



SINTEF

Rapport

FlexOps DP1 Testcase

Forfatter(e):

Hanne Sæle, Susanne Sandell, Maren Istad, Merkebu Zenebe Degefa

Rapportnummer:

2022:00856 - Åpen

Oppdragsgiver(e):

Kongsberg Digital AS



SINTEF Energi AS
Postadresse:
Postboks 4762 Torgarden
7465 Trondheim
Sentralbord: 45456000
energy.research@sintef.no

Foretaksregister:
NO 939 350 675 MVA

Rapport

FlexOps DP1 Testcase

EMNEORD
Fleksibilitet
Nettutfordringer
Digital tvilling
Støttesystem

VERSJON
1.0

DATO
2023-03-01

FORFATTERE
Hanne Sæle, Susanne Sandell, Maren Istad, Merkebu Zenebe Degefa

OPPDRAGSGIVER(E)
Kongsberg Digital AS

OPPDRAGSGIVERS REFERANSE

PROSJEKTNUMMER
502003270


ANTALL SIDER OG VEDLEGG
45

SAMMENDRAG


Denne rapporten er utarbeidet i prosjektet FlexOps – Støttesystem for fleksibilitet til bruk i nettdrift. Prosjektet er et Pilot-E-prosjekt med prosjektpartnere: Kongsberg Digital, Tensio, Elvia, Mørenett, Pixii, Smartgridsenteret og SINTEF Energi. Prosjektperioden er 2022-2023. Rapporten beskriver metodikk for karakterisering av nettutfordringer og for evaluering av potensiale for fleksibilitet. Eksempler på case fra tidligere forsknings- og pilotprosjekter er presenterte, som grunnlag for vurdering av relevante case i FlexOps-prosjektet.

Basert på workshoper og dialog med prosjektpartnere våren 2022 er følgende case mest relevante for prosjektet: 1) Elbillading (hurtiglading og hjemmelading), 2) Tilknytning av ny industri og 3) Nettområde med ikke tilstrekkelig spenningskvalitet. Kombinasjoner av case er også relevant, som f.eks. 1) Småkraft, spenningsproblematikk, lange radialer og ladestasjoner eller 2) Industri på lang radial med spenningsproblemer.


UTARBEIDET AV
Hanne Sæle

SIGNATUR

Hanne Sæle (Mar 8, 2023 08:24 GMT+1)

KONTROLLERT AV
Eivind Solvang

SIGNATUR

Eivind Solvang (Mar 8, 2023 22:23 GMT+1)

GODKJENT AV
Knut Samdal

SIGNATUR

Knut Samdal (Mar 24, 2023 10:12 GMT+1)

COMPANY WITH
MANAGEMENT SYSTEM
CERTIFIED BY DNV
ISO 9001 • ISO 14001
ISO 45001

RAPPORT NR.
2022:00856

ISBN
978-82-14-07579-3

GRADERING
Åpen

GRADERING DENNE SIDE
Åpen

Innholdsfortegnelse

1	Innledning	5
2	Karakterisering av nettutfordringer	6
2.1	Konsepter og definisjoner.....	6
2.2	Nettutfordringer	6
2.3	Driftsplanlegging for distribusjonsnett	10
3	Potensiale for fleksibilitet	12
3.1	Fleksible ressurser og tjenester	12
3.2	Fleksible tiltak og andre tiltak i nettplanlegging	18
3.3	Nettutfordringer og utvelgelseskriterier.....	19
4	Presentasjon av tidligere casestudier	22
4.1	Case: Fergelading	22
4.2	Case: Hurtigladestasjon av elbiler.....	25
4.3	Case: Landstrømsforsyning	27
4.4	Case: Plusskunde med fleksibelt forbruk.....	28
4.5	Case: Aggregert etterspørsel og fleksibilitetspotensiale for plusskunder	30
4.6	Case: Elektrifisering av fiskeindustri	35
4.7	Case: Mikronett/Lokale energisamfunn	36
5	Bruk av fleksibilitet for å avhjelpe nettutfordringer	37
5.1	Identifisering av fleksibilitetstiltak.....	37
5.2	Identifisering av fleksibilitetsressurs.....	39
6	Fleksibilitetscase relevante for FlexOps-prosjektet	40
6.1	Elvia	40
6.2	Mørenett.....	40
6.3	Tensio.....	41
6.4	Potensielle case for prosjektet.....	41
7	Referanseliste	42

1 Innledning

Denne rapporten er skrevet som en del av prosjektet FlexOps – Støttesystem for fleksibilitet til bruk i nettdrift. Prosjektet er et Pilot-E-prosjekt med følgende prosjektpartnere: Kongsberg Digital, Tensio, Elvia, Mørenett, Pixii, Smartgridsenteret og SINTEF Energi. Prosjektperioden er 2022-2023.

Store endringer i energisystemet med mer elektrifisering, gir et økt behov for kapasitet i nettet. Dette kan oppnås gjennom både nettførsterkning og gjennom bedre utnyttelse av eksisterende nett. For å utnytte eksisterende nett bedre, kan man ta i bruk fleksibilitet, altså modifisering av produksjons- og/eller forbruksmønstre for å kunne tilby en tjeneste til nettet. En barriere mot å ta i bruk fleksibilitet i driften av nettet er blant annet manglende IT-systemer og prosesser hos nettselskapene. Målet i FlexOps er å utvikle en modul i Kognitwin Grid, Kongsberg Digital sin digitale tvilling av nett. Modulen skal ha funksjonalitet for å identifisere *når*, *hvor* i nettet og til *hvilket formål* fleksibilitet er tilgjengelig og kan benyttes i drift av distribusjonsnettet. Fokus er på drift med 48-timers horisont.

Fleksibilitet er ikke alltid løsningen. Avhengig av utfordringen i nettet, kan det være at investeringer i nytt nett eller tekniske løsninger (f.eks. spenningsboostere) er riktig løsning. I denne rapporten er derfor målet å først karakterisere ulike typer nettoutfordringer (Kapittel 2), for deretter å undersøke potensiale for forskjellige fleksible ressurser som kan bidra til å løse utfordringene (Kapittel 3), og beskrive eksempler på tidligere casestudier knyttet til bruk av ulike typer fleksible ressurser (Kapittel 4).

Deretter utvikles beslutningskriterier for når fleksibilitet er en aktuell løsning (Kapittel 5). Disse kriteriene er blant annet knyttet til konkrete typer nettoutfordringer og type fleksibel ressurs, i tillegg til varighet og hyppighet av den fleksible tjenesten. Potensiale for fleksibilitet evalueres både enkeltvis og aggregert for ulike fleksibilitetsressurser (tilgjengelighet (når, volum), responstid, mulighet for utkobling, teknologikrav for aktivering o.l.). Dette, sammen med en oppsummering av dialog med prosjektpartnere, danner grunnlag for etablering av relevante testcases i FlexOps-prosjektet (Kapittel 6).

2 Karakterisering av nettutfordringer

Denne delen av rapporten beskriver ulike nettutfordringer som kan utløse et behov for aktivering av fleksibilitet. En tentativ klassifisering av behov og utfordringer i nettet blir derfor presentert, basert på tidligere arbeid fra FME CINELDI [1].

2.1 Konsepter og definisjoner

I CINELDI [2] defineres fleksibilitet som evne og vilje til modifisering av produksjons- og/eller forbruksmønster, på et individuelt eller aggregert nivå, ofte som en reaksjon på et eksternt signal, for å kunne tilby en tjeneste til kraftsystemet eller opprettholde stabil nettdrift.

Opprettelse av stabil nettdrift er relatert til et sentralt konsept innen feltet, nemlig *forsyningsikkerhet* (eng: *security of supply*). NVEs egen definisjon av begrepet er at **forsyningsikkerhet** er *kraftsystemets evne til å kontinuerlig levere elektrisk kraft av en gitt kvalitet til sluttbruker* [3].

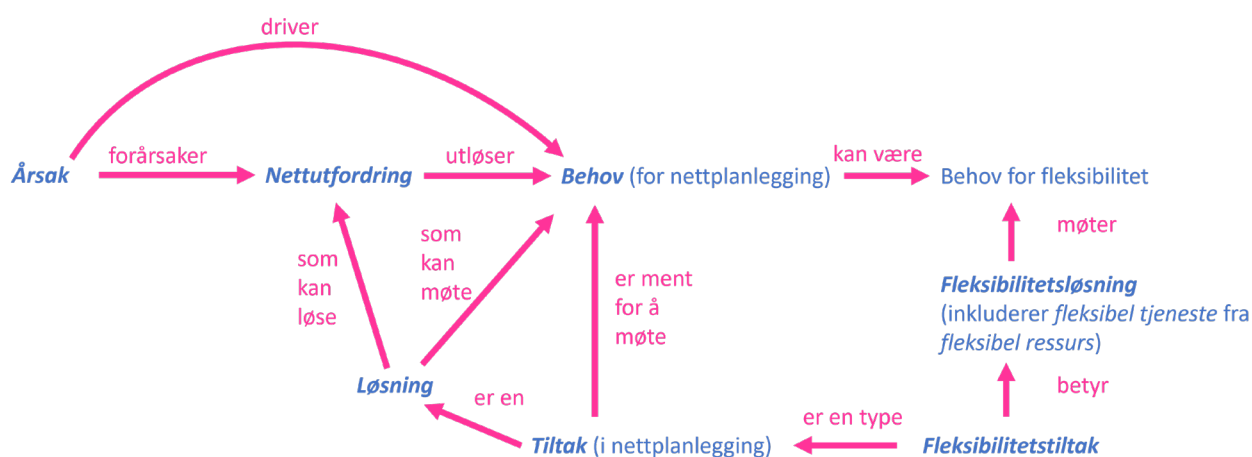
CIGRÉ C6.11-arbeidsgruppen [4] definerte **aktive distribusjonsnett** som distribusjonsnett som "*har systemer som muliggjør kontroll over en kombinasjon av distribuerte energiresurser (DER), definert som produksjonseenheter, laster og energilagre. Nettselskaper (som drifter distribusjonsnettet, også kalt DSO¹-er) har mulighet til å styre lastflyten gjennom bruk av en fleksibel nett-topologi. De distribuerte energiresursene fungerer som systemstøtte, og styres av reguleringer og tilknytningsavtaler*". Definisjonen av aktive distribusjonsnett i FME CINELDI er basert på denne definisjonen, men begrenser seg ikke til distribuerte energiresurser. Den inkluderer bruk av et bredere sett med ressurser i distribusjonsnettet, og inkluderer nettressurser (anleggsdeler i distribusjonsnettet) og systemer for drift av nettet, i tillegg til ressurser fra forbruker, produksjon og energilagre.

Planlegging av aktive distribusjonsnett inkluderer å ta hensyn til aktive tiltak i planlegging av distribusjonsnettet, i tillegg til passive (tradisjonelle) tiltak, som nettførsterkning [5]. Et **aktivt tiltak** er et driftstiltak som involverer aktiv bruk av ressurser. Dette betyr at driftsutfordringer (som for eksempel flaskehals) i stor grad løses i drift av nettet, i motsetning til "fit-and-forget"-tilnærminger til nettplanlegging der alle driftsutfordringer løses gjennom å dimensjonere nettet for å håndtere slike nettutfordringer på lang sikt. Aktive tiltak kan skje enten i driften av nettet eller hos sluttbrukerne. Definisjoner på aktive tiltak diskuteres nærmere i Kapittel 3.

2.2 Nettutfordringer

Utgangspunktet for en nettutviklingsprosess er et identifisert behov relatert til utfordringer i eksisterende nett, eller nye laster/produksjon som kan gi utfordringer for nettet i fremtiden. I dette arbeidet er det korttids driftsplanlegging av nettet som er mest relevant (med 48-timers tidshorisont), dermed er det eksisterende utfordringer i nettet som er de mest relevante. I en slik prosess kommer man frem til alternative løsninger til utfordringene, der disse løsningene kan være både aktive tiltak og passive tiltak (nettførsterkning). Dette underkapitlet vil sette søkelys på kjennetegn ved de ulike nettutfordringene som kan oppstå i et distribusjonsnett, og som kan løses ved hjelp av fleksibilitet.

¹ DSO = Distribution System Operator



Figur 2.1: Sammenheng mellom konsepter relatert til behov for nettplanlegging. Tilpasset fra: [1].

Figur 2.1 gir et overblikk over sammenhengen mellom de ulike konseptene relatert til behov for nettplanlegging. Figuren ble opprinnelig utformet med hensyn til langtidsplanlegging av nett, men er også relevant i driftsplanleggingsperspektiv. Noen nettutfordringer kan løses ved hjelp av fleksible driftstiltak, mens for andre problemer vil det være nødvendig med nettkapacitet. Tabell 2.1 viser en forenklet klassifisering av ulike årsaker til nettutfordringer, og hvilke utfordringer som utløses av hvilke årsaker. For eksempel kan flere elbiler i et lavspent distribusjonsnett forårsake et behov for tiltak fordi de kan forårsake underspenningsproblemer ved (ukoordinert) hjemmelading. Flere av utfordringene i tabell 2.1 overlapper, og de fleste påvirker forsynings sikkerheten. Ofte vil kilder til utfordringer med nettkapasiteten også påvirke spenningskvaliteten negativt [6].

