Nettkoden for forbruksfleksibilitet (NC DR) (se Kap. 6.2). Men dette fleksibilitetsregisteret har sine begrensninger, blant annet mangler det info om reboundeffekter, hviletid etter aktivering, gyldig aktiveringsvindu, og påvirkning på andre bruk av energibærere, som er viktig når fleksibiliteten skal benyttes i en næringspark.

5.3 TSO-DSO samarbeid

Et sentralt tema for aktivering av fleksibilitet fra TSO er observerbarhet for påvirkinger i underliggende nett ved aktiveringene. Som Figur 4-4 viser, så er det mulig for EFSO å selge de fleksible ressursene (når de først har fått på plass fleksiblitetsregisteret og har full oversikt over alle ressurser på området) til DSO eller TSO i overliggende nett. Hvis batteriet i næringsparken blir aktivert av TSO er det viktig at det er tilstrekkelig kommunikasjon og samarbeid mellom TSO og DSO, i tillegg til kommunikasjon med EFSO.

Disse kommunikasjonsstrukturene er under utarbeiding, men prosessen i Norge går tregt i forhold til andre europeiske land. De tekniske retningslinjene for kommunikasjon mellom TSO-DSO for utnyttelse av

[30] NODES. Euroflex – Norway. (nettside besøkt 10.05.2026)

fleksible ressurser er på plass gjennom *Retningslinjer for systemdrift (SO GL)* og *Retningslinjer for balansering (EB GL)* som ble tatt inn i EØS-avtalen i 2020 og innført i energiloven[31].

Nettkoden for forbruksfleksibilitet (NC DR) (se Kap. 6.2) er også sentral i regelverket for samarbeid mellom TSO og DSO da den regulerer lokale fleksmarkeder, fleksregistre, prekvalifisering, baselinemodeller og koordinering mellom markedene. Det er likevel usikkert hvor mye drahjelp vi kan få fra NC DR eller Ren energi-pakken da de ikke gjelder for Norge, selvom deler av NC DR kan bli gjeldende via SO GL og EB GL[31] som Norge allerede har tatt inn i regelverket (se mer i kap. 6.2).

Samarbeidet mellom TSO og DSO i Norge drives dermed av bransjen selv, gjennom arbeidsgrupper, piloter og Statnetts egne tiltak, og ikke av regelverk. Konsekvensen er at systemoperatøren nå har begrenset fleksibilitet fra distribusjonsnettet med volumtak[32], uten at det finnes en regulert ordning der nettselskapene kjøper og deler den samme fleksibiliteten.

[31] **Retningslinjen for systemdrift (SO GL, forordning 2017/1485):** Stiller krav til datautveksling mellom TSO, DSO og tilknyttede anlegg (KORRR-metodikken). Art. 182 om prekvalifisering: Skal en ressurs i distribusjonsnettet levere reserver til TSO, må nettselskapet involveres. Nettselskapet kan sette grenser eller avslå av hensyn til sitt eget nett, dette har de 30 dager å svare på. **Retningslinjen for balansering (EB GL, forordning 2017/2195):** Krever blant annet samarbeid med nettselskapene når ressurser i distribusjonsnettet leverer balansetjenester.
[32] Statnett. Begrensninger på prekvalifisering av reguleringsobjekter i nett under 110 kV.

6 EU-regelverk og status for implementering i Norge

6.1 Energisamfunn – innbyggerenergisamfunn og fornybarenergisamfunn

Som beskrevet i Kapittel 2 er energisamfunn definert i EUs regelverk som Citizen Energy Community (CEC) i elmarkedsdirektivet (EMD) og som Renewable Energy Community (REC) i fornybardirektivet (RED). Forskjellen på disse to er oppsummert i Tabell 6-1.

Prosessen for implementering av EU-regelverk i Norge er at det først må defineres som EØS-relevant, deretter behandles i EØS, før Stortinget vedtar om det skal innlemmes i norsk regelverk. Overordnet er status for implementering i Norge at fornybardirektivet (RED II) og dermed RECs er tatt inn i EØS-avtalen, mens elmarkedsdirektivet (EMD) ikke er tatt inn i avtalen. Ingen av direktivene har ført til egne norske regler eller forskrifter for energisamfunn.

Tabell 6-1 Definisjon av energisamfunn i henholdsvis elmarkedsdirektivet (CEC) og fornybardirektivet (REC).

	Citizen Energy Community (CEC)	Renewable Energy Community (REC)
Norsk	Innbyggerenergisamfunn (IES)	Fornybarenergisamfunn (FES)
Rettslig grunnlag	Elmarkedsdirektivet 2019/944, art. 2(11) og art. 16	Fornybardirektivet (RED II) 2018/2001, art. 2(16) og art. 22
Innhold	• Markedsorientert (gi borgere, kommuner og små aktører adgang til å delta i **kraftmarkedet)** • Ingen eksplisitt geografisk nærhetskrav • Teknologinøytral • Integrert i strømmarkedet • Kan i praksis ligne på kooperative kraftselskaper	• Samfunnsorientert (fremme **fornybar energi**, lokal verdiskaping og samfunnsnytte) • Geografisk avgrenset og sosialt forankret • Fornybarspesifikk • Rettet mot lokal energiomstilling • Mindre kommersiell, mer samfunnsorientert

Fornybarenergisamfunn kom i fornybardirektivet (RED II (2018/2001) som ble tatt inn i EØS-avtalen 11.juli 2025. Før dette la regjeringen frem en proposisjon i april 2025, og energi- og miljøkomiteen vedtok innstilling om samtykke 27.mai 2025[33]. Proposisjonen sier at det ikke trengs lovendringer, men at direktivet vil gjennomføres i forskrifter etter energiloven, vannressursloven og produktkontrolloven. Myndighetene mener at reglene om egenforbrukere og energisamfunn «i all hovedsak» allerede er oppfylt, blant annet gjennom plusskundeordningen og delingsordningen (se Kap.3). Derimot finnes det ingen definisjon av et fornybarenergisamfunn i norsk rett og kravet om en rettslig ramme i henhold til artikkel 22 nr.4 er dermed ikke oppfylt. Delingsordningen for næringsområder er i praksis det som ligger nærmest energifellesskap for nærings- og industriområder, men den er innført som en nasjonal ordning og er ikke presentert som gjennomføring av RED II eller EMD.

Innbyggerenergisamfunn kom i elmarkedsdirektivet (EMD (2019/944) i EUs fjerde energipakke, *Ren energi-pakken*, som består av åtte rettsakter: 4 direktiver og 4 forordninger[34]. I Norge står fem av disse rettsaktene[35] fortsatt utenfor EØS-avtalen, inkludert elmarkedsdirektivet. Uenigheten om pakken var grunnen til at Senterpartiet gikk ut av regjering i januar 2025, og regjeringen har signalisert at de fem

[33] Innstilling til energi- og miljøkomiteen om Samtykke til deltakelse i en beslutning i EØS-komiteen om innlemmelse i EØS-avtalen av direktiv (EU) 2018/2001 om å fremme bruk av energi fra fornybare energikilder (Fornybardirektivet (2018)), som rettet i 2020 og 2021, og med endringer gjennom delegert kommisjonsforordning (EU) 2022/759.