Tabell 2.1: Årsaker til nettutfordringer. Kilde: [1]

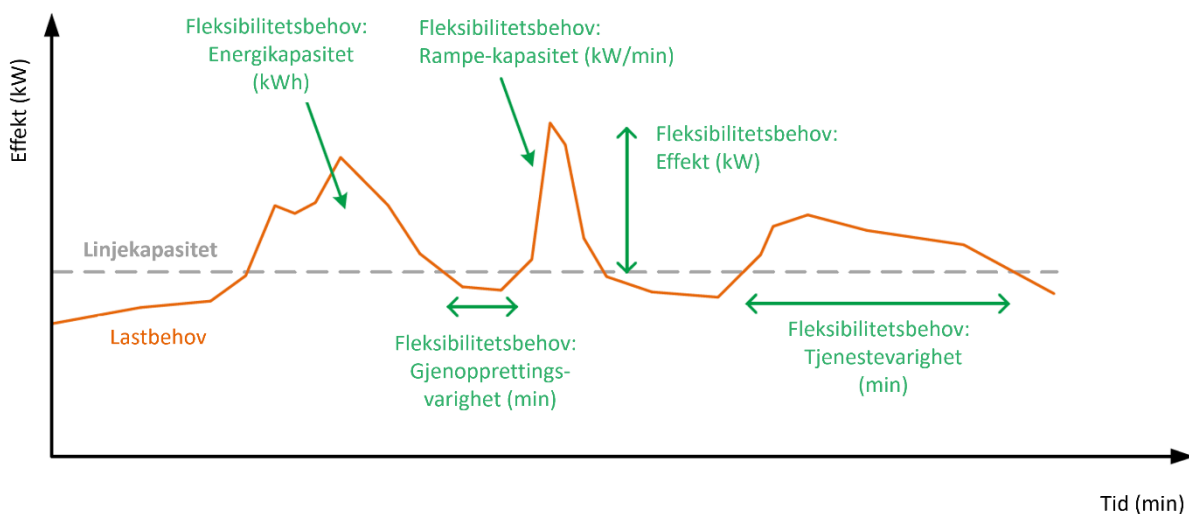
Årsak	Hovedkategori	Utfordringer
Generell lastøkning	Strømforbruk	Overlast/nettkapasitet, underspenning (Langsomme variasjoner i spennings effektivverdi)
Tilknytning av ny last	Strømforbruk	Overlast/nettkapasitet, underspenning (Langsomme variasjoner i spennings effektivverdi)
Elbil (hjemmelading)	Strømforbruk	Overlast/nettkapasitet, spenningsusymmetri, underspenning (Langsomme variasjoner i spennings effektivverdi)
Hurtigladestasjoner	Strømforbruk	Overlast/nettkapasitet, spenningsusymmetri, underspenning (Langsomme variasjoner i spennings effektivverdi)
Elektriske fartøy (f.eks ferger)	Strømforbruk	Overlast/nettkapasitet, spenningsusymmetri, underspenning (Langsomme variasjoner i spennings effektivverdi)
Utfordrende elektriske apparater	Strømforbruk	Spenningsdipp, flimmer, harmoniske forstyrrelser, spenningsusymmetri
Midlertidige laster (f.eks på byggeplasser, "byggestrøm")	Strømforbruk	Overlast/nettkapasitet, spenningsusymmetri, underspenning (Langsomme variasjoner i spennings effektivverdi)



Årsak	Hovedkategori	Utfordringer
Småskala uregulert vannkraft ("småkraft")	Distribuert produksjon	Overlast/nettkapasitet, spenningssprang, overspenning (Langsomme variasjoner i spenningens effektivverdi)
Distribuert vindkraft	Distribuert produksjon	Overlast/nettkapasitet, spenningssprang, overspenning (Langsomme variasjoner i spenningens effektivverdi)
Distribuert solkraft	Distribuert produksjon	Overlast/nettkapasitet, spenningssprang, overspenning (Langsomme variasjoner i spenningens effektivverdi), spenningsusymmetri
Aldrende nett (økende sannsynlighet for feil)	Internt	Forsyningssikkerhet
Eldre anleggsdeler (vanskelig å finne reservedeler)	Internt	Forsyningssikkerhet
Manglende redundans	Internt	Forsyningssikkerhet
For lav kortslutningsstrøm	Internt	Sikre utløsning av vern.
Miljø- eller estetiske hensyn	Eksternt	n/a
Nye lover/reguleringer	Eksternt	n/a

Utfordringer i dagens nett (og som også er forventet å øke i omfang de neste årene) er kartlagt i [7]: For nettutfordringene i tabell 2.1, vil det være ulike løsninger som egner seg. For noen nettutfordringer vil fleksible tiltak kunne løse utfordringen, men ikke for alle. Om fleksibilitet er et godt tiltak, er case-avhengig. Verdien til fleksibilitet er høy dersom nettinvestering er et kostbart alternativ, f.eks. om en må forsterke en lang radial. Fleksibilitet er mest aktuelt dersom behovet gjelder kortvarige lasttopper (kort brukstid), mens det er mindre aktuelt dersom det er lange perioder med overlast. Figur 2.2 viser et eksempel på karakterisering av behovet for fleksibilitet for et tilfelle der lastbehovet overstiger linjekapasiteten.

En annen faktor som avgjør hvorvidt et fleksibelt tiltak er tilgjengelig for å løse en nettutfordring, er at det må være fleksible ressurser tilgjengelig der det er behov for fleksibilitet. Altså vil den geografiske lokasjonen til nettutfordringen (og ressursen) være av betydning. Et aktuelt tiltak kan ofte være å muliggjøre fleksibiliteten til den nye lasten som skaper nettutfordringene, for eksempel ved å flytte lading av en (eller flere) elbil(er) i tid.



Figur 2.2: Eksempel på karakterisering av behov for fleksibilitet for et tilfelle der lastbehovet overstiger overføringskapasiteten på en linje. Kilde: [1].

Fleire utfordringer i dagens nett er kartlagt i en mulighetsstudie fra 2021 der syv norske nettselskaper ble intervjuet [7]. Kapasitetsutfordringer i det høyspente (HS) distribusjonsnettet og i det regionale distribusjonsnettet var overordnet sett de mest fremtredende utfordringene for nettselskapene. I de fleste tilfeller innebærer dette perioder med utilstrekkelige grad av redundans eller reserver etter omkobling i masket HS-distribusjonsnett som er driftet radielt. Dette medfører flaskehals og risiko for overbelastning ved utfall. Kapasitetsutfordringer i innmatingstransformatoren for HS-distribusjonsnett ble også nevnt spesifikt av enkelte nettselskaper. Fleire beskrev også flaskehalsproblematikk i overliggende nett (regionalt distribusjonsnett eller transmisjonsnett) som det mest avgrensede for driften. Det var særlig i intervjuene med de mindre nettselskapene at dette var en fremtredende utfordring.

Noen av de større nettselskapene trakk frem eksempler på at gradvis lastøkning ville skape kapasitetsutfordringer for transformering ned til regionalt distribusjonsnett. Spenningskvalitet ble også trukket fram som en utfordring av de fleste nettselskaper. Dette var i hovedsak lav spenning (langsomme spenningsvariasjoner) i lange radialer i LS-distribusjonsnett, som oftest i grigrendte strøk. Et relatert problem i grigrendte strøk med lav spenning er også for dårlig kortslutningsytelse, forårsaket av for lav kortslutningsstrøm som gjør at utløsertiden for sikringer blir for lang. Et par nettselskap trakk også frem overspenningsproblemer om sommeren i HS-distribusjonsnett med mye vannkraftproduksjon eller i LS-distribusjonsnett med plusskunder (solkraftproduksjon).

Ifølge de intervjuede nettselskapene var fleksibilitetsløsninger egnet til å sørge for reservekapasitet eller redundans i nettet i tilfelle feil og utfall. I slike tilfeller er fleksibilitet et alternativ for å unngå eller utsette nettinvesteringer. I noen tilfeller er det den potensielt fleksible kunden selv som utløser behovet for fleksibilitet ved å etterspørre økt nettkapasitet, for eksempel at en enkeltkunde med et stort forbruk kan kobles ut ved behov av nettselskapet, dersom denne kunden er på utkoblbar tariff. Som et annet eksempel, kan omfanget av elbiler skape utfordringer og gi behov for nettinvestering, og da kan styring av tidspunkt for og faktisk effektuttak ved elbillading være en del av løsningen.

Intervjuene blant nettselskap avdekket følgende nettutfordringer som kan håndteres ved hjelp av fleksible ressurser:

- For å sikre tilstrekkelige *reserver og redundans* i nettet, må det være kunder med alternative energikilder, dvs. egne reserver, siden det kan være snakk om langvarige utkoblinger og ikke bare lastflytting, f.eks. noen timer. Eksempler på kunder som kan bidra med slik fleksibilitet er for eksempel hybrid- og elferger, datasentre, elkjeler, osv.
- For andre *kapasitetsutfordringer* og å jevne ut topper for å unngå å investere i nett, vil det være mest aktuelt med fleksibilitet fra større forbrukskunder, som kjøpesenter, kjølelagre og annen næring.
- *Flaskehalshåndtering* ble forventet å være mest relevant i HS-distribusjonsnettet så lenge Statnett er ansvarlig for flaskehalshåndtering i regionalt distribusjonsnett, (men flere påpekte mulighet for en annen arbeidsdeling her).
- For å håndtere *spenningsutfordringer* i lange radialer i LS-distribusjonsnettet, har flere nettselskap pekt på batterier som en mulig ressurs til dette.
- For mer *lokale problemer i LS-distribusjonsnettet*, blir varmtvannstanker sett på som en hensiktsmessig ressurs som kan benyttes.

2.3 Driftsplanlegging for distribusjonsnett

For å bruke fleksible ressurser som løsning for utfordringer (slik som over-/underspenning og flaskehalser) i drift av distribusjonsnett, kreves det god prognosering av utfordringer og fleksibilitetspotensiale på kort sikt (typisk 24-48 timers horisont). Slik planlegging av forventet driftsscenario i distribusjonsnettet er betegnet som *driftsplanlegging*.

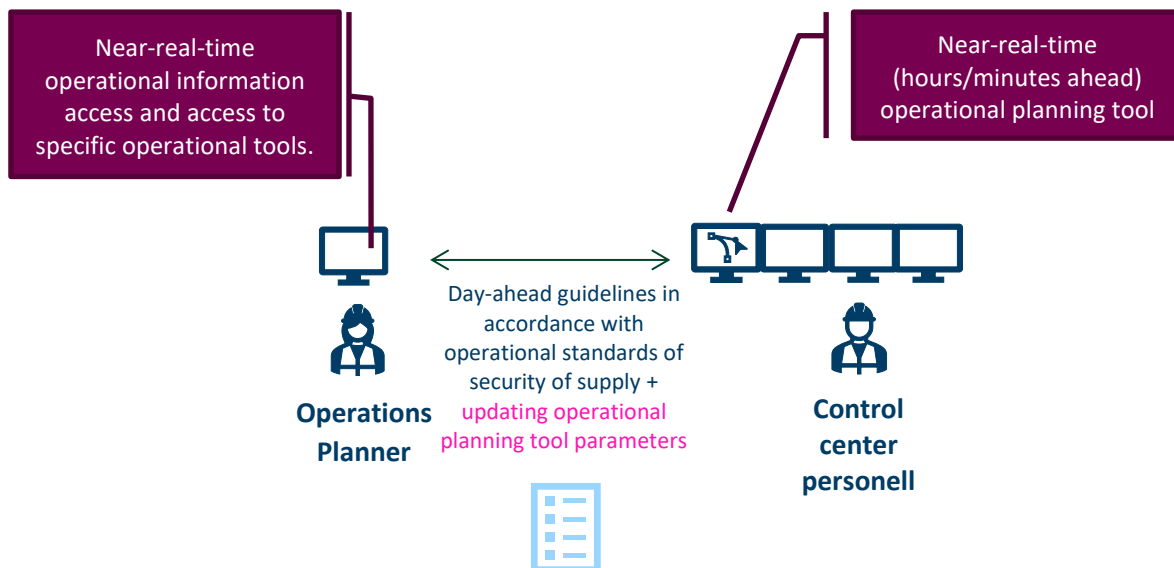
For å ivareta god drift av distribusjonsnettet, settes det driftsgrenser som ikke skal overskrides. Dette gjelder bl.a. termisk grense, spenningsprofilgrense, spenningsstabilitetsgrense og transient stabilitetsgrense. Hvis noen av disse grenseverdiene overskrides, må operatører avhjelpe dette ved å ta i bruk det mest effektive driftstiltaket som de har til rådighet for det aktuelle fenomenet. Det finnes verktøy som håndterer noen av fenomenene, men det er ingen verktøy som håndterer alle overskridelsene knyttet til de ulike typer driftsgrenser som er oppført ovenfor. Ofte tyr driftsoperatør til egen erfaring i mangel av et mer omfattende verktøy [8].

Driftsplanlegging i dag gjøres hos én faggruppe i nettsentralen, mens selve nettdriften gjøres av en annen gruppe. Driftsplanleggingen er hovedsakelig knyttet til vedlikehold og sannsynlighet for avbrudd, og ikke direkte mot forventet lastflyt. Derfor kan man si at dagens nettdrift fokuserer mer på å respondere på utfordringer enn driftsplanlegging for prognoserte utfordringer med optimale og kostnadseffektive løsninger [9]–[12]. Dagens prosess for driftsplanlegging er illustrert i figur 2.3.



Figur 2.3 Dagens prosess for driftsplanlegging

I fremtiden vil det bli et økt behov for aktive tiltak i nettdriften, noe som vil resultere i at det blir mer vanlig med korttids driftsplanlegging og støtteverktøy for automatiserte beslutninger i nettsentraler. Data-utveksling mellom driftsplaner og driftspersonell vil være automatisert. En skisse til et konsept for fremtidens prosess for driftsplanlegging i nettsentralen, er illustrert i figur 2.4.



Figur 2.4 Fremtidens prosess for driftsplanlegging

I følge [13] må følgende punkter vurderes for å integrere fleksibilitet i driftsplanlegging:

- Effektene av fleksibilitetsbruk på distribusjonsnett må undersøkes. Dette betyr at fleksibilitetsressurser må modelleres, og deres driftsgrenser må vurderes.
- I driftsplanlegging ønsker nettselskapene at fleksibilitet tas i bruk for å avhjelpe nettbegrensninger, der dette er en kostnadseffektiv løsning. Siden bruken av fleksibilitet påfører nettselskapene driftskostnader og ev. også kapitalkostnader må dette integreres i driftsplanlegging først etter at disse kostnadene er evaluert.
- Siden nettrelaterte fleksibilitetsressurser som nettrekonfigurering og trinnkobler også betraktes som fleksibilitetsressurser, må de økonomiske modellene for dem utvikles på en objektiv måte (siden de eies av nettselskapene), med tanke på de reelle kostnadene ved å utnytte disse fleksibilitetsressursene. Dette sikrer at de mest kostnadseffektive fleksibilitetsressursene tas i bruk i driftsplanleggingen og ikke bare de fleksibilitetsressursene som eies av nettselskapene.

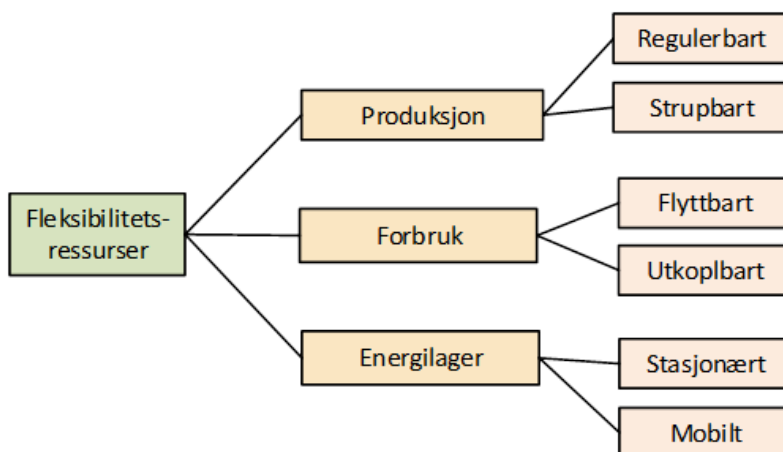
3 Potensiale for fleksibilitet

I forrige kapittel ble det beskrevet ulike netttutfordringer, sett fra nettselskapenes perspektiv. Dette kapitlet vil gi en beskrivelse av ulike fleksible tjenester og ressurser, hvordan disse kan benyttes til å løse netttutfordringer og ulike måter å styre disse på. I følge CINELDI [2] er **fleksibilitet** definert som "evne og vilje til modifisering av produksjons- og/eller forbruksmønster, på et individuelt eller aggregert nivå, ofte som en reaksjon på et eksternt signal, for å kunne tilby en tjeneste til kraftsystemet eller opprettholde stabil nettdrift". **I denne rapporten er ordet fleksibilitet synonymt med kraftsystemfleksibilitet.** I ordets generelle betydning, er fleksibilitet "evnen til endring for å tilpasse seg nye vilkår eller situasjoner" [14]. Med andre ord, til tross for at fremtiden er uviss, innebærer fleksibilitet i generell forstand å kunne håndtere usikkerhet [15]. Kraftsystemer (og planlegging av disse) kan være fleksible i ordets generelle betydning uten å inkludere kraftsystemfleksibilitet etter CINELDI sin definisjon.

Enhver ressurs med evne (og vilje) til å yte kraftsystemfleksibilitet er definert som en **fleksibel ressurs**. Det finnes ulike måter å klassifisere disse på, og disse har tidligere blitt beskrevet av Degefa *et al* [15]. Både fleksibilitet hos forbrukere, hos produsenter og i form av energilagere anses som fleksible ressurser i denne rapporten. Når en fleksibel ressurs yter en tjeneste til kraftsystemet, kalles dette for en **fleksibel tjeneste**. For at den fleksible ressursen skal kunne yte en tjeneste, er det også nødvendig med en muliggjørende teknologi for å oppnå en **fleksibilitetsløsning** [16]. Denne teknologien kan for eksempel være en markeds-løsning. Fleksible ressurser og tjenester blir nærmere beskrevet i dette kapitlet. Aktuelle løsninger/avtaleverk behandles i delprosjekt 3 i FlexOps-prosjektet.

3.1 Fleksible ressurser og tjenester

I følge CINELDI er en fleksibel ressurs "produksjons-, og/eller forbruksressurser, og/eller energilagere, hvor forbrukt eller injisert effekt kan modifiseres på et individuelt eller aggregert nivå, etter avtale med nettselskapet og/eller en tredjepart (f.eks. en aggregator) slik at de inngår i og kan gjøre nytte i systemdriften" [2], [17]. I figur 3.1 vises en oversikt over forskjellige typer fleksible ressurser, og denne figuren utdypes med konkrete eksempler i tabell 3.1.



Figur 3.1. Klassifisering av fleksible ressurser.

Tabell 3.1: Oversikt over fleksible ressurser. Kilde: [1]

Klassifisering (grupper og undergrupper)		Eksempler
Individuelle fleksibilitetsressurser	Forbruk - flyttbart forbruk (forskudd)	Varmtvannstanker, romoppvarming (varmekabler i golv, elektriske panelovner), elektriske kjøretøy (hjemmelading eller lading på parkeringsplasser)
	Forbruk - flyttbart forbruk (forsinkelse)	Fryser/kjøleskap, ventilasjon, klimaanlegg/varmepumpe
	Forbruk - flyttbart forbruk (forskudd/forsinkelse)	Vaskemaskin, oppvaskmaskin, tørketrommel, batteri bak strømmåleren, industriell papirmaskin, andre flyttbare industrielle prosesser, datasentre
	Forbruk - utkoblbart forbruk	Utkoblbare sluttbrukere (som kan f.eks. ha utkoblbar tariff eller en bilateral avtale om utkobling)
	Produksjon - kontrollerbar	Kontrollerbare kraftverk (termisk og vannkraft med reservoar)
	Produksjon - ikke-kontrollerbar	Ikke-kontrollerbar distribuerte variable fornybare energikilder (f.eks. solenergi med plusskunder, vindturbiner, elvekraft/småskala vannkraftverk)
	Energilager - stasjonære system uten produksjon	Elektrokjemiske batterier, redox-flyt batterier, svinghjul, superkondensatorer, hydrogenlager
	Energilager - stasjonære system med produksjon	Batteri med solenergiproduksjon, batteri med vindkraftproduksjon
	Energilager - mobile system	Elektriske kjøretøy- og farkoster (med "vehicle to grid"), dedikerte mobile energilagringssystemer (mobile "nødaggregat", "vehicle for grid"), koordinering av hurtigladingsstasjoner for elektriske kjøretøy
Sammensatte (eller aggregerte) fleksibilitetsressurser		Mikronett (nettilkoblet mikronett, virtuelle mikronett)
		Lokale energisamfunn, (tilnærmet-) nullutslippsnabolag
		Fleksibilitetsaggregator-portefølje, virtuelle kraftverk

I nederste del av tabell 3.1, under "Sammensatte fleksible ressurser", er det listet opp tre forskjellige varianter (mikronett, lokale energisamfunn og aggregatorportefølje). Disse tre er i realiteten en aggregering av de forskjellige typene ressurser i "Individuelle fleksible ressurser". Dersom tilbyderer av fleksibilitet er en aktør som aggregerer fleksible tjenester fra de ulike individuelle ressursene, kan den aggregerte ressursen regnes som en enkelt fleksibel ressurs sett fra nettselskapet sitt perspektiv.

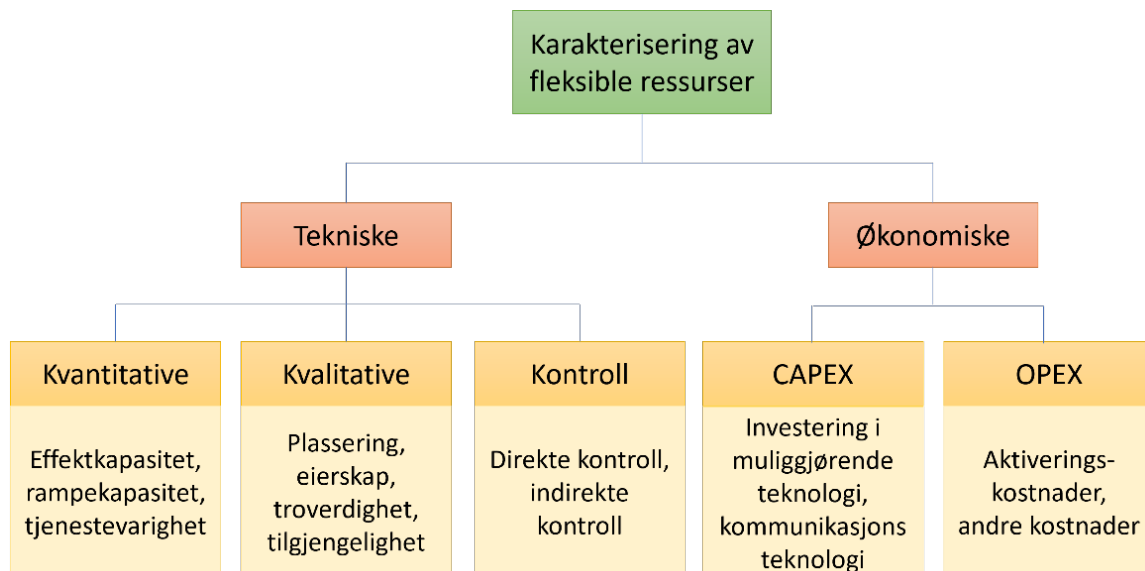
De forskjellige fleksible ressursene beskrevet over, kan tilby flere ulike typer fleksible tjenester til nettet. Tabell 3.2 er hentet fra [1] og gir en oversikt over fleksible tjenester med norsk og engelsk navn, og hvilket nettnivå (DSO/TSO²) tjenesten er relevant for.

² TSO = Transmission System Operator/Systemoperatør for transmisjonsnett

Tabell 3.2: Oversikt over fleksible tjenester. Kilde: [1]

Norsk navn på fleksibel tjeneste	Engelsk navn på fleksibel tjeneste	Relevant for DSO/TSO
Fasebalansering (reduere spenningsusymmetri)	Phase balancing	DSO
Kompensering av overharmoniske	Damping of harmonics	DSO
Flimmerkompensering (aktiv filter-funksjonalitet)	Mitigation of flicker	DSO
Bidra til kortslutningsytelse / stivere nett	Short circuit capacity provision	DSO
Effektfaktorjustering	Power factor control	DSO
Reservekraftforsyning	Emergency power	DSO/TSO
Dødnnettstart (starte produksjonsanlegg / støtte øydrift eller systemgjenoppretting ved spenningsløst nett)	Black start capability	DSO/TSO
Reduksjon av nett-tap	Reduction of power losses	DSO/TSO
Demping av hurtige produksjon- og lastendringer	Ramp Margin (RM) / Ramp Control	DSO/TSO
Styrke stabilitetsforhold i (svake) nett (med DG)	Fault ride-through (FRT) capability	DSO/TSO
Flaskehalshandtering / effektavlastning	Congestion management	DSO/TSO
Spenningsregulering (primær)	Primary voltage control	DSO/TSO
Spenningsregulering (sekundær)	Secondary voltage control	DSO/TSO
Spenningsregulering (tertiær)	Tertiary voltage control	DSO/TSO
Sesongbalansering	Seasonal balancing	TSO(/DSO)
Bidrag til syntetisk systemtregghet	Synthetic inertia provision	TSO
Hurtige frekvensreserver	Fast Frequency Reserve (FFR)	TSO
Primærregulering	Frequency Containment Reserve (FCR)	TSO
Tertiærregulering	Frequency Restoration Reserve (FRR)	TSO
Sekundærregulering	Replacement Reserve (RR)	TSO

Fleksible tjenester karakteriseres gjerne av de fleksible ressursene som tilbyr tjenesten [18]. En omfattende karakterisering av fleksible ressurser ble beskrevet av Degefa *et al* i [15], og en oppsummering av de viktigste funnene vil bli gjengitt her. Figur 3.2 gir en generell oversikt over de viktigste tekniske og økonomiske kjennetegnene ved fleksible ressurser.



Figur 3.2: Karakterisering av fleksible ressurser. Basert på [15].

De ulike karakteristikkene i figur 3.2 utdypes i tabell 3.3, for å definere og beskrive de ulike egenskapene.

Tabell 3.3: Definisjon av parametere som beskriver fleksible ressurser. Basert på [15].

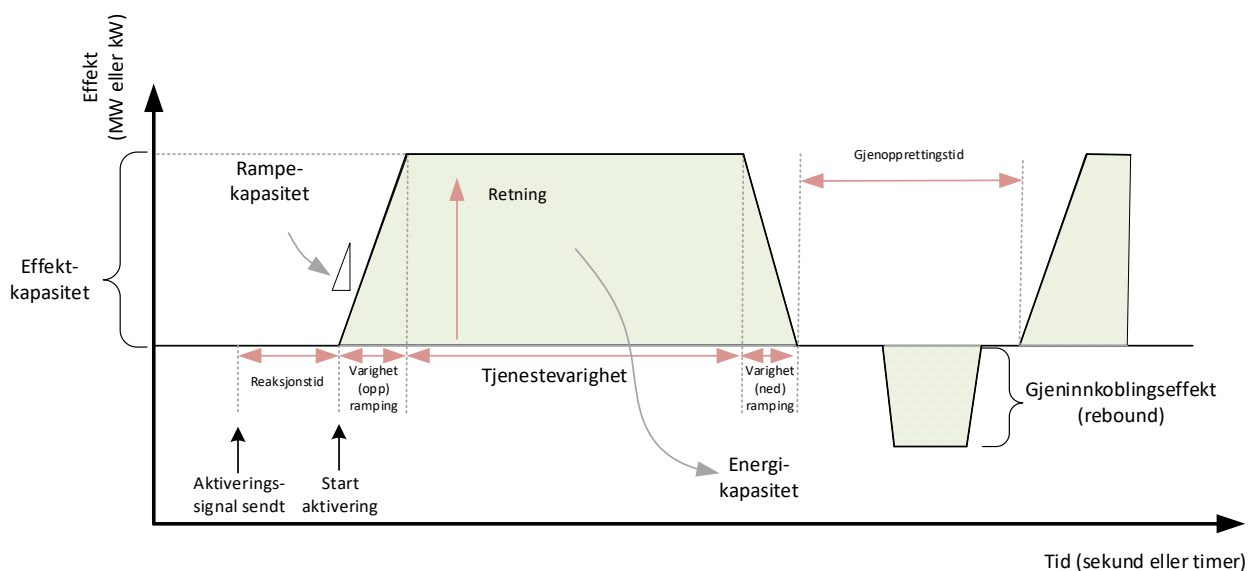
	Fleksibel karakteristikk	Enhet	Definisjon	Referanser
Kvantitativ	Retning	+/-	Hvorvidt fleksibel ressurs tilfører netto økning i innmatet effekt (+; økt produksjon eller redusert forbruk) eller netto reduksjon i innmatet effekt (-; reduksjon i produksjon eller økt forbruk). Enkelte ressurser kan yte fleksibilitet i begge retninger	[19]
	Effektkapasitet	MW, (MVar)	Fysisk evne til å levere endringer i innmatet effekt, også kalt mengden fleksibilitet. For en fleksibel ressurs kan effektkapasitet være forskjellig avhengig av retning. En ressurs kan også ha en minimum effektkapasitet, og denne kan i tillegg spesifiseres for aktiv (MW) og reaktiv (MVar) effekt	[20]–[24]
	Rampekapasitet	MW/s	Maksimal endring i effekt per tidsenhet	[20]–[22], [25]–[28]
	Energikapasitet	MWh	Evnen til en fleksibel ressurs til å lagre eller levere energi, dvs maksimalt energiinnhold assosiert med en ressurs, evt grense på tidsintegral av effektkapasitet	[21], [22], [24], [25], [28], [29]
	Rampevarighet	Sekunder [s]	Tid fra aktivering begynner til oppramping av effekt til maksimal effekt er oppnådd. Her kan man differensiere mellom opprampings- og nedrampingstid	[20], [22], [26], [30], [31]
	Tjenestevarighet	Sekunder [s]	Hvor lenge fleksibilitet kan tilbys før energien forbundet med den fleksible ressursen er brukt opp, eller tida forbundet med overlast-ratingen til en komponent	[26], [28], [32], [33]
	Reaksjonstid	Sekunder [s]	Tidsforsinkelsen fra et aktiveringssignal sendes til tidspunktet der oppramping starter	[25], [28], [34]