[34] Rettsakt og forordning: *Rettsakter* i EU er det samme som lover og forskrifter i Norge, mao. en samlebetegnelse for juridiske vedtak. En *forordning* er én bestemt form for rettsakt, f.eks. en lov eller en forskrift, som er strengt bindende i alle detaljer. En forordning får i sin helhet lovs kraft i medlemslandene uten å måtte vedtas av det enkelte land, slik man må gjøre med direktiver. Kilde: Store Norske Leksikon

[35] De fem rettsaktene fra Ren energi-pakken som ikke er innlemmet i EØS-avtalen er: Elmarkedsdirektivet, elmarkedsforordningen, ACER-forordningen, risikoberedskapsforordningen og styringsforordningen.

resterende rettsaktene ikke blir innført i denne storingsperioden[36]. EU har derimot bedt Norge om å fullføre prosessen så raskt som mulig.

Den siste endringen i elmarkedsdirektivet (EMD (2024/1711) innfører en *rett til energideling* i art.15a og til *fleksible tilknytningsavtaler* (se eksempler fra Nederland i Kap. 7.1.1). Videre er det en egen ordning for *lukkede distribusjonsnett* i art. 38 som likner på dagens ordning for å «eie eget nett» omtalt i Kap.4.4.

Direktivet står som «til diskusjon» i EØS-notatbasen, og Energidepartementet har varslet at det kan bli behov for endringer i energilovgivningen. At elmarkedsdirektivet og dermed *retten til* energideling og fleksible tilknytningsavtaler trolig ikke blir innlemmet i Norge før etter 2029 betyr at næringsliv og industri må klare seg med den nasjonale Delingsordningen lenge.

6.2 Ny nettverkskode for forbruksfleksibilitet (NC DR) er under utarbeidelse

Den nye 'Nettverkskoden for forbrukerfleksibilitet'[37] og regulerer markedsbasert kjøp og salg av fleksibilitet, både balansetjenester til TSO og lokale tjenester til DSO. Koden beskriver regelverket for samarbeid mellom TSO og DSO, samt fleksibilitetsregistre, prekvalifisering, baseline og koordinering mellom markedene. Forslaget til ny nettkode ble utarbeidet av ENTSO-E og EU DSO Entity og levert til kommisjonen i mai 2024, mens ACER ga sin anbefaling i mars 2025. Koden nevner verken energisamfunn, energideling eller gruppetransportavtaler. Den vil likevel påvirke energifellesskap på flere måter.

Det som styrker energifellesskap er:

- **Aggregering bak og mellom tilknytningspunkter.** Koden innfører to enheter:
  - En *Service Providing Unit* (SPU) er én eller flere styrbare enheter bak samme tilknytningspunkt.
  - En *Service Providing Group* (SPG) samler enheter på tvers av flere tilknytningspunkter.

  Det er ytelsen til hele gruppen som kvalifiseres, ikke hver enkelt enhet. En koordinator for energi- og fleksibilitetsdeling (EFSO) i en næringspark kan dermed by inn parkens samlede fleksibilitet som én ressurs.
- **Salg i flere markeder.** En ressurs som tilbyr samme produkt til flere systemoperatører, skal bare prekvalifiseres én gang. Det gjør det enklere å kombinere bruk internt i parken, salg av lokale tjenester til DSO og balansetjenester til TSO.
- **Markedsbasert kjøp er hovedregelen.** DSO-ene skal i utgangspunktet kjøpe lokale tjenester for flaskehals- og spenningshåndtering i marked, og myndighetene kan bare gi tidsbegrensede unntak. Det gir energifellesskap en inntektsmulighet, f.eks. gjennom NODES-plattformen.
- **Felles nasjonalt fleksibilitetsregister** (Flexibility Information System, FIS). Registeret skal ha egne moduler for tjenesteleverandører og for styrbare enheter, og et felles grensesnitt (API). Det norske fleksibilitetsregisteret[38] som utarbeides av Elhub støtter seg i stor grad på NC DR når det gjelder konsept og begreper, men foreløpig i mindre grad når det gjelder omfang og formell forankring.

[36] Altinget, 23.juni 2026. EU kritiserer Norge for energi-etterslep – ønsker «ytterligere innsats»
[37] TSO-DSO Cooperation. Network Code on Demand Response (nettside besøkt 22.09.2026)
ENTSO-E (2024). DSO Entity and ENTSO-E submit Joint Network Code on Demand Response (besøkt 22.09.2026)
[38] Statnett (2026). Etablerer brukergruppe for utvikling av fleksibilitetsregister (besøkt 13.10.2026)

Det som kan gjøre det vanskelig for energifellesskap er:

- **Aktivering av fleksible ressurser** må koordineres med de lokale produktene. Et energifellesskap med 'koordinert TMV' (se Kap. 4.1) må derfor holde styr på samspillet mellom den interne kapasitetsgrensen og fleksibilitet som selges eksternt.
- **Referanselinjer (baseline).** Fleksibilitet måles mot hva forbruket ville vært uten aktivering, og metodene skal ta hensyn til tilbakeslag (rebound). Når et energifellesskap hele tiden styrer forbruket for å holde seg under en gruppegrense, blir det vanskelig å fastsette en troverdig referanselinje. Det gir også risiko for at samme fleksibilitet regnes flere ganger.
- **DSO kan begrense salget.** Ved nettkvalifisering av fleksible ressurser kan DSO enten godkjenne, godkjenne med vilkår eller avslå. Koden sier at samlede, områdespesifikke begrensninger skal velges framfor begrensninger på enkeltenheter. Dette er et argument mot volumtak av typen Statnett har innført for alle reguleringsobjekter i nett under 110 kV.

Nettverkskoden for sluttbrukerfleksibilitet og deling av nettkapasitet i 'koordinert TMV' eller Nederlands 'GTO' (se kap. 7.1.2)) utfyller hverandre. Kapasitetsdeling gir energifellesskapet tilgang til nettet, og NC DR gir den markeder å selge fleksibilitet i. Norge mangler i dag begge deler. Det bør derfor avklares hvordan en intern gruppegrense, som koordinert TMV, skal samspille med salg av fleksibilitet ut av huben.

Status for prosessen med innføring i Norge

Kommisjonens vedtaksprosess skulle starte i 1. kvartal 2026, men er ikke ferdigstilt. Koden er hjemlet i elmarkedsforordningen som ikke er del av EØS-avtalen. Pakken endrer imidlertid også retningslinjene for balansering (EB GL) og systemdrift (SO GL), som Norge allerede har tatt inn. Det kan bety at deler av NC DR, særlig prekvalifisering og samarbeid mellom TSO og DSO, likevel kommer til Norge gjennom de retningslinjene. Dette bør avklares med Energidepartementet eller RME. Det gjør det uklart om og hvordan Norge vil ta den inn i norsk lovgivning.

Arbeidet med nettverkskoden er svært sentralt for hvordan fleksibilitet vil bli regulert i EU, noe som også vil ha betydning for Norge. NODES i Norge er aktiv i arbeidet gjennom deltagelse i SmartEn Europe som følger arbeidet med nettverkskoden i EU tett.

7 Internasjonale erfaringer

Elmarkedsdirektivets art.32 sier at nettselskapene *plikter å bruke fleksibilitet* på markedsvilkår og ta den med i nettutviklingsplanene sine. Videre har kunden *en rett til energideling* i art.15a og DSOen plikter å tilby *fleksibel tilknytning* der det er mulig. Landene har derimot innført direktivene på ulike måter. Det er valgt å se nærmere på EU-landene Nederland, Danmark og Tyskland.