	Fleksibel karakteristik	Enhet	Definisjon	Referanser
	Rebound-effekt	MW	Gjeninnkoblingseffekt fra fleksibel ressurs etter aktiveringsperioden for den fleksible tjenesten er omme	[21]
	Gjenopprettingstid	Sekunder [s]	Tiden etter en aktivering som kreves for fleksibel ressurs til å igjen være klar for neste aktivering; minimumstid mellom aktiveringsperioder	[21]
	Rampfrekvens		Gjentakende forekomster av opp-og nedramping. Antall ganger som hendelser av ulike størrelser og med ulike reaksjonstider forekommer per tidsenhet	[26]
	Fleksibilitetstid		Tidsperioden hvor fleksibilitet er tilgjengelig	[20], [35], [36]
	Minimum oppe/nedetid	Sekunder [s]	Minimum varighet ved aktivering av fleksibilitet	[20], [21]
	Reaksjonsevne	%	Sannsynligheten for at en fleksibel ressurs responderer på et aktiveringssignal (eller prissignal) – Denne er relatert til kvalitative karakteristikker som forutsigbarhet og troverdighet	[37]
	Effektivitet	%	Andelen energi som konverteres fra elektrisk energi til energiformen som lagres i den fleksible ressursen (eller motsatt)	
	Energitap	MWh/s	Energitap per tidsenhet grunnet andre prosesser enn konvertering til/fra elektrisk energi	[28]
	Kalenderlevetid	år	Levetiden til en fleksibel ressurs, tatt alderen i kalenderår i betraktning (ikke degradering som følge av aktivering)	
	Bruksfrekvens	#	Antall tillatte aktiveringer av fleksibel tjeneste i en gitt tidsperiode.	[38], [39]
Kvalitativ	Plassering		Hvor i kraftsystemet den fleksible ressursen er plassert	[19], [20]
	Forutsigbarhet		Prognosert tilgjengelighet av fleksibel ressurs, vanligvis knyttet til prognosert produksjon og etterspørsel. Dette kan være relatert til nøyaktigheten av fleksibel tjeneste, en kvantitativ karakteristikkk definert som den akseptable forskjellen mellom behov for fleksibilitet og levert fleksibilitet.	[20], [40]–[42]
	Troverdighet		Troverdigheten til en fleksibel ressurs innebærer tilliten som driftsoperatør eller andre interessenter har til å motta fleksibel tjeneste på aktiveringssignal.	[43]
	Eierskap		Fleksible ressurser kan eies av forskjellige interessenter. Eierskap bestemmer, generelt sett, hvor mye informasjon om ressursen som er tilgjengelig.	[43]
Kontroll	Eksplisitt respons		Evnen ressursen har til å respondere på eksterne kontrollsignaler. Først og fremst avhengig av ekstra kommunikasjons- og kontroll-teknologi	[20], [44]
	Implisitt respons		Den fleksible ressursen er hovedsakelig kontrollert indirekte gjennom prissignaler, og systemoperatøren har ikke direkte kontroll over tilgjengelighet eller reaksjonstid.	[45]
CAPEX	Kostnad av muliggjørende teknologi		Kostnad av muliggjørende teknologi som: kommunikasjon, forsinkelsesbryter, smarte kontrollsystemer, etc.	
	Kostnad av fleksibel ressurs		Kostnad ved investering i fleksibel ressurs, f.eks: kostnaden av et batterisystem	

	Fleksibel karakteristikk	Enhet	Definisjon	Referanser
OPEX	Aktiveringskostnad		Aktiveringskostnaden for hver MWh av fleksibilitet som ytes. Det kan også være aktiverings-uavhengige kostnader ved å ha fleksible ressurser tilgjengelig	[46]
	Slitasjekostnad		Kostnader assosiert med slitasje på fleksibel ressurs som følge av syklisk drift, for eksempel oppladning og utladning av et batteri.	
	Straffekostnad for ikke levert fleksibilitet		Denne kostnaden omfatter straff for ikke-levert fleksibilitet som man har blitt enig om ved en bindende markeds- eller kontraktsavtale.	

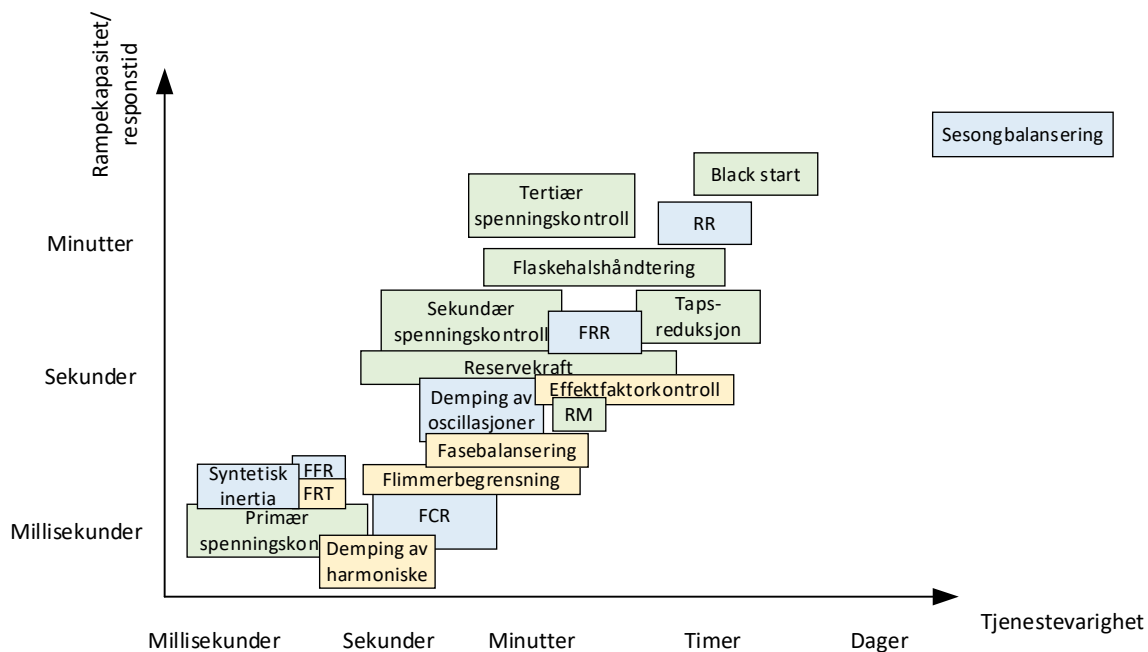
Figur 3.3 oppsummerer de viktigste kvantitative egenskapene ved en fleksibel ressurs, og illustrerer hvordan disse henger sammen. For mange av egenskapene er det en én-til-én-sammenheng med figur 2.2 i Kapittel 2.2 som viste en illustrasjon av *behovet* for fleksibilitet.



Figur 3.3: Eksempler på kvantitativ beskrivelse av fleksible ressurser. Kilde: [15].

De tekniske egenskapene i figur 3.3 ble i [15] brukt til å beskrive fleksible ressurser, men de kan like fullt brukes til å beskrive tjenestene som tilbys av de fleksible ressursene. Dessuten kan egenskapene brukes til å beskrive reaktiv effekt så vel som aktiv effekt, ettersom at fleksible ressurser både kan forbruke og mate inn begge disse. I tillegg til disse ideelle/teoretiske egenskapene til fleksible tjenester, finnes det også et knippe "praktiske" egenskaper ved de fleksible ressursene. Dette kan være f.eks avvik eller usikkerhet forbundet med forsyning av den faktiske fleksible tjenesten. Dette beskrives nærmere senere i kapitlet.

Figur 3.4 viser et eksempel på hvordan kravene til fleksible tjenester i tabell 3.2 kan beskrives ved hjelp av de tekniske egenskapene i figur 3.2. Tjenestene er plassert utover på et todimensjonalt kart som viser krav til tjenestens varighet langs den ene aksene, og krav til reaksjonstid eller aktiveringstid på den andre aksene. Plasseringen på kartet er basert på en kvalitativ vurdering, og kan variere noe. Det figuren viser er, for eksempel, at en nødstrømsforsyning må reagere mye raskere ved avbrudd enn en tjeneste som er ment å avhjelpe en flaskehalssituasjon for å unngå å overskride den termiske grensa på en komponent i nettet. Selv om reaksjonstiden til disse to tjenestetypene er svært ulike, kan tjenestenes varighet være av liknende lengde.



Figur 3.4: Egenskaper ved ulike systemtjenester i kraftsystemet. Kilde: [15]. Fargekoder: blå: transmisjonsnett-tjenester, gul: distribusjonsnett-tjenester, grønn: transmisjons- eller distribusjonsnett-tjenester.

3.2 Fleksible tiltak og andre tiltak i nettplanlegging

I nettplanleggingsprosesser er det en rekke tiltak, både aktive og passive, som kan brukes. Et fleksibelt tiltak er et aktivt tiltak i nettplanleggingsprosessen som innebærer aktivering av en fleksibel ressurs i driftsfasen. Det finnes også aktive tiltak som ikke er fleksibilitetstiltak i henhold til CINELDI sin definisjon [1], [2], [47].

Tabell 3.4: Oversikt over aktive og passive tiltak i nettet. Fleksible tiltak er merket med grønn bakgrunnsfarge. Kilde: [1].

Passive tiltak i nettet	Aktive tiltak i nettet	Aktive tiltak hos nettkunder	
Nettutbygging	Dynamisk omkobling av nett-topologi	Forbruker-fleksibilitet	Fleksibel smartlading av elbil
	Dynamisk trinning av transformatorer		Koordinering av hurtigladestasjoner
Nettforsterkning (inkl. spennings-økning)	Energilager i nettet		Bruk av batteri hos sluttkunde
	Mobilt energilager		Styring av varmtvannsbereeder og andre forbruker-laster
	Dynamisk linjekapasitet		Tilknytning på vilkår, utkoblbar tariff
Reinvestering av nett	Aktiv bruk av serie-spenningsregulator	Produsent-fleksibilitet	Aktiv innskrenkning og/eller forsyning av reaktiv effekt fra plusstkunder (solkraft)
	Aktiv bruk av shunt-spenningsregulator		Aktiv innskrenkning og/eller forsyning av reaktiv effekt fra plusstkunder (småkraft - vannkraft)
	Koordinert spenningskontroll	Aggregerte fleksible ressurser	Fleksibilitet fra lokale energisamfunn og mikronett
	Muliggjøring av øydrift (mikronett) av et nettområde		Muliggjøring av øydrift (mikronett) hos en sluttbruker

Hva som defineres som fleksible tiltak og andre aktive tiltak, kommer an på definisjonen av kraftsystem-fleksibilitet. I litteraturen pleier ikke forsyning av reaktiv effekt å få så mye oppmerksomhet. De fleste definisjonene av fleksibilitet i kraftsystemsammenheng pleier ikke å eksplisitt inkludere eller ekskludere modifisering av reaktiv effekt, men i dette notatet er altså reaktiv effekt eksplisitt inkludert. Dette fordi fleksible ressurser allerede har potensiale, teknisk sett, til å inkludere reaktiv effektinjisering. Å ekskludere reaktiv effekt fra definisjonen vil dermed være å undervurdere de fleksible ressursene.

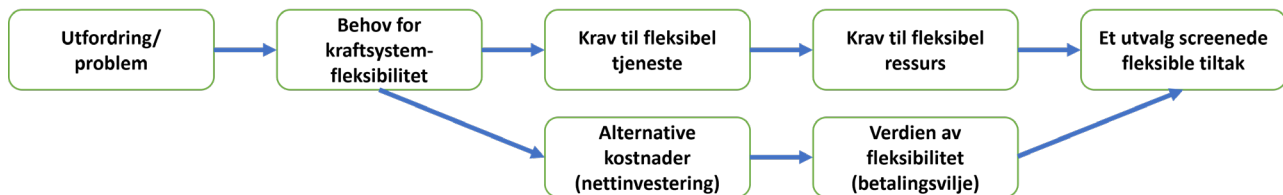
3.3 Nettutfordringer og utvelgelseskriterier

Nettutfordringer og fleksible ressurser, tjenester og tiltak har blitt beskrevet så langt i denne rapporten. Dette kapittelet vil relatere disse konseptene til hverandre ved å foreslå en utvelgelsesmetodikk (screening) for å knytte nettutfordringer til tiltak. Dette er ikke ment å være en fullstendig oversikt, men heller å komme med relevante eksempler innenfor hver av kategoriene.

Fra intervjuer med nettselskaper [7] ble det pekt på flere konkrete måter som fleksible ressurser kan løse utfordringer i nettet på. Kundene som kan tilby fleksibilitet med lengst varighet i dag, er de sluttkundene som har alternative energikilder, dvs. egne reserver, siden det kan være snakk om langvarige utfall og ikke bare lastflytting, f.eks. noen timer. Denne kundemassen begrenser seg til for eksempel hybrid- og elferger, datasentre og elkjeler, for å nevne noen. For å jevne ut lasttopper for å unngå å investere så mye i nettutbygging, vil det være mest aktuelt med fleksibilitet fra større forbrukskunder, som kjøpesentre, kjølelagre og annen industri- eller næringsvirksomhet. For nettselskapene (DSOene) er det flaskehalshåndtering i HS-distribusjonsnettet som er mest relevant å løse med fleksibilitet så lenge Statnett er ansvarlig for flaskehalshåndtering i regionalt distribusjonsnett. For å håndtere spenningsutfordringer i lange radialer i LS-distribusjonsnettet, har flere nettselskap pekt på batterier som en mulig ressurs til dette. Dette er noe

som har vært undersøkt i flere tidligere og pågående prosjekter, for eksempel i OptiNett, IntegER og BaSS (alle er IPN-prosjekter med støtte fra NFR). For mer lokale problemer i LS-distribusjonsnettet, blir varmtvannstanker sett på som en hensiktsmessig ressurs som kan benyttes.

Figur 3.5 viser en generell tilnærming for utvalgelse av relevante fleksible tiltak for å løse en gitt nettutfordring. Grunnprinsippet er å starte med å karakterisere utfordringen i nettet, og behovene i nettet som tiltaket er ment for å løse [48]. Behovet for fleksibilitet blir deretter beskrevet, og disse behovene knyttes til karakteristikkene til en bestemt fleksibel tjeneste. Til slutt blir den fleksible tjenesten relatert til et passende fleksibelt tiltak, som involverer en eller flere relevante fleksible ressurser.



Figur 3.5: Behovsorientert tilnærming til screening av relevante fleksible tiltak. Kilde: [1]

I tillegg til å knytte tekniske karakteristikk av fleksibilitetsbehov med mulige tiltak (øverste rad av figur 3.5), må tilnærmingen også vurdere økonomiske faktorer (nederste rad av figur 3.5). Betalingsviljen for et fleksibelt tiltak kan bestemmes ved å se på de alternative kostnadene ved en passiv løsning på nettutfordringen, det vil si ved hjelp av tradisjonelle tiltak som f.eks. nettutbygging eller reinvestering av nett. Betalingsviljen for et fleksibelt tiltak kan beskrives som den konkurransedyktige kostnaden av det fleksible tiltaket, eventuelt *verdien av fleksibilitet* for det gitte tilfellet. Verdien av fleksibilitet og dermed relevansen til et fleksibelt tiltak er generelt sett høyere når alternative passive tiltak er spesielt kostbare [49]. KILESatsen kan også gi en indikasjon på betalingsviljen sett fra nettselskapets side. Nettselskap vil gjerne ikke betale mer for fleksibilitet enn hva de koster de å ha avbrudd.

Denne behovsorienterte tilnærmingen omgår mangelen på informasjon om kostnader av fleksible tiltak som nettselskaper kan ha behov for, dersom de skulle gjort en vurdering som fokuserte på ulike fleksible tiltak i seg selv. Den estimerte betalingsviljen kan likevel benyttes i en vurderingsprosess: dersom verdien på fleksibilitet er mye lavere enn kostnaden av typiske fleksible tiltak, vil nettforsterkning mest sannsynlig være den beste løsningen i det tilfellet.

Nedenfor følger noen generelle prinsipper for vurdering av fleksible tiltak, basert på tidligere arbeid i CINELDI [15], [47]:

- Fleksible tiltak er gjerne brukt som midlertidige tiltak, som et supplement til passive nett-tiltak eller for å utsette investeringer, heller enn som et varig alternativ til nettinvestering.
 - Verdien av utsettelse av nettinvestering er implisitt i estimeringen av verdien av fleksibilitet (Figur 3.5)
 - Fleksibilitet er et viktig risikoreduserende tiltak mens man bygger nett: det tar tid å bygge kraftledninger, og hvis det er eksisterende kapasitetsproblemer kan det ha stor verdi å ha fleksibilitet tilgjengelig som kan brukes frem til kraftledningen er ferdig.
- Plassering av en fleksibel ressurs kan være en av de avgjørende kvalitative karakteristikkene som tillater forsyning av en fleksibel tjeneste innenfor et begrenset nettområde (for eksempel via en MV-radial).
- Andre viktige kvalitative karakteristikk av tjenesten, sett fra nettselskapets ståsted, er troverdighet, pålitelighet og forutsigbarhet.



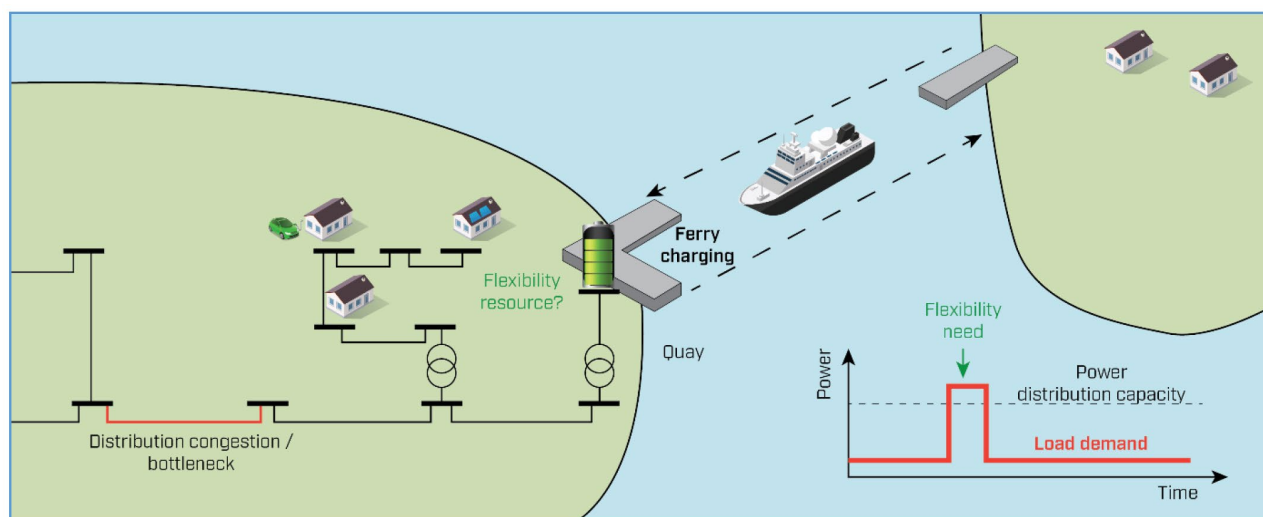
- Fleksible tiltak er forbundet med andre usikkerhetsmomenter enn tradisjonelle, passive tiltak – derfor får driftsoperatøren nye risikoer å forholde seg til.
- Av og til kan det mest passende fleksible tiltaket være å utløse fleksibilitet hos sluttbrukeren/ressursen som er årsaken til nettutfordringen.
- Relevansen av tiltak er høyest når...
 - Verdien av fleksibilitet er høy (dvs. at tradisjonelle nettinvesteringstiltak er dyre) og
 - At behovet for fleksibilitet kan beskrives som relativt sjeldne og skarpe topper i lasten, enten på forbruks- eller produksjonssiden.
- Dette betyr at fleksible tiltak er spesielt relevante for lange radialer i grisgrendte strøk der moderat lastkutting kan gjøre at man kan unngå å investere i nettet.
- Tiltak som inkluderer batterilagring kan løse flere typer nettutfordringer og har fordeler som f.eks stor grad av kontroll, men per i dag er denne løsningen fortsatt begrenset av relativt høye kostnader av batteri (som forventes å bli redusert de neste årene).

4 Presentasjon av tidligere casestudier

Dette kapittelet vil gi en oversikt over tidligere casestudier som har vært gjort der fleksible tjenester har blitt brukt til å løse ulike nettutfordringer. Disse danner grunnlaget for etablering av testcase for videre arbeid i FlexOps-prosjektet.

4.1 Case: Fergelading

Dette underkapitlet beskriver et tidligere case som kan være relevant for flere norske nettselskap som ser elektrifisering av fergetransport i sitt nett. Caset undersøkte fleksible tiltak for å støtte lading av elektriske ferger. Infrastruktur for hurtiglading av elektriske ferger blir for tiden installert i flere små kystbyer som forsynes av distribusjonsnettet. Flere steder er distribusjonsnettet ikke dimensjonert for slik bruk, slik at linjekapasiteten overskrides når nettet opplever en lastetterspørselstopp når ferger skal lades, se figur 4.1.



Figur 4.1: Skjematisk illustrasjon av Case: Fergelading. Kilde: [15]

For eksempel kan den aktuelle radialen ha en gjennomsnittlig lastetterspørsel på rundt 2 MW, mens når ferger ligger til kai og skal lades (i cirka 7 minutter hver gang) krever dette en tilleggseffekt på 4 MW. Dersom radialens maksimale kapasitet er 5 MW, trenger man å håndtere denne effekttoppen enten ved hjelp av aktive tiltak eller ved hjelp av passive tiltak, dvs. nettforsterkning. I dette tilfellet vil man først vurdere mulige fleksible ressurser ut ifra kvalitative tekniske karakteristikk, se figur 3.1.

Geografisk plassering av den fleksible ressursen er åpenbart viktig for å vurdere egnetheten. Ut ifra figur 4.1 ser man at ressursen må være plassert mellom fergekaien og flaskehalsen (markert rødt) i distribusjonsnettet. I dette tilfellet er fleksibilitet nødvendig for å unngå å overskride den termiske kapasiteten til linja, og da trenger ikke reaksjonstiden til ressursen å være spesielt lav. Derimot kreves en ganske høy effektkapasitet relativt til energikapasiteten for å dekke effektbehovet i den relativt korte ladeperioden. En vurdering av fleksible ressurser for dette caset er oppsummert i tabell 4.1.

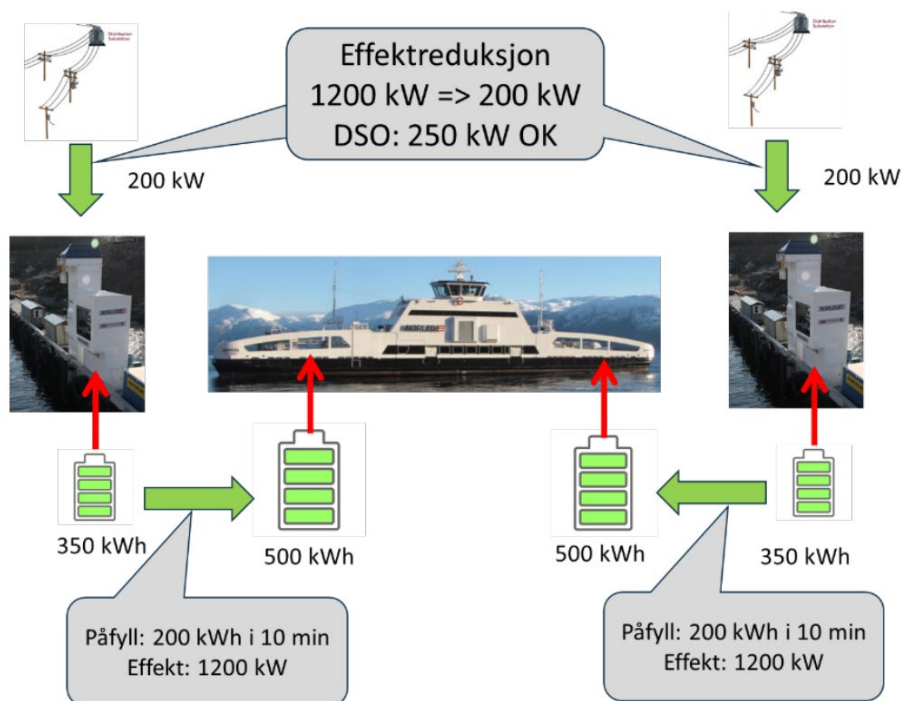
Tabell 4.1: Vurdering av fleksible ressurser for Case: Fergelading. Basert på [15].

Fleksibel ressurs	Vurdering
Mobilt energilager	Den elektriske fergen er i seg selv et mobilt energilager, og kan derfor være en fleksibel ressurs. I dette brukstilfellet er fergen selv den utløsende årsaken til nettutfordringen, siden denne står for lastetterspørselen som gir flaskehalsen i nettet. Fergen kan i utgangspunktet lade fleksibelt, men dette ville gi problemer for fergeselskapet ettersom det vil kunne påvirke tidspunkt for avganger og antall avganger til fergen. De kommersielle kostnadene for fergeselskapet er høye ved fleksibel lading, og dermed er kostnaden for aktivering av denne fleksible ressursen svært høy.
Stasjonært energilager	Batterilagringsystemer plassert i kai-området er en type ressurs som per i dag vurderes som standard fleksibel løsning i slike brukstilfeller. Batterier har vanligvis gode muligheter for kontroll og gir tilstrekkelig varighet på tjenesten, men CAPEX (investeringskostnad) for å oppnå nødvendig effektkapasitet gjør dette til en kostbar løsning.
Produksjonssiden	For at fleksible ressurser på produksjonssiden skal bidra med en fleksibel tjeneste, må det være produksjon i området som kan øke netto innmating av effekt. I dette brukstilfellet er det ikke slike ressurser mellom kaien og flaskehalsen i nettet.
Etterspørselssiden	Flyttbar etterspørsel av last, enten forskyvbart forskudd eller forsinkelse, kan være relevant her. Dette er mulig fordi behovet for fleksibilitet er forutsigbart, siden ladetidspunktene fastsettes av fergens timetabell. Siden en stor andel av lasten brukes til oppvarming av bygg og vann i den omkringliggende bebyggelsen, kan flytting av denne lasten frigjøre den nødvendige effektkapasiteten. Eventuelt kan disse ressursene være et supplement til energilager for å redusere den totale kostnaden av løsningene. Uansett, så er det viktig for nettselskapet å ha direkte kontroll over de fleksible ressursene så vel som høy grad av kredibilitet og forutsigbarhet, for at det skal kunne være avhengig av fleksibilitet i etterspørselen alene.

I 2015 ble "Ampere", verdens første elektriske bilferge, satt i drift på fergestrekningen Lavik-Oppedal. Fergen har to 450 kW motorer og to 500 kWh batterier, og den gjør 17 turer per døgn. Den ligger til kai i 10 minutter av gangen, og da lades den fra distribusjonsnettet via en dedikert nettstasjon på begge sider av fergeleiet. I hver av nettstasjonene ble det installert et 350 kWh Li-batteri som stasjonært energilager. Disse batteriene lades opp fra nettet når fergen ikke ligger til kai, og utlades hurtig når fergen kobles til for å supplere ladestrømmen elfergen trekker fra nettet. Til tross for at hurtiglading av fergen er en effekt-krevende last, ser det ut som en kontinuerlig last på 200-250 kW fra nettets side, noe som er akseptabelt for nettselskapet (se figur 4.3).



Figur 4.2: Kart som viser fergestrekningen Lavik-Oppedal og fotografi av verdens første helelektriske ferge, Ampere. Kilde: [50]



Figur 4.3: Oversikt over kapasitet til batterier på el-fergen, på land og effekt som kan trekkes fra nettet. Kilde: [50].

4.2 Case: Hurtigladestasjon av elbiler

Det har vært en kraftig økning i antall registrerte elbiler i Norge de siste årene, og ved utgangen av 2020 var 12 % av alle registrerte personbiler elbiler og ladbare hybridbiler. Antall registrerte ladepunkt øker naturligvis som en følge av økningen i elbilstanden, og i 2020 var det registrert 18 417 ladepunkter i hele landet, ifølge Statistisk Sentralbyrå. En tydelig tendens i hele Europa er at stadig flere hurtigladepunkter blir bygget [51], noe som har stor påvirkning på hvordan nettet planlegges og driftes [52], [53]. De siste årene har det blitt forsket på hvordan elbiler kan bidra med fleksibilitet til nettet [54]–[56].