7.1 Nederland

Nederland har den mest omfattende verktøykassen for sine nettselskap (DSO). Fordi landet ikke har ledig kapasitet til å tilknytte kunder på vanlig grunnlag, ligger de langt fremme i Europa på regler for bedre utnyttelse av eksisterende nett. (Innholdet i dette delkapitlet er bekreftet ved ekspertintervju[39]).

I Nederland er det to ulike ting å ha *tilknytning* og å ha *transportrett*[40]. Tilknytning er den fysiske koblingen til nettet, mens transportretten er den avtalte retten til å faktisk ta ut eller mate inn strøm opp til en bestemt kapasitet (i kW, MW). Nettselskapet kan tilby *fast* eller *alternativ transportrett* (ATR). Ved fast transportrett kan den avtalte kapasitet brukes hele tiden, mens ved alternativ transportrett tilbys kapasitet på vilkår mot lavere nettleie og raskere tilgang.

7.1.1 Fleksible avtaler for **enkeltkunder**

Alternative transportretter (ATR)
Der nettet er fullt har DSO og TSO plikt til å tilby ATR, men bare der det er mulig. Er nettet fullt i alle timer havner kunden fortsatt i kø. Varianter av transportrettene er *helt variabel*, *tidsblokk* og *tidsbegrenset*.

Helt variabel: får kapasitet når det er ledig i nettet og betaler kun for timene med tilgang.

- Passer for: Varianten er mest aktuell som tillegg til en fast transportrett eller en annen ATR, for eksempel for batterier som har fått tildelt deler av den ønskete kapasiteten i en *tidsbegrenset* avtale.
- Ulemper: Kunden har ingen garanti for når den har kapasitet.
- Ikke implementert ennå pga utfordringer, men forventet aktiv fra 2029.

Tidsblokk (DSO): får kapasitet bare i faste, avtalte tidsvinduer, og betaler bare for disse timene. Timene som er blokkert er kjent for kunden typisk et år i forveien. Kunden betaler for timene med nettilgang, for eksempel 6t/24t, gir ¼ nettleie.

- Passer for
    - fleksible kunder, særlig elektrifisering av tungtransport som lader om natten i stedet for å vente opptil ti år på fast kapasitet
    - kunder som allerede har fast tilknytning og ønsker mer kapasitet
    - kunder som har gass som reserve
- Nettselskapene startet utrullingen i år, område for område. Hvert tilbud krever nettanalyse, noe som tar tid. Det er derfor foreløpig lite erfaring med denne avtaletypen.

Tidsbegrenset (TSO): kapasiteten er garantert minst 85 % av årets timer, og nettselskapet varsler dagen før om timer uten kapasitet. Brukes i transmisjonsnettet.

- Passer for: Ordningen brukes nesten bare av batterier
    - Forbruk og sol- og vindkraft er risikoen for å miste tilgang i 15 % av timene for stor.
- Ulemper: Eksperten mener ordningen fungerer, men har svakheter:
    - Det er vanskelig å vite om rabatten er riktig. Nettselskapet kan betale for mye der det i praksis er behov for å begrense kapasitet i færre timer (eks. 5 % av timene).

[39] Teamsmøte med Lisanne Saes i NedZero, 12.okt 2026
[40] ACM – Overzicht congestiemaatregelen (juli 2025)
ACM – Bindende afspraken met netbeheerders (juni 2026)
Netbeheer Nederland – FAQ Energiewet

- Tildelingen av avtaler ble opplevd som et lotteri.
- Det er uklart hvorfor tilgjengelig kapasiteten ble gitt som ATR-avtaler i stedet for til batterier som allerede stod i kø og som var villige til å inngå *kapasitetsbegrensningsavtaler* (se under)

Kapasitetsbegrensningsavtale (CBC)
Kunden har en *fast transportrett*, men forplikter seg til å redusere uttak eller innmating når nettselskapet ber om det dagen før. Avtalen kan gjelde hele eller deler av kapasiteten. Kompensasjonen dekker kundens faktisk tapte inntekt, basert på strømpris og eventuelle subsidier, og er ikke et fast beløp. Det gir forutsigbarhet for sol- og vindkraft, batterier og industri.

- Eksperten fremhevet dette som Nederlands viktigste fleksibilitetsverktøy og mener at CBC er mer målrettet og rettferdig enn ATR, og at de fleste som i dag har ATR heller kunne hatt fast tilknytning med CBC. Begge løser samme problem, og at begge finnes parallelt er forvirrende for markedsaktørene.

Diskusjon
De alternative ATR-avtalene og Kapasitetsbegrensningsavtalen er delvis overlappene og i praksis er det DSO som velger hvilket produkt kunden får tilbud om. Få kunder kjenner at alternativene godt nok til å kreve et bestemt produkt, og de fleste er glade for å få et tilbud i det hele tatt. Tendensen i NL er at nettselskapene vil bort fra *faste transportretter* som standard og at ATR med fleksibilitet skal bli normen. Det er signaler om at fast kapasitet skal bli dyrt og forbeholdt få. Det har foreløpig ikke ført til konkrete endringer for kunder som allerede har *fast transportrett*, men det er varslet og møter motstand.

7.1.2 Måter å dele og tilknytte **næringsparker** på

Måter å tilknytte næringsparker på er *Gruppetransportavtale* (GTO), *Lukket distribusjonsnett* (GDS), og *Kabeldeling (*cable pooling*)*.

***Gruppetransportavtale* (GTO)** er en felles transportrett for en gruppe. Første utkast til denne nye nettverkskoden kom i 2025, og DSO er nå pliktig å tilby denne fra 1.1.2027[41]. GTO innebærer at flere store kunder i en energihub eller et næringsområde får én felles kapasitet som de kan fordele seg imellom. Ordningen er primært for næringskunder og motivasjonen er at eksisterende virksomheter kan få mer kapasitet i enkelte timer, og at nye virksomheter kan etablere seg i parken selv om de ikke får egen transportrett. Gruppen kan avtale en overgangsperiode på inntil tre år. Avsluttes gruppeavtalen i denne perioden, får deltakerne tilbake sine individuelle transportretter. Nettselskapene har allerede noen gruppetransportavtaler på pilotbasis, og den første avtalen ble inngått for 1-2 måneder siden. (GTO er svært relevant for Norges «Koordinert TMV»-avtale.)

Begrensninger i GTO:

- Det er ingen grense for antall deltakere, men bare kunder på samme nettnivå (høy-, mellom- eller lavspenning) kan inngå avtale sammen. Næringsparker med blanding av store og små tilknytninger kan derfor ikke inkludere alle forbrukspunkt.
- Større produksjonsanlegg (sol, vind) og batterier kan ikke alltid være med.
- Nettselskapene synes det er krevende å beregne virkningen på nettet. De begynner derfor med enkle/små energihub'er og vil vurdere utvidelse senere.
- Det er tidkrevende for deltakerne å forhandle fram en avtale seg imellom.
- Hvem som er ansvarlig for at gruppen holder seg under kapasitetsgrensen kan leses i Vedlegg A.

[41] ACM – Energiehubs kunnen groepstransportovereenkomst aanvragen
Solar Magazine – GTO verplicht vanaf 2027

Lukkede distribusjonsnett innebærer at kunden har én tilknytning og eier, drifter og vedlikeholder nettet bak dette punktet selv. Dette har eksistert lenge, for eksempel for universitetsområder og Schiphol lufthavn. Kunden blir dermed i praksis et nettselskap med tilhørende plikter noe som er krevende og vurderes som for komplekst for de fleste næringsparker. I dag er det å eie eget nett er en forutsetning for å kunne dele kapasitet i en næringspark også i Nederland (som i Norge), men når GTO blir tilgjengelig vil denne avtaleformen trolig være et bedre alternativ for næringsparker.

Kabeldeling innebærer å dele samme fysiske tilknytning, og er begrenset til inntil fire parter (målepunkt eller anlegg). Ordningen startet med at sol- og vindkraft kunne dele én tilknytning og kabel, da de to produserer sjelden samtidig. Fra 1.1.2026 er regelen formalisert og utvidet til batterier og forbrukere. Parter kan dele kabel uten pliktene som følger med et lukket distribusjonsnett. I praksis er dette et forenklet *lukket nett* og den enkleste formen for kapasitetsdeling. Nettselskapet forholder seg til ett tilknytningspunkt med én grense for uttak og innmating. Forskjellen fra GTO er at deltakerne deler samme fysiske tilknytning, mens GTO-deltakere kan sitte på ulike steder i distribusjonsnettet. Standardavtaler for kabeldeling er tilgjengelige via Invest NL (se Vedlegg B).

7.1.3 Plikter og muligheter for nettselskapet

- **Plikt til å kjøpe og tilby fleksibilitet**. Nettselskapet har plikt til å bruke markedsbasert fleksibilitet, og kunder over 1 MW har plikt til å by inn fleksibilitet.
- **«Use it or lose it»**. Nettselskapet kan trekke tilbake kapasitet som ikke brukes.
- Nettselskapet kan **styre produksjon og lagring på 1 MW eller mer via et sanntidsgrensesnitt**.

7.2 Danmark

Danmark har som Nederland stor mangel på nettkapasitet. Nettilknytning for større prosjekter ble satt på pause i transmisjonsnettet våren 2026. Danmark har likevel valgt en annen tilnærming enn Nederland: Hovedgrepet for energifellesskap er en **kollektiv tariff**, ikke en felles kapasitetsrett. Ordningen er innført med midlertidig godkjenning av regulatoren, uten lovendring.

Lokal kollektiv tariffering (LKT) – midlertidig ordning**.** Fra januar 2026 kan en gruppe nettkunder få nettleien beregnet ut fra gruppens *samlede* belastning på nettet i stedet for hver enkelt kundes forbruk[42, 43]. Ordningen er utviklet av Cerius-Radius og Green Power Denmark, og Forsyningstilsynet godkjente den i juli 2025 og gjelder foreløpig ut 2027. Vilkårene er:

- Gruppen /området må bestå av minst to kunder
    - kan være husholdninger, borettslag eller næring.
    - gruppen trenger ikke være et energifellesskap
- Alle kundene må være tilknyttet samme lavspent-nettstasjon.
- Gruppen må være en juridisk enhet med CVR-nummer, med en administrator som kontaktperson mot nettselskapet.
- Gruppen må ha minst 25 kW fornybar produksjon. Batterier teller ikke med.
- Ingen øvre grense på effekt.

Nettselskapet oppretter et **felles virtuelt målepunkt** hvor forbruk og produksjon fra alle medlemmene summeres. Strøm som utveksles internt teller ikke med. Hos Cerius-Radius består tariffen hovedsakelig av et effektledd på gruppens samlede effekttopp (62 kr/kW, snitt av de ti høyeste timene), et redusert

[42] Green Power Denmark (2025). Lokale 'energiklubber' får gulerod af elnetselskaber
[43] Forsyningstilsynet (2025). Afgørelse om metode for tarifering af lokale sammenslutninger af elkunder, 2. juli 2025

energiledd og et fastledd på 2 000 kr i året per gruppe[44,45]. Hver deltaker beholder egen måler og fritt valg av strømleverandør, og betaler avgifter som før. Gruppen fordeler nettleieregningen internt.

LKT gir ingen kapasitetsgrense og ingen ny tilknytningsrett. Gevinsten kommer bare når gruppen reduserer sin samlede effekttopp. Simuleringer viser liten besparelse uten endret forbruk. For 25 eneboliger med batteristyring er besparelsen om lag 30 kr per husstand i måneden[45]. Ordningen er laget for lavspentnettet og passer derfor best for boligområder og mindre næringsbygg, ikke for større næringsparker.

Begrenset nettilknytning. Danske nettselskaper har standardavtaler om *begrenset nettadgang* for forbruk og produksjon[46]. Kunden aksepterer å bli koblet ut eller regulert ned ved overbelastning. Avtalene tilsvarer 'Tilknytning med vilkår (TMV)' som inngås med hver kunde. Gruppeavtale finnes ikke.

Prioritering i nettkøen. Et bredt flertall i Folketinget inngikk 1.okt 2026 en avtale «Akutplan for elnettet» om å inndele prioriteringen i tilknytningskøen i fire kategorier:

(1) alminnelig forbruksvekst og samfunnskritiske funksjoner,
(2) elektrifisering av transport, varme og industri samt fornybar energi,
(3) energilager
(4) datasentre

Prosjekter som er **«nettvennlige»**, for eksempel ved at de aksepterer begrenset nettilknytning eller at de har fleksibelt forbruk, kan få bedre køplass. Industri- og energiparker havner i hovedsak i kategori 2. Rammene for *energifellesskap*, *samlokalisering av produksjon og forbruk* (kan ofte dele samme tilknytningspunkt), og *direkte linjer* (privat kabel som kobler et produksjonsanlegg direkte til én eller noen få forbrukere) skal vurderes på nytt, men det er ikke fattet noen endelig beslutning om disse ennå[47].

Energideling. Det danske NVE (Energistyrelsen) har hatt et utkast til ny forskrift om energifellesskap og energideling på høring høsten 2026. Utkastet omfatter en felles plattform for energideling hos den danske TSOen Energinet hvor de mener at delt strøm fortsatt skal belastes nettleie og avgifter (dette står i kontrast til LKT). Bransjen etterlyser blant annet enklere regler for bedrifter og at LKT tas med i en revisjon av reglene for energifellesskap[48].

7.3 Tyskland

Tyskland har den laveste utrullingen av smartmålere (AMS) i Europa, noe som har vært til hinder for bruk av fleksibilitet og energideling. Kun 5–6 % av tyske målepunkter har smartmåler med kvartersmåling, og mange tyske nettselskap kan ikke tilby løsningene beskrevet under før i 2027.

Krav til nettselskapet om tilkobling av styrbare enheter, som varmepumper, ladebokser og batterier over 4,2 kW. Nettselskapene kan ikke lenger gi avslag på grunn av manglende kapasitet, men til gjengjeld kan de begrense effekten ned til 4,2 kW, men ikke koble den helt ut. Kunden får tilbud om redusert nettleie i én av tre modeller: *fast rabatt*, *60 % lavere energiledd*, eller *tidsvariabel nettleie (ToU)*. Sistnevnte har vært obligatorisk å tilby fra 1.4.2025 og krever smartmåler med kvartersmåling. Dette er regulert i den tyske energilovens §14a EnWG[49].