Norges største hurtigladestasjon åpnet i 2015 på Danmarks plass i Bergen. Ladestasjonen har installert 22 kontakter fordelt på 14 ladere, se figur 4.4. Ladestasjonen kan dermed hurtiglade 14 biler samtidig.



Figur 4.4: Hurtigladestasjonen på Danmarks plass i Bergen. Kilde: BKK Nett.

I en case-studie fra 2021, gjennomført i FuChar-prosjektet (NFR) ble dynamisk prising undersøkt som virkemiddel for å undersøke hvordan dette påvirker elbillading, ettersom disse fleksible lastene kan forflyttes både i tid og mht plassering i nettet, ut ifra hvor og når de lades [57]. Casestudien tok for seg en distribusjonsnettmodell hentet fra en 6 km radius sentrert i Tonstad kommune (Agder) og statistiske data fra trafikken i området. Gjennom en såkalt agent-basert analyse ble en optimaliseringsmodell utviklet. Denne modellen tok hensyn til tre ulike faktorer: (1) Modelling av realistiske lastprofiler ved to forskjellige hurtigladestasjoner, (2) Modelling av oppførselen til elbileierne (både de bosatt i området og de som er på gjennomreise) og (3) Modelling av dynamiske prisstrategier. Den valgte prisstrategien var basert spenningsregulering, ved å måle spenninga på nettstasjonene knyttet til hurtigladestasjonene og gjøre det mer kostbart for kunden å lade bilen sin på tidspunkter med (for) lav spenning.

To prisstrategier ble vurdert:

1. Begge hurtigladestasjonene har lik pris, og elbiler i området velger ladestasjon kun basert på hvilken som er nærmest.
2. Hurtigladestasjonene er priset ut ifra målt spenningsprofil, og elbilene velger nærmeste stasjon ELLER billigste stasjon basert på en gitt sannsynlighet.

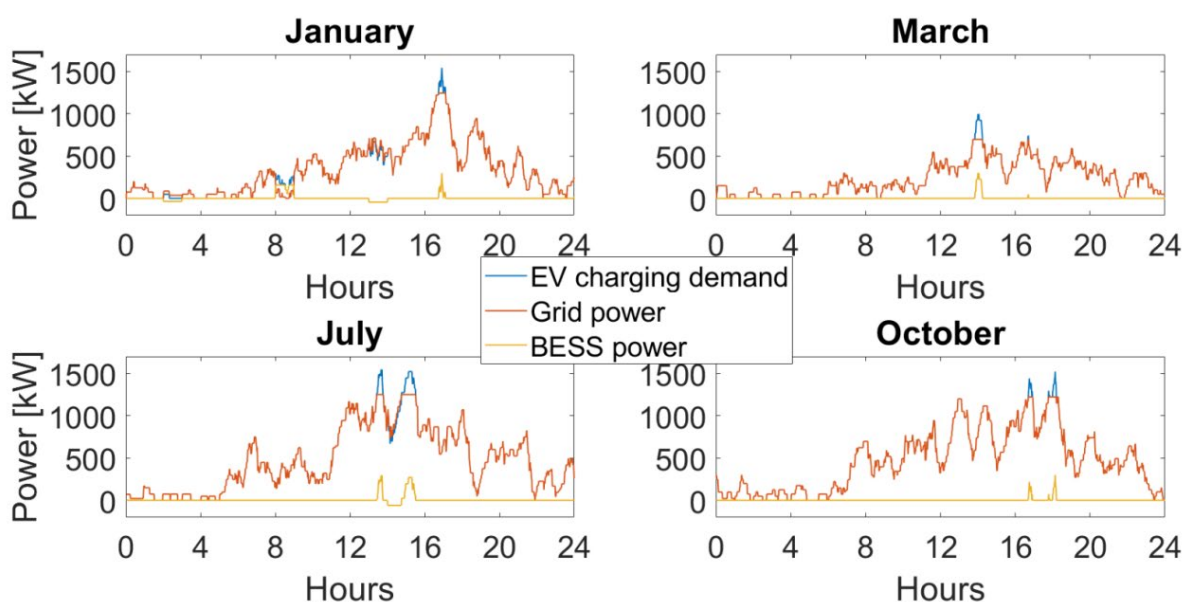
Der den første prisstrategien medførte tilfeller med underspenning rundt kl. 12:00 og kl. 16:00, klarte den andre prisstrategien å løse dette slik at underspenning ikke forekom i det hele tatt.

En relatert casestudie studerte lønnsomheten av et batterisystem installert ved en hurtigladestasjon [58]. Optimeringsmodellen som her ble utviklet, hadde som mål å finne den optimale driftsstrategien for batterisystemet over en periode på fem år, og tok hensyn til hvordan tariffer og slitasje av batteriet påvirket lønnsomheten. Antakelsen som ble gjort var at eieren av hurtigladestasjonen ønsket å øke antall ladere med 50% fra dagens situasjon, noe som ville føre til overlast på trafostasjonen.

To alternativer ble studert og sammenliknet med hverandre:

1. Oppgradere trafoen (Kostnad: 500 kNOK)
2. Installere batterisystem for å kutte topplast nok til å kunne beholde eksisterende trafo.

Batterisystemet som ble vurdert her hadde spesifikasjoner 225 kWh/300 kW. Investeringskostnadene ble antatt å være 1700 NOK/kWh for energilagringskapasitet og 5525 NOK/kW for effektkapasitet med 2020-priser [58]. Figur 4.5 viser resulterende profiler for lastetterspørsel fra ladestasjonen, effekt fra nettet og fra batteriet for fire dager fordelt på forskjellige måneder. I denne casestudien ble oppgradering av trafoen (Alt. 1) vesentlig billigere enn investering i batterisystem (Alt. 2), med en prisforskjell på 906 kNOK. Investeringskostnadene i et batterisystem er høye, og kostnadsbesparelsene som batteriet gir, var ikke nok til å veie opp for investeringskostnadene i dette spesifikke tilfellet. Ettersom prisene på batterisystemer reduseres for hvert år, er det sannsynlig at fleksibilitet fra batterisystemer i nettet vil bli benyttet i stadig større grad fremover.



Figur 4.5: Resultat fra optimeringsmodell for fire dager i forskjellige måneder som viser lastetterspørsel fra elbillading, effekt hentet fra nettet og effekt fra batterisystemet (i figuren: BESS = battery energy storage system). Kilde: [58].

4.3 Case: Landstrømsforsyning

Skip som ligger til kai, har tradisjonelt sett vært selvforsynte med elektrisitet gjennom å produsere elektrisitet ved hjelp av generatorer drevet av fossilt brennstoff om bord i skipet [59]. I følge Enova står dette for syv prosent av alt klimagassutslipp knyttet til sjøfart [60]. Et miljøvennlig alternativ til fossil kraftproduksjon hos skipet selv, er å forsyne skipet med elektrisitet fra land – *landstrømsforsyning*. Enova har signalisert at det vil bli stadig mer utbygging av landstrøm de kommende årene, og det finnes allerede flere havner som er dimensjonert for dette. Det er flere fordeler med landstrøm sammenliknet med strømproduksjon på skipet, blant annet reduserte klimagassutslipp (dersom landstrømmen produseres fra fornybare kilder) og forbedret luftkvalitet, siden forbrenning av fossilt brensel kan medføre luftforurensning i kuldeperioder [50]. En tidligere pilotstudie ble gjort hos BKK [50], som bygget ut Landstrøm for Skip (LFS) på Skoltegrunnskaaien, se figur 4.6. Det er to landstrømanlegg under nettstasjonen på Skoltegrunnskaaien.



Figur 4.6: Skoltegrunnskaaien, Kilde: BKK Nett.

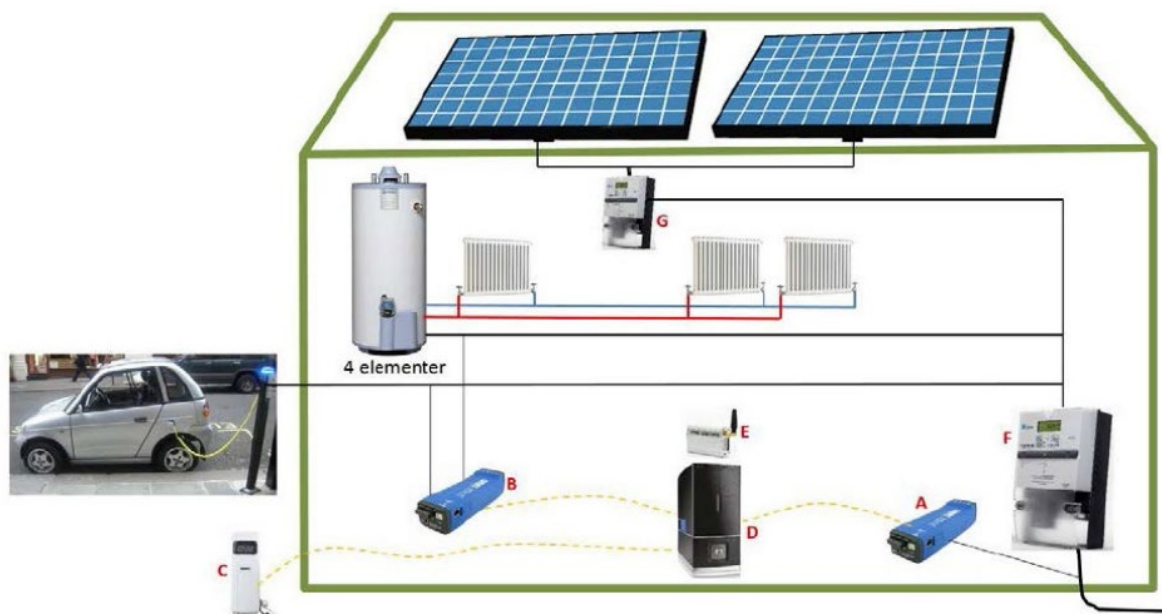
4.4 Case: Plusskunde med fleksibelt forbruk

Husholdninger har vært undersøkt som tilbydere av fleksible tjenester [61]–[64]. En spesiell undergruppe av husholdninger, er *plusskunder*. En plusskunde er en kunde som både bruker og produserer strøm bak tilknytningspunktet til nettet³. En plusskunde plassert i et område med svakt distribusjonsnett i Midt-Norge ble undersøkt i en case-studie i FlexNett-prosjektet[50]. Hypotesen var at fleksibilitet i form av et batteri hos kunden kan redusere mengden strøm som mates inn i nettet, og øke kunden sin mulighet til å være selvforsynt. Plusskunden kjøper minst mulig energi fra nettet gjennom å maksimere produksjon og minimere levert strøm til nettet. For en plusskunde gjelder følgende relasjon:

$$\text{Strømforbruk} = \text{Strøm fra nett} + \text{Produsert strøm} - \text{Strøm levert til nett}$$

Plusskunden i dette tilfellet er lokalisert i Steinkjer, og har vannbåren varme installert i huset sitt, og varmtvann levert fra en varmtvannsbereder. Varmtvannsberederen har fire varmeelementer som gir totalt 11.2 kW, hver av dem med en termostat satt til 60 °C. Plusskunden har også elbil som trekker 2.2 kW mens den lader. Solcellepanelet er 3.06 kWp, 12 PV-paneler med 255 W hver. Solcellepanelet er plassert på taket med en helning på cirka 15 °, orientert mot sør.

En oversikt over installasjoner hos plusskunden relatert til casestudien er vist i figur 4.7. Installasjonene er markert med bokstaver fra A-G, og en nærmere beskrivelse av disse følger i tabell 4.2.



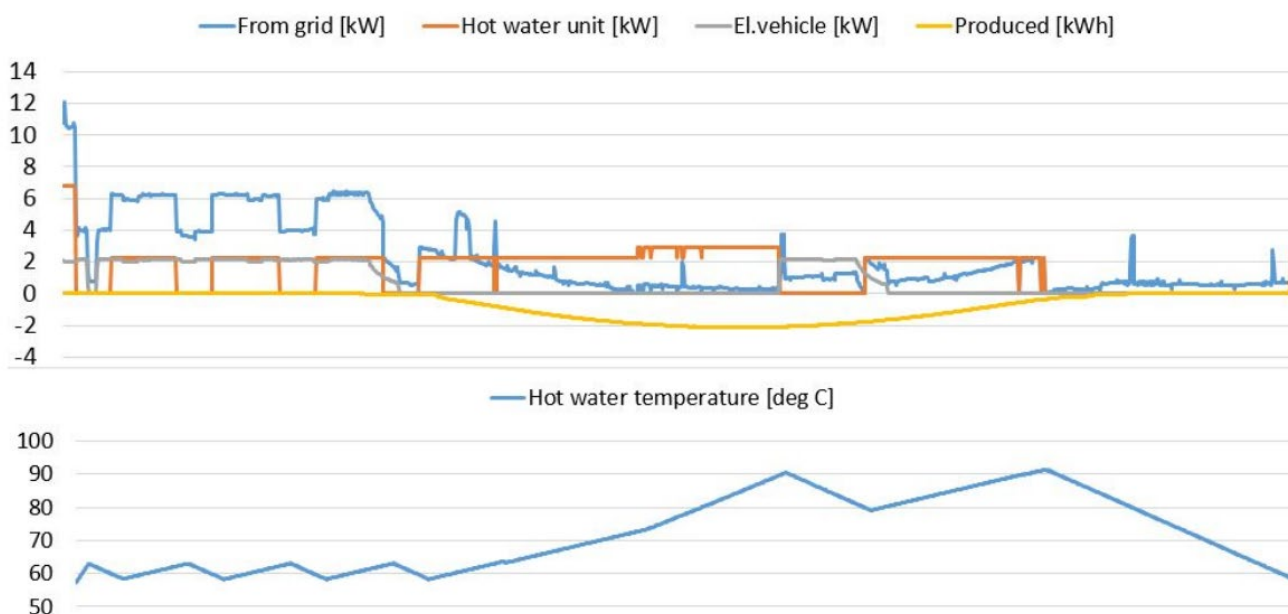
Figur 4.7: Skjematisk oversikt over installasjoner hos plusskunden. Kilde: [50].