Energideling mest for husholdninger og små kunder. Husholdninger, SMB'er og kommuner kan dele, mens store virksomheter er utelatt selv om EU-reglene ikke krever det. I Tyskland er det bare spotprisen

[44] Radiuselnet.dk (2026). Lokal Kollektiv Tarifering (nettside til Radius Elnet DSO)
[45] Gate 21 og Enyday (2025). Nye muligheder for lokal kollektiv tariffering og energideling. Notat
[46] Elnet.dk. Aftaler om tilslutning til elnettet
[47] Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2026). Aftale om akutplan for elnettet, 1. oktober 2026
[48] Energifællesskaber Danmark (2026). Høringssvar: Klarere regler skal gøre energideling lettere
[49] EMA Energiewelt §14a EnWG 2026

(eller energidelen) av strømprisen som kan deles. Nettleie, avgifter og merverdiavgift må betales fullt ut også for delt strøm. Regulert i den tyske energilovens §42c EnWG[50].

Fleksibel tilknytning innebærer at nettselskapet kan inngå avtaler som begrenser inn- og utmating, særlig for batterier. Dette er en mulighet for nettselskapet, ikke en rett for kunden. Denne bestemmelsen er mest relevant for næringskunder.

«Kundenanlagen» der interne nett i visse tilfeller er unntatt fra regulering, men grensene for dette har vært gjenstand for rettstvist i EU-domstolen.

Kjøp av fleksibilitet. Markedsbasert kjøp er et krav i loven, men er suspendert inntil videre. Tyskland aktiverer/benytter altså fleksibilitet i distribusjonsnettet mest gjennom regulering og i liten grad gjennom markeder.

7.4 Relevans for norsk politikk

I Nederland handler deling for næringslivet i praksis mer om å dele nettkapasitet enn om å dele energi. Nederland har standardisert flere produkter for tilknytning (som ATR, GTO, lukkede nett og kabeldeling), og nettselskapene har plikt til å tilby disse produktene der nettet er overbelastet og der det er mulig.

Lærdommer fra EU:

1. **Regulere retten til å bruke nettet, ikke bare retten til tilknytning.** Nederland regulerer *retten til å bruke nettet* (transportrett), ikke bare *retten til å bli koblet til* (tilknytningsplikt). Det transportretten som gjør det mulig å dele kapasitet. I Norge er kundens effektrettighet uklar, og RME utreder nå effektutvekslingsrettigheter (se kap. 4.2). Det gir en mulighet til å definere effektrettigheter slik at de kan slås sammen og fordeles i en gruppe.

2. **For næringsparker er deling av kapasitet viktigere enn deling av energi.** Gruppetransportavtalen (GTO) og kabeldeling i Nederland lar flere virksomheter dele én kapasitet uten å eie nettet. Den norske koordinerte TMV-en har samme formål, men har verken en felles motpart, en felles tariff eller en plass i regelverket.

3. **En tariffgevinst gjør det attraktivt å delta.** Både GTO og LKT beregner effektleddet på gruppens samlede topp. I Norge avregnes alle deltakere individuelt, og eksisterende bedrifter har lite å tjene på å delta i en koordinert TMV.

4. **Én motpart overfor nettselskapet.** I Nederland representeres gruppen av en fullmektig, og i Danmark av en juridisk enhet med organisasjonsnummer, som mottar regningen og fordeler den internt. En tilsvarende rolle (EFSO) er ikke definert i Norge (se kap. 4.5).

5. **Plikter gir framdrift.** Nederland pålegger nettselskapene å tilby alternative transportretter og gruppetransportavtaler. Tyskland har mest frivillige ordninger og har utsatt plikten til markedsbasert kjøp av fleksibilitet, og der går det tregere. I Norge er avtale om tilknytning med vilkår frivillig for begge parter, og er kun en mulighet ikke en plikt.

6. **Nye ordninger kan innføres uten lovendring.** Den danske LKT er en bransjemetode som er godkjent av regulatoren som en prøveordning. Den nederlandske GTO er innført gjennom en endring i nettkoden. En norsk felles tariff eller standardavtale for koordinert TMV kan på samme måte utvikles av bransjen og godkjennes av RME.

[50] FfE (2026) Energy Sharing under §42c EnWG 2026

7. **Enkle piloter først.** Erfaringene fra Nederland viser at nettselskapene trenger tid til å beregne virkningen av gruppeavtaler, og at de starter med små grupper i nettområder som er enkle å vurdere. Når flere avtaleformer overlapper, kan det bli forvirrende for kundene. Med en tydelig standardavtale og en trinnvis innføring kan Norge unngå noe av dette.

Norge har verken en felles kapasitetsrett eller en felles tariff for grupper. Delingsordningen gir likevel høyere verdi per delt kWh enn i Tyskland, fordi mottakeren slipper energiledd, elavgift og merverdiavgift på delt strøm. Norge har også et godt utgangspunkt med smarte strømmålere (AMS) og Elhub.

Tabell 7-1 Sammenlikning av avtaler for energifellesskap i Danmark, Nederland og Norge

	Lokal kollektiv tariffering, LKT (Danmark)	**Gruppetransportavtale, GTO** (Nederland)	**Koordinert TMV** (Norge)
Formål	Redusert nettleiekostnad hvis man koordinerer seg.	Tilknytning av nytt forbruk i nett med begrenset kapasitet.	Tilknytning av nytt forbruk i nett med begrenset kapasitet.
Motpart	Juridisk enhet med organisasjonsnummer (CVR)	Fullmektig. Kan være en organisasjon/samvirke.	Hver kunde bilateralt. Nettselskapet vil trolig ikke være part i gruppeavtalen mellom deltagerne.
Tariff	Faktureres per gruppe på samlet topp.	Faktureres per gruppe på samlet topp. Har to deler: - EUR/kW per år for *avtalt* effekt. - EUR/kW per måned for *målt* effekt.	Ingen tariffordel. Alle avregnes individuelt.
Sparer	Redusert effektledd og energiledd	Redusert effektledd	Ingenting, utover raskere tilknytning
Kapasitetsgrense	Nei	Ja, felles grense må håndheves	Ja, vilkår om utkobling eller begrensning
Målgruppe	Lavspent, små kunder	Store kunder (> 3×80 A)	Næring og industri
Krav til produksjon	Minst 25 kW fornybar	Nei	Nei
Hvordan den er innført	Bransjemetode godkjent av Forsyningstilsynet	Endring i nettkoden (ACM)	Frivillig avtale etter NEM §§ 3-1 og 3-2
Status	Prøveordning gyldig ut 2027	Vil tre i kraft 1.1.2027	Under utarbeidelse

8 Barrierer

8.1 Regulatoriske barrierer

8.1.1 Begrensninger/barrierer i delingsordningen for næringsområder og boliger

Oppsummert er begrensningene i delingordningen for næringsområder: taket på 5 MW, de begrensende vilkårene for deling mellom prosumenter og andre energiressurser, strenge vilkårene i definisjonen av hva som er næringsområde og at nettselskapet avgjør denne skjønnsmessig.

- **Grense på 5 MW (AC) installert effekt** på lokal produksjon for hele næringsområdet samlet sett. For store industriområder med forbruk på flere titalls MW er dette for lavt. Grensen bør fjernes og ses i sammenheng med hva nettet har kapasitet til av innmating. Grense for batteri er ikke nevnt.
- **Kan ikke dele mellom prosumenter.** Strøm kan deles på tvers av eiendommer i næringsparker, industriparker og lignende, men bare med andre eiendommer som ikke har energiproduksjon eller batteri selv. Dette gjør at det ikke er mulig å dele batteri med eiendommer som har lokal produksjon. Dette er svært kronglete for en nærings- eller industriområde hvor sol og batteri kan være plassert som felles ressurs i området eller bak måler hos enkeltbedrifter.
- **Deling av andre energiressurser.** Det er uklart om deling av batteri som kan håndtere lokale effekt- og spenningsutfordringer er tillatt innenfor delingsordningen, eller om batteriet kun kan bidra bak egen måler.
- **Definisjon av næringsområde er for snevert.** Et område må oppfylle fire vilkår samtidig: det er geografisk avgrenset, minst to virksomheter samarbeider, de har felles funksjoner, og de deler infrastruktur. Nettselskapet avgjør om et område oppfyller vilkårene, og står for fordelingen. RME publiserte en veileder 30. januar 2026. Vanlig næringsbebyggelse i sentrum er ikke med.
- **Deling for boliger/borettslag er begrenset til samme eiendom**. Dette bør utvides til å kunne deles mellom eiendommer for borettslag (boligområder) på lik linje for delingsordningen for næringsområder.
- **Kan ikke dele strøm over eiendomsgrense for boliger.** Barrierene for borettslag er at delingsordningen ikke tillater borettslag å dele mellom flere eiendommer. Borettslag er boligeiere og faller derfor mellom to stoler da de ikke har næringsaktivitet og dermed ikke kvalifiserer som 'næringsområde'.
- **Manglende tilbud for dynamisk fordeling** fra nettselskapene. Dynamisk fordelingsnøkkel gjør at fordelingen av lokal produksjon følger forbruket time for time, slik at avregningen samsvarer med områdets faktiske uttak fra nettet. Dette er en forutsetning for at deltakerne skal få et riktig økonomisk signal om å bruke lokal produksjon og redusere samlet effektuttak for området (se Kap. 3.2)
- **Fellesmåling eller avregning av et områdes felles effekttopp.** Dynamisk fordeling er nødvendig, men ikke nok. Effektleddet beregnes fortsatt for hver kunde, på kundens egen topp, ikke på områdets samlede, samtidige topp. Hvis de individuelle toppene inntreffer på ulike tidspunkter, får ikke deltakerne betalt for at samlet belastning er lavere enn summen av toppene. Det sterkeste insentivet krever derfor i tillegg en felles tariff for gruppen, som i den nederlandske gruppetransportavtalen, den danske lokale kollektive tarifferingen eller piloten på Husøy. Dynamisk fordeling påvirker dessuten bare timer med lokal produksjon. Vinterens topper om kvelden reduseres bare hvis området også deler batteri eller annen fleksibilitet. Sammenslåing av målere (fellesmåling) er ikke tillatt for energifellesskap, mens dette er likevel mulig for forretningsbygg som f.eks. kjøpesenter som har felles inntaksledning. Basert på erfaring

fra piloten på Husøy[5] foreslår de å innføre *kollektiv tariffering* for energifellesskap (se også kap. Avtaleformer for tilknytning4.1)

- **Usikkerhet knyttet til kundenes effektrettighet.** Det er et problem at kunden ikke vet hvilken effektrettighet de har. Denne usikkerheten kan skape grobunn for konflikt med nettselskapet og er en stor ulempe for kunden.

8.1.2 Definisjon av en EFSO

(EFSO er forklart i kap. 4.5, og rollen til EFSO i en avtale om 'koordinert TMV' er omtalt i kap 4.1.)

Rollen til en EFSO som en juridisk enhet som handler på vegne av energifellesskapet er ikke definert i det norske regelverket. Dette er viktig for å bestemme rettigheter og plikter en slik aktør har. På den ene siden sier fornybardirektivet og elmarkedsdirektivet at det ikke skal ha profitt som formål, men det er utfordrende å forestille seg at en aktør vil ønske å ta på seg ansvaret med å styre et område smart uten å kunne tjene penger på det. Dette er en rolle som kan konkurranseutsettes og reguleres gjennom avtaler mellom partene, og er en diskusjon som bør tas opp på nasjonalt nivå.

Flexpartner[13] sammen med Fagne ser for seg en lokal systemoperatør (LSO) som juridisk part, der bedriftene beholder sine egne avtaler med nettselskapet. Modellen er ikke ferdig utformet.

8.1.3 Inntektsrammeregulering av nettselskap

Inntektsrammereguleringen gjør at det er negative økonomiske incentiver for nettselskapene å *kjøpe tjenester* knyttet til løsninger som kan knytte kunder raskere til nettet. Barrieren ligger både på økonomi, og at nettselskapene ikke får lov til å eie batteri.

Økonomi: Inntektsrammen premierer kun investeringer i tradisjonelt nett. Investeringer i annet utstyr som gjør det mulig å utnytte mer av kapasiteten i eksisterende nett blir ikke tilgodesett med samme gunstige avskrivningsreglene som for nett (se eksempel fra frØYFLEX i Boks 5, kap.5.1). Nettselskapet kan alternativt kjøpe tjenester, som batteritjenester fra 3.part, men dette vil øke OPEX for nettselskapet. Begge alternativene vil slå negativt ut i beregningen av inntektsrammen for nettselskapet, og gir dermed negative økonomiske incentiver.

To masteroppgaver ved NHH[24,25] våren 2026 har analysert inntektsrammen og insentivene for å benytte fleksible ressurser for nettselskapene. Rossebø og Reis (2026) konkluderer med at det ikke var entydig hva som var mest fordelaktig for nettselskapet i deres case studie: kjøp av fleks & utsatt nettinvestering vs. tidlig nettinvestering. Med andre ord gir ikke inntektsrammemodellen et entydig insentiv til å gjøre investeringer i tradisjonelt nett, sett for nettselskapet som helhet over tid.

Inntektsrammereguleringen bør derfor utredes nærmere for å undersøke hvordan nettselskapene kan kjøpe tjenester (fra batteri og annet utstyr, lokal produksjon og andre fleksibilitetsressurser) uten at det slår negativt ut på inntektsrammen.

Et eksempel på at alternative tiltak er mulig å innføre er RMEs midlertidige ordning[51] hvor det gis et tillegg i inntekt ved tilknytning av nye kunder som ble gjort gjeldende fra 1.1.206 i maksimalt 5 år. Siden ordningen er ny, mangler man ennå erfaring med hvor mye dette vil utgjøre på inntektsrammen i praksis.

8.2 Økonomiske barrierer

De mest innovative tiltakene som er gjennomført innenfor energifellesskap i Norge har fått en tidsavgrenset dispensasjon fra regelverket. Et energifellesskap med 'koordinert effektstyring' må

[51] RME (2024). RME gir insentiver raskere tilknytning av nye kunder. (nettside besøkt 16.10.2026)

investere i avanserte tekniske løsninger som ofte har lengre levetid enn **varigheten på piloten**. Dette gir en svært usikker forutsetning for å investere i dyre tekniske løsninger som potensielt vil ha kort varighet. Det må i større grad etableres regelverk og rammebetingelser som gjør det forutsigbart og økonomisk fornuftig å etablere og ta del i energifellesskap. Dette understreket flere av intervjuobjektene, og er også poengtert i notatet fra Sirkulære Kaupanes og Sirkulære Husøy[5].