³ <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettleie/tariffer-for-produksjon/plusskunder/#:~:text=En%20plusskunde%20er%20en%20nettkunde,uttak%20i%20et%20felles%20m%C3%A5lepunkt.>

Tabell 4.2: Beskrivelse av caserelaterte installasjoner hos plusskunden

A	Måleinstrumenter for spenning og strøm på alle tre faser, plassert på tilkoblingspunktet til nettet (ElitePro, 1 minutts oppløsning)
B	Måleinstrumenter for spenning og strøm på alle tre faser på varmtvannsberederen (ElitePro, 1 minutts oppløsning)
C	Måleinstrument for utetemperatur, 1 minutts oppløsning
D	Datamaskin for registrering av måledata
E	2G modem for overføring av måledata
F	AMS-måler. Måler timesverdier av strøm kjøpt fra nettet og matet inn til nettet
G	Måleinstrument for produsert strøm fra solcellepanel (Elspec, 1 minutts oppløsning)

Basert på målte data fra 18.08.2016, ble potensialet for økt selvforsyning studert [50]. Varmtvannsberederen ble undersøkt som et mulig energilager ved å akkumulere termisk energi og dermed redusere mengden strøm som ble matet inn til nettet [65]. Resultatene fra simuleringer er vist i figur 4.8. Den blå kurven i øverste del av figuren viser strøm levert fra nettet. Denne reduseres til null på dagtid, som sammenfaller med tidspunktene der solcellepanelet (gul kurve) produserer mest strøm. Varmtvannsberederen benytter seg av strøm for å varme opp vannet (dvs lagre energi) på dagtid mens solproduksjonen er høyest, og elbilen ikke lades. Denne casestudien viser altså et eksempel på hvordan en plusskunde kan øke nytten ved et solcellepanel, ved å redusere effekten matet inn til nettet ved å benytte seg av varmtvannsberederen som et termisk energilager.

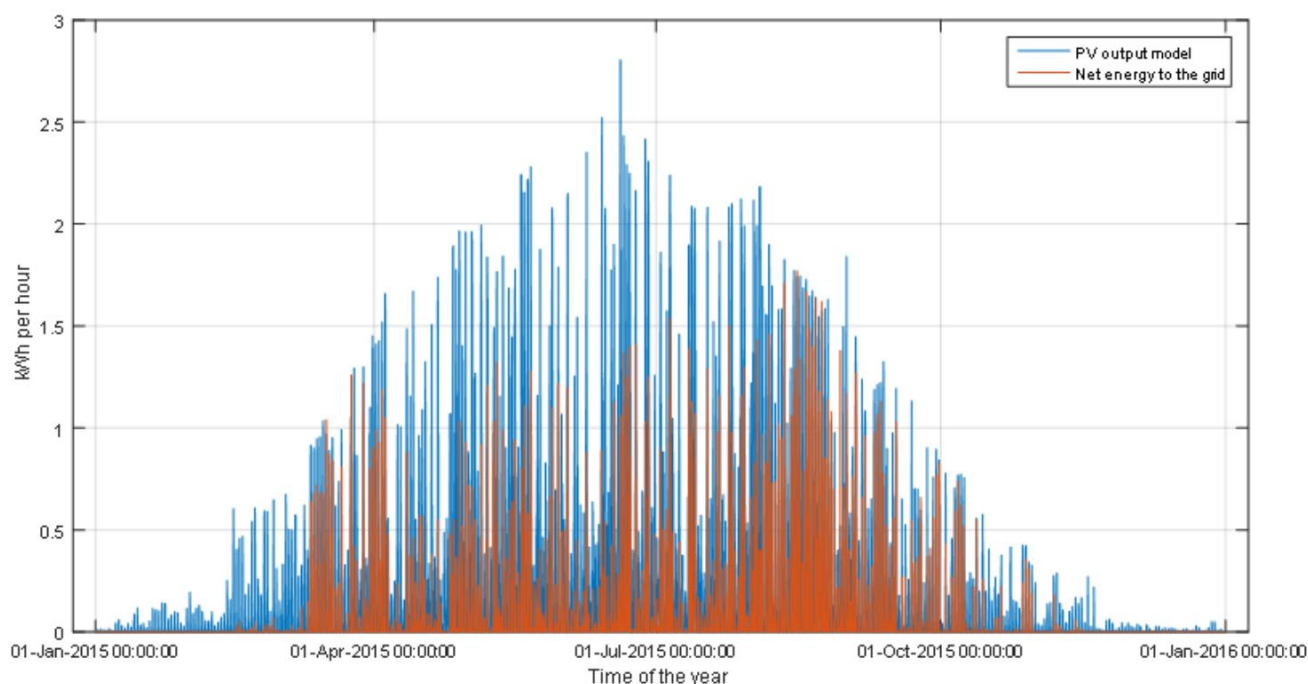

Figur 4.8: Simulerte forbruksdata og varmtvannstemperatur basert på måledata fra 18.08.2016.

Kilde: [50].

4.5 Case: Aggregert etterspørsel og fleksibilitetspotensiale for plusskunder

I FlexNett-prosjektet ble AMS-data fra 100 husholdningskunder over ni år analysert [66]. Fra startåret (2007) var den prosentvise økningen i årlig forbruk 1,85%, mens økningen av topplasttiden var 2,89%. Disse verdiene for økning i strømforbruk ble brukt for å estimere fremtidig lastetterspørsel ved en MV/LV-nettstasjon med 60 husholdninger, for å studere når det ville bli et behov for å reinvestere i nettet.

Alle husholdningene ble modellert som plusskunder med solcellepaneler med installert kapasitet 3,06 kWp. Dette tilsvarer 12 paneler med 255 W hver i effekt. Produksjonen fra solcellepanelet varierer gjennom året, og produsert solenergi og levert kraft til nettet for år 2015 er vist i figur 4.9.

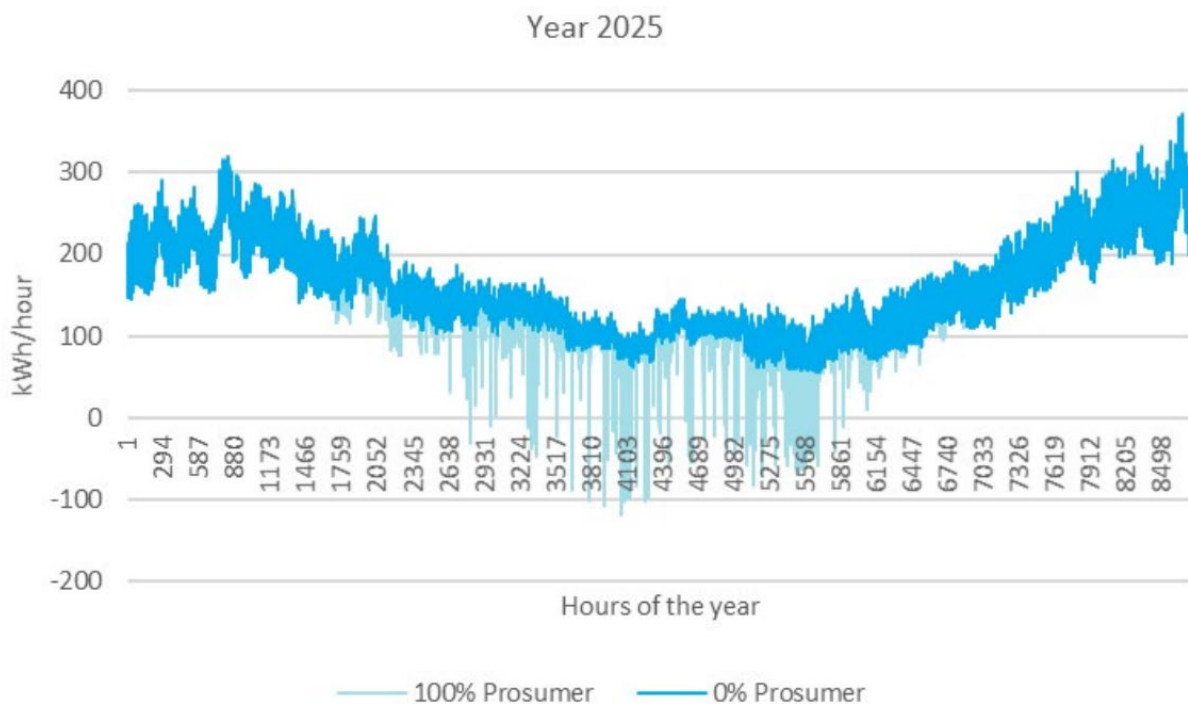


Figur 4.9: Solkraftproduksjon i år 2015 for anlegg med installert kapasitet 3,06 kWp. Kilde: [66].

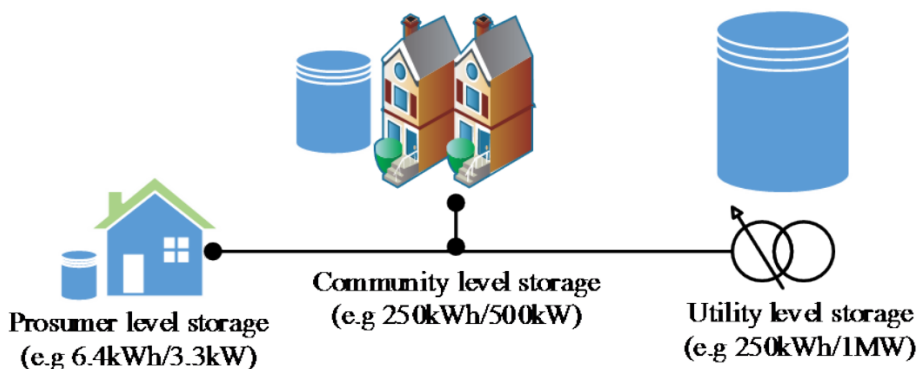
Den aggregerte lastprofilen på sekundærnettstasjonen, der man antar at 100 % av de tilknyttede husholdningene er plusskunder, er vist på figur 4.10 for år 2025. Da er antakelser lagt til grunn om at lastetterspørselskurven følger trenden fra den studerte perioden (2007-2015) mens solkraftproduksjonen er konstant. I år 2025 vil sekundærstasjonen bli overbelastet med opptil 120% last i topplasttiden for året. Plusskundene mater inn effekt til nettet i 305 timer i året.

Figur 4.10 viser at for disse 60 plusskundene så er topplasttiden på vinterstid begrenset av merkeeffekten på trafoen på sekundærstasjonen, ikke effekten som mates inn til nettet på sommeren. Likevel kan energilagring i form av batterisystemer kunne redusere daglig topplast, noe som vil kunne bidra til å utsette investering i nytt nett [67]–[70].

Videre i analysen ble det studert i hvilken grad et batterisystem kunne bli brukt til å utsette en planlagt investering i MV/LV-sekundærstasjonen (22/0,23 kV 315 kVA). Batterisystemet ble planlagt brukt for energilager og økt selvforsyning på sommeren, og for reduksjon av topplast på vinteren, som ville føre til mer utjevning i forbruk og redusert topplast.



Figur 4.10: Aggregert lastkurve for år 2025. Kilde: [66].



Figur 4.11: Ulike plasseringer av energilagringssystemer. Kilde: [66].

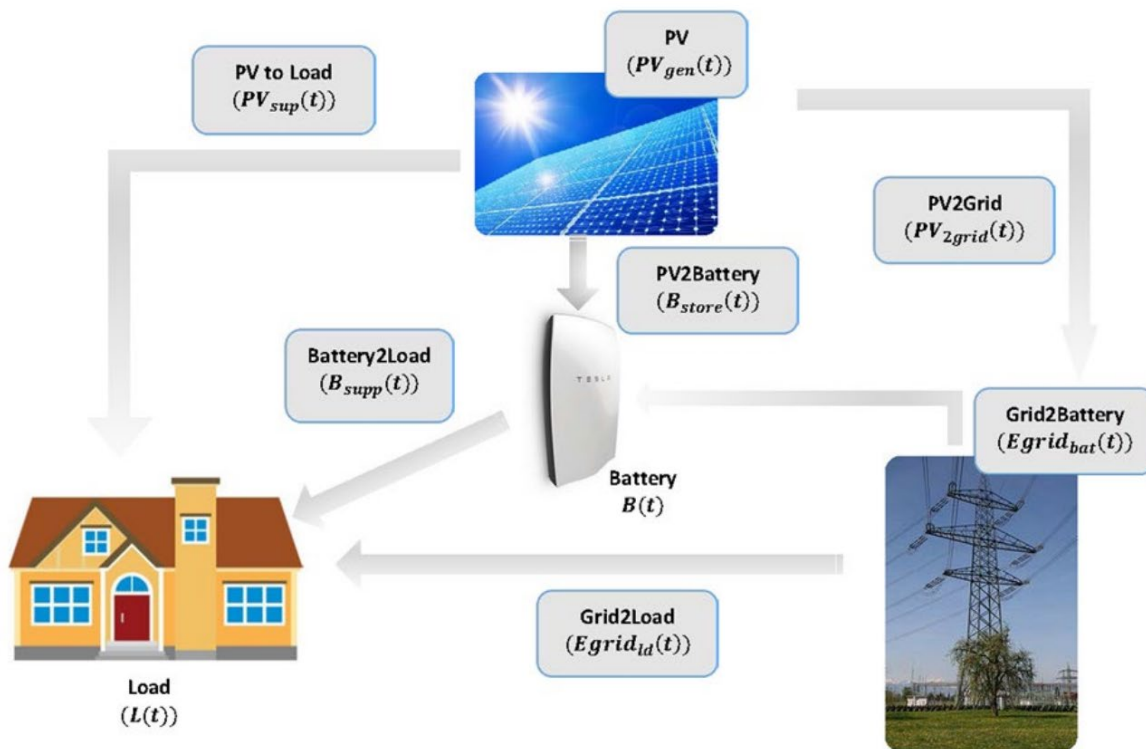
Ulike energilagringssystemer kan benyttes som fleksibel ressurs i dette tilfellet, som til syvende og sist kan utsette nettinvesteringer. Batterisystemer kan plasseres på flere ulike steder i nettet, og kan også eies av forskjellige interessenter, se figur 4.11. Dette vil påvirke hvordan den fleksible tjenesten påvirker nettet.

De forskjellige plasseringene av batterilagringssystem i nettet, i følge figur 4.11, er:

- Husholdningseid batteri. Størrelse: Liten.
- Nabolagseid batteri. Størrelse: Middels.
- Batteri på nettstasjonsnivå. Størrelse: Stort.

Eksempler på batteristørrelse er vist i figur 4.11. I casestudien ble det undersøkt hvordan disse ulike plasseringene (og batteristørrelsene) kan påvirke nettet og utsette nettinvesteringer. I studien ble batterilading- og utlading optimert innenfor et 24-timers tidsperspektiv for å jevne ut energiforbruket på

vinteren og for å øke selvforsyntheten på sommeren. Den mulige lastflyten mellom solceller, batteri, strømforbruk og nett er vist i figur 4.12.