En annen økonomisk barriere er knyttet til **drift av batterier** er dagens nettariffbestemmelser hvor opplading av batteriet må betale nettleie, mens utlading ikke får kompensert for nettleien. Løsningen er å fjerne eller redusere energileddet for opplading av batteri. Det er antatt at notatet til Fornybar Norge om batterier vil adressere denne barrieren i mer detalj.

Lite å tjene for bedriftene uten en tariffgevinst. Uten en *kollektiv tariffering* som gir lavere nettleie, har de eksisterende bedriftene svake insentiver til å inngå en koordinert tilknytning med vilkår (TMV).

Små volumer ved deling av solkraft. Bedrifter som bruker 5–14 MWh per døgn er lite interessert i å kjøpe noen få MWh solstrøm i året, selv med om lag 30 øre/kWh i besparelse. Det gir mest bry, for eksempel ved en ekstra faktura.

8.3 Tekniske og organisatoriske barrierer

Delingsordningen krever ikke at nettselskapene skal tilby **dynamisk fordelingsnøkkel**. Elhub har en løsning for dette og det er enkelt for DSO å aktivere denne funksjonen. Årsaken til at nettselskapene ikke gjør dette kan skyldes at man kun forholder seg til ordningens krav, manglende kjennskap til Elhub sin løsning og/eller en bekymring om økt risiko for feil i avregningsgrunnlag med påfølgende administrativ belastning knyttet til korreksjoner for nettselskapet.

Koordinert effektstyring bak et punkt avhenger av at man får en 'koordinert TMV'-avtale fra nettselskapene. Det er få økonomiske incentiv for DSO til å tilby en slik avtale, annet enn at de bidrar til deres samfunnsoppdrag. En annen svakhet er at en slik avtale vil kreve deltagelse av «alle andre» innenfor området. Insentivet for å delta henger gjerne sammen med hva kunden oppfatter som «sin» effektrettighet i utgangspunktet da man i begrenset grad har incentiver for å avgi sin effekt til fellesskapet. Her er det endringer i praksis fra nettselskapets sin side som vil kunne avklare den rettmessige effektrettigheten, se mer i Kap. 4.2.

Avtaler for koordinert effektstyring og **fleksibilitetsregister** krever at en tredjepart (EFSO) inngår avtaler med alle aktørene og at denne samtidig har inngående innsikt i de fleksible ressursene og har mulighet til å styre disse. Dette krever også en teknisk løsning for de fleksible ressursene, se mer om fleksiblitetsregister i Kap.5.2.

Treghet. Det tar lang tid å få svar fra alle parter, også pilotprosjekter mister fart, og beslutningene er vanskelige når gevinsten er liten. Årsaken er trolig at parter og aktører ikke vet hva de skal gjøre med en sak, utsettes den.

Avhengighet av enkeltpersoner. Fremdriften hviler på få fremoverlente personer hos nettselskapene, ofte i FoU-avdelingen. Erfaring viser at nye medarbeidere linjeorganisasjonen tilpasser seg en konservativ kultur.

Manglende løsninger. Det finnes få ferdige tekniske og kommersielle løsninger, og kundene må stole på at styringssystemene fungerer.

9 Tiltak for å realisere energifellesskap i praksis

Dette kapitlet gir en oppsummerende tiltaksliste basert på funnene i de tidligere kapitlene. Det er ikke vurdert potensial for verdiskapning eller gjennomføringsevne for tiltakene. Tiltakene nevnt først har høyest prioritet.

9.1 Endringer i gjeldende praksis hos aktører

Avtale om 'koordinert TMV' krever ingen endring i regelverket og bygger på eksisterende praksis rundt TMV-avtaler. Avtalen krever derfor i praksis kun koordinering og samordning mellom aktørene. Her vil markedet og aktørene selv kunne løse avtaleutforming og godtgjørelser/prising av deling av energi og nettkapasitet.

Tiltak for å øke utbredelsen av 'koordinert TMV' avtaler

- **Lage standardavtale:** Utarbeide **REN-blad** for standardavtale for 'koordinert TMV' med tre faste deler:
    - kapasitetsgrensen og hvordan den kommuniseres (signal/API)
    - krav til EMS og måling i sanntid
    - en fysisk sikring, altså effektvakt eller lastfrakobling i hovedtavlen. (En fysisk sikring gjør det lettere for nettselskapet å stole på grensen.)
- Bistå nettselskapene i å utforme vilkårene i slike avtaler. Oppfordre nettselskapene til å være mer åpne i dialogen om å fastsette disse.
- Undersøke barrierer hos nettselskapene og teste ut konseptet i større skala. (Har nettselskapene systemer for å håndtere operativ drift?)

9.2 Endringer i regelverk eller forskrift

Delingsordningen bør justeres med:

- **Dynamisk fordeling som standard.** Krav til at nettselskapene skal tilby dynamisk deling til sine kunder. Funksjonen finnes allerede i Elhub. Den bør være standardvalget, og så kan kundene velge den bort, i stedet for at de må be om den.
- **Deling mellom flere eiendommer bør også være mulig for boliger/borettslag**, så lenge de er innenfor samme borettslag.
- **Deling mellom prosumenter**
    - Elhub jobber med den tekniske løsningen for dette, når det er på plass må ordningen åpne for deling mellom prosumenter.
    - Vil også gjøre deling av batteri mellom flere forbrukspunkter og prosumenter mulig.
- **Objektiv definisjon av næringsområde.** Et område som er regulert til nærings- eller industriformål i reguleringsplanen, eller der byggene har samme eier, bør regnes som næringsområde uten at nettselskapet gjør en skjønnsvurdering. Avslag bør kunne klages inn til RME med kort frist.
    - Definisjon av næringsområde må kunne være mulig i by- og sentrumsnære strøk hvis byggene har samme gårdeier og deling av tjenester og/eller infrastruktur og/eller nettselskapet vurderer at det kan gi en verdi for kraftnettet.
    - Næringsområde bør kunne utvides til også å gjelde større sammenhengende områder med likeartet funksjon som f.eks. universitets- og høyskoleområder, sykehus eller havneområder, og områder der det er en grunneier som utvikler et område til bolig- og næringsformål slik at det er incentiver for å bygge felles energiinfrastruktur som forvaltes effektivt på vegne av fellesskapet.

- **Fjern grensen på 5 MW** installert produksjon. Kapasitet utover 5 MW vurderes i samråd med nettselskapet.

Statnett-køen. Det er *økningen* som bør vurderes, ikke kundens samlede effekt. En eksisterende kunde som trenger 1 MW ekstra bør ikke havne i køen. «Smetting» bør formaliseres med klare kriterier (se Kap. 4.2).

Krav til DSO om å tilby 'koordinert TMV' for tilknytning der nettet er begrenset**.** Ikke bare at det skal være en frivillig mulighet for alle parter. Dette innebærer et krav om at nettselskapet tilbyr/oppgir en kapasitetsgrense for området/gruppen.

Energi- og fleksibilitetsdelingsoperatør (EFSO) som én avtalepart overfor nettselskapet, etter modell av den nederlandske *fullmektigen* eller den danske *juridiske enheten*. Terskelen bør være lav, med registrering og ikke konsesjon. Rollen kan tas av eiendomsforvalter, drifts- eller EPC-leverandør eller energiselskap. Rollen til en EFSO foreslås definert inn i NEM-forskriften.

'Koordinert TMV' med tariffgevinst. Forslag til tillegg om **kollektiv nettariff**: mulighet for avregning av felles effekt for området for å gi fullt incentiv til å redusere områdets samlede effekttopp. Bedriftene betaler for samlet effektuttak, og nettselskapet kan stille vilkår, slik danske nettselskaper kan kreve en minste mengde lokal produksjon. (Kan også se til Nederlands *gruppetransportavtale*, eller til Danmarks *lokal kollektiv tariffering* (LKT)).

Norsk kabeldeling. Inntil fire målepunkt bør kunne dele én tilknytning og interne kabler over tomtegrensen uten områdekonsesjon, slik som i Nederland. Det er den enkleste formen for kapasitetsdeling, og den krever ikke en EFSO. Liknende løsninger diskuteres også i Danmark under *samlokalisering av produksjon og forbruk* (kan ofte dele samme tilknytningspunkt), og *direkte linjer* (privat kabel som kobler et produksjonsanlegg direkte til én eller noen få forbrukere).

Effektrettighet per målepunkt.

- Nettselskapene har allerede en plikt til å gjøre dette for >1 MW, men RME har ikke gitt en frist for når dette skal være på plass. En frist bør settes.
- Ubrukt effektrettighet bør kunne overføres mellom målepunkt bak samme nettstasjon. Dette bør tas inn i høringssvaret til RME (frist 20.11), siden de nå utreder effektutvekslingsrettigheter. I dag er ofte kundens oppfattet effektrettighet lik størrelsen på hovedsikringen. Man bør også ha en rettighet til å flytte ledig kapasitet innenfor egne målere, eller frigjøre den til noen andre (ref. eksempel i Boks 4 i kap.4.2).
- RME bør oppfordres til å fremskynde prosessen for å fastsette effektrettigheter også for alminnelige forbrukere og mindre næringskunder

Inntektsrammereguleringen: Utrede tiltak som kan øke incentivet for nettselskapene til å tilby gruppeavtaler eller 'koordinert TMV' avtaler, investere i utstyr eller kjøpe tjenester som utnytter eller frigjør kapasitet i eksisterende nett.

- Et eksempel på dette er RMEs midlertidige økonomisk tillegg i nettselskapenes inntektsramme på 100 millioner kroner (med virkning over en periode på maksimalt fem år) som incentiv for å stimulere til raskere tilknytning av kunder i strømnettet og til dekning av kostnader knyttet til tidlige utredninger i regional- og transmisjonsnett. (ref. Kap.5.1)

Ytterligere utvidelse av delingsordningen: større område

- I bynære områder er bebyggelsen ofte sammensatt av både boliger og næringsvirksomhet. Eksempelvis kan et borettslag ha større dagligvarebutikker og skoler eller barnehager som nærmeste nabo. Det ville vært en fordel å kunne dele energi på tvers av ulike bygningstyper også.

Til sammenlikning er det i Spania mulig å dele energi i en radius på 2 km uavhengig av gårds- og bruksnummer.

Sammenlikning av Norge og Nederland:
1) Ingen plikt: I Nederland har nettselskapene plikt til å tilby alternative transportretter (ATR) der nettet er fullt, gitt at det er plass i nettet for en alternativ avtale. I Norge har ikke nettselskapene krav om å tilby 'tilknytning med vilkår (TMV)'. Dette er en frivillig ordning mellom ett nettselskap og en kunde, og kunden må per i dag betale for at nettselskapet skal utrede muligheten for en TMV i egne utredningsavtaler.

2) Ingen økonomisk kompensasjon: I Nederland gis det rabatt på nettleien for ATR og kompensasjon for tapt inntekt ved kapasitetsbegrensningsavtaler. I Norge er tidligere tilknytning den eneste fordelen ved TMV. TMV inngås med hver enkelt kunde. Et felles vilkår for en gruppe, som den nederlandske gruppetransportavtalen (GTO) og 'koordinert TMV' legger opp til, finnes ikke i regelverket.

RMEs nye høring[52] om NEM-forskriften med frist 20.11.2026 endrer ikke TMV-reglene. RME sier at de vil utrede «effektutvekslingsrettigheter» videre, og det kan være relevant å spørre om rettighetene kan summeres og fordeles i en gruppe som i den nederlandske gruppetransportavtalen (GTO) (se Kap.7.1.2).

9.3 Tiltak for å sikre lønnsomhet og investeringsvilje

Batteri som felles ressurs. Et batteri bør kunne være eget målepunkt i dagens delingsordning og betjene flere mottakere, uten at mottakerne regnes som prosumenter. Det bør ikke betales energiledd for lading fra lokal produksjon. → deling mellom prosumenter løser dette.

Varighet på dispensasjoner for pilotprosjekt. Varigheten på dispensasjon for pilotprosjekter bør i større grad reflektere investeringens levetid. Alternativt bør søker få beholde vilkårene ut levetiden hvis ordningen avvikles. Banker og fond priser ikke inn inntekter som kan falle bort etter tre år. → dispensasjonen bør vare hele tiltakets levetid.

Inntektsrammen (TOTEX). Når kjøp av fleksibilitet erstatter en nettinvestering bør kostnaden kunne aktiveres og gi avkastning på samme måte som nett. Forslag til en overgangsordning kan kostnaden holdes utenfor kostnadsnormen i DEA. Ved å «aktivere» kostnaden for fleksibilitetsavtaler i regnskapet, vil den påvirke driftsresultatet i mindre grad, men den vil fremdeles inngå i årsresultatet. Med andre ord flyttes kostnaden «under ebit-linja» i regnskapet. Dette er et forslag fra en av næringsaktørene som er intervjuet og bør utredes nærmere.

9.4 Pilot- eller demonstrasjonsordninger

Uttesting og utredning av **alternativ inntektsrammeutregning** for kostnader til tiltak som bidrar til å utnytte og frigjøre kapasitet i nettet (f.eks. for fleksibilitet, batteri og koordinert TMV) sidestilles med investeringer i nett og en endring i DEA modellen der utnyttelse av nettet og tilknytning av flere kunder blir en del av beregningsmodellen.

Kommunale næringsområder som piloter. Kommunen er ofte både grunneier og den som regulerer området, og det forenkler både definisjonen og avtalene.

[52] RME (2026). Forslag til endringer i forskrift om nettregulering og energimarkedet. Forslag om ny, forenklet tilknytningsprosess for små produksjonsanlegg. Høringsdokument 3/2026

10 Forslag til videre arbeid

I arbeidet med notatet er tid en begrensende faktor. For videre arbeid ønsker vi å trekke frem følgende punkter:

- Utredning av hvordan inntektsrammen til nettselskapene kan endres til å støtte opp under energifellesskap
- Gjennomgang av elmarkedsdirektivet for å identifisere elementene som støtter opp under energifellesskap