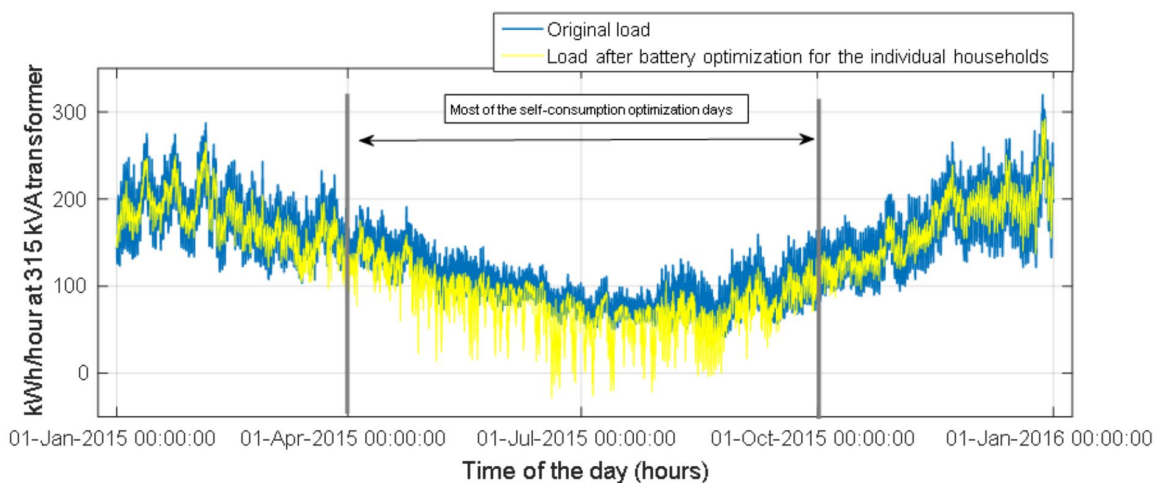


Figur 4.12: Batterier installert hos plusskunder kan ha mange funksjoner. Kilde: [66].

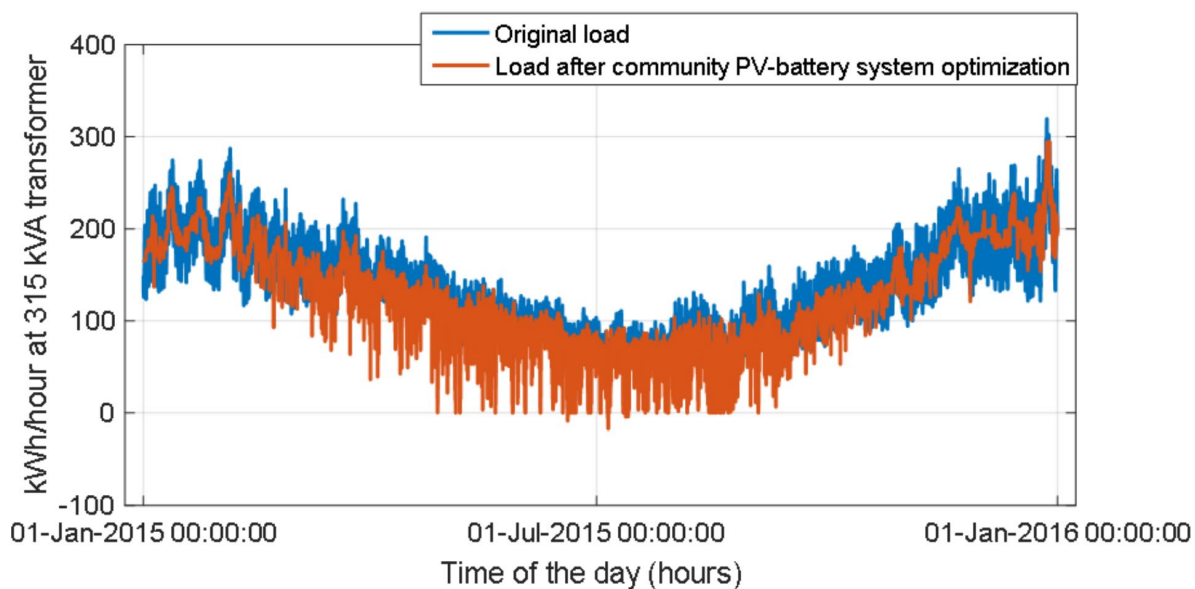
Lastflyten mellom de ulike komponentene i figur 4.12 er som følger:

- Solcelle til batteri ($PV2Battery$)
- Solcelle til nett ($PV2Grid$)
- Solcelle til last ($PV\ to\ Load$)
- Nett til batteri ($Grid2Battery$)
- Nett til last ($Grid2Load$)
- Batteri til last ($Battery2Load$)

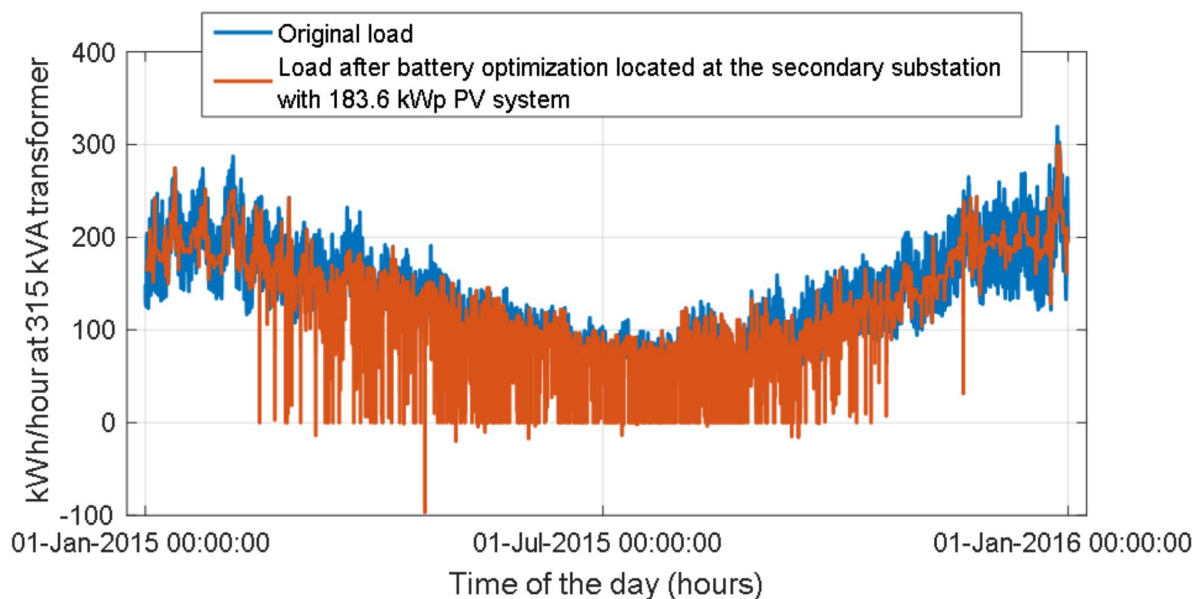
Resultater fra optimering av de ulike batteriplasseringene, er presentert i figur 4.13-figur 4.15, som viser aggregert last på nettstasjonsnivå.



Figur 4.13: Aggregert lastprofil for 60 husholdninger som alle har solcellepanel (3,06p kW) og et batterisystem (6,4 kWh). Kilde: [66].

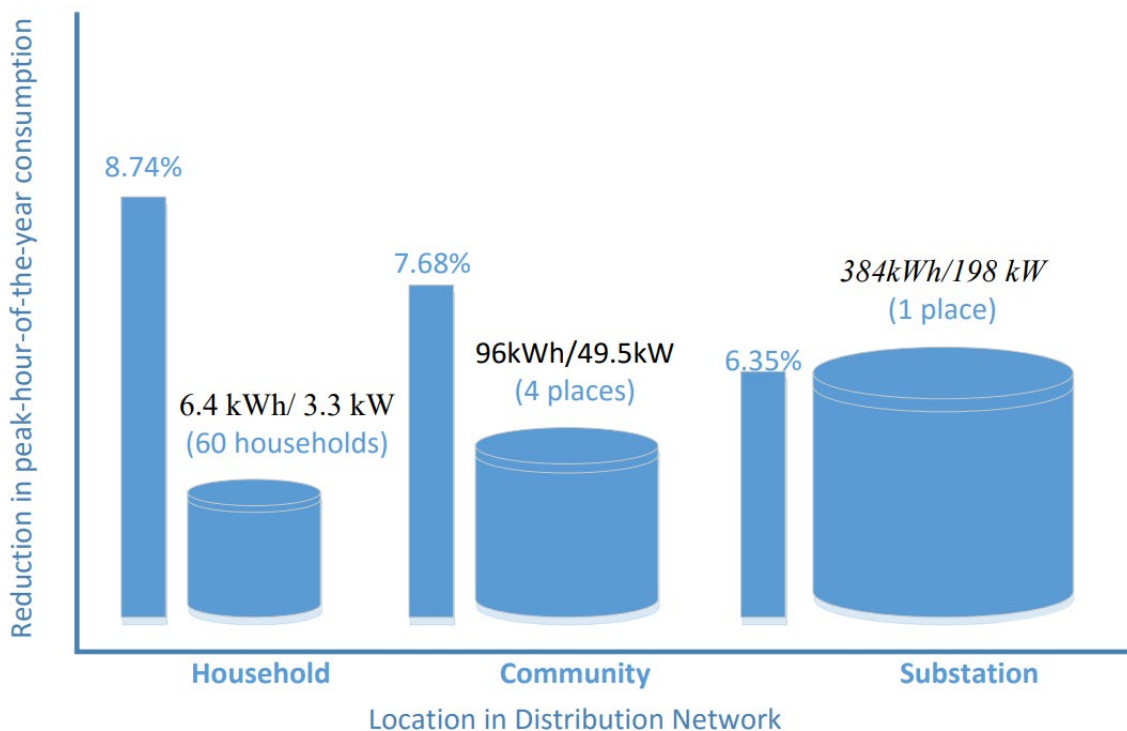


Figur 4.14: Aggregert lastprofil for 60 husholdninger med fire batterisystemer (96 kWh/49,5 kW) med solcellepanel (45,9 kWp) fordelt i nabolaget. Kilde: [66].



Figur 4.15: Aggregert lastprofil for 60 husholdninger med et batterisystem (384 kWh/198 kW) og solcellepanel (183,6 kWp) på sekundærstasjonen. Kilde: [66].

Plasseringen av og størrelsen på et batteri i distribusjonsnettets er avhengig av formålet som energilagringssystemet skal oppnå. Resultatene fra figur 4.13-figur 4.15 viser at distribuerte energilagere (et batteri per husholdning) kan være en god måte å redusere størrelsen på topplasten sett fra distribusjonsnettets (og transmisjonsnettets) ståsted. For andre netjtjenester som f.eks å øke leveringspåliteligheten ved feil og avbrudd av større kraftproduserende enheter, så kan større og sentraliserte batterisystemer (f.eks på nettstasjonsnivå) være mer nyttige.



Figur 4.16: Sammenlikning av de tre plasseringene av forskjellige batterisystemer i distribusjonsnett.
Kilde: [66].

Figur 4.16 viser hvordan plasseringen av batterisystemene påvirker reduksjon i topplasten på sekundærstasjonen. I analysen ble selvforsyning og reduksjon i topplast vurdert, og dette medførte følgende rangering med hensyn til lønnsomhet av løsningene:

1. Et større batteri på nettstasjonsnivå
2. Fire middels store batterier fordelt i nabolaget
3. 60 små batterier fordelt på husholdningene

Lønnsomheten til en batteriløsning øker betraktelig når den leverer flere ulike nettjenester, men i dette tilfellet var altså fokus på energilagring for økt selvforsyning i sommerhalvåret og reduksjon i lasttopper på vinterhalvåret. Lønnsomheten av de ulike alternativene må vurderes fra sak til sak.

4.6 Case: Elektrifisering av fiskeindustri

Sjømat Norge har som mål å elektrifisere hele havbruksnæringen innen 2030⁴, og som et resultat av dette, ser nettselskapene en økning i forespørsler om elektrifisering av oppdrettsanlegg. Flere av disse oppdrettsanleggene er tilkoblet distribusjonsnett, som ikke nødvendigvis er dimensjonert for elektrifisering av industrien.

Nettselskapet Linja deltok i et pilotprosjekt i FME CINELDI sammen med NODES, som leverer en ny markedsplattform som fasiliteter optimal bruk av fleksibilitet i nettet⁵. Linja ønsket å teste om et lokalt

⁴ <https://www.nrk.no/tromsogfinnmark/skal-ha-hele-havbruksnaeringen-elektrifisert-innen-2030-1.15091184>

⁵ <https://www.sintef.no/projectweb/cineldi/pilot-projects-in-cineldi/nodes-flexibility-platform/>

fleksibilitetsmarked på Bremangerlandet kunne bidra til å løse lokale nettkapasitetsproblemer i påvente av nettførsterkninger som er forventet å ferdigstilles i løpet av 2022.

I likhet med Linja, deltok også Fagne i et pilotprosjekt i FME CINELDI. Fagne ønsket å teste bruk av lokalt fleksibilitetsmarked med NODES for å se om man kunne utsette en reinvestering av sjøkabelen som forsyner øya Utsira. På Utsira er det elektrifisering av både fiskeindustri og ferjelading som kan gjøre at kapasitetsgrensa på sjøkabelen kan bli utfordret.

4.7 Case: Mikronett/Lokale energisamfunn

I tilknytning til pilotprosjektet beskrevet i forrige avsnitt (kap. 4.6), var det også aktuelt for Fagne å se om Utsira kunne fungere som et mikronett og være delvis selvforsynt i tilfelle det oppstår feil på sjøkabelen⁶. Utsira har både sol- og vindproduksjon, og det er en gammel sjøkabel som forsyner øya fra fastlandet. I forbindelse med pilotprosjektet med fokus på mikronett, er det installert et batterilagringssystem for spenningsstøtte, samt et energistyringssystem for å optimere forsyning fra solkraft, vindkraft, batteri og forsynt kraft fra fastlandet. Energistyringssystemet er ment å kunne spille en viktig rolle for å drifte Utsira-nettet i øymodus dersom det er nedetid på sjøkabelen. Dette systemet kan også fungere godt som en reserveløsning i forbindelse med oppgradering av sjøkabelen, for å minimere nedetid på nettet.

⁶ <https://www.sintef.no/projectweb/cineldi/pilot-projects-in-cineldi/utsira-an-islanded-grid-on-an-island/>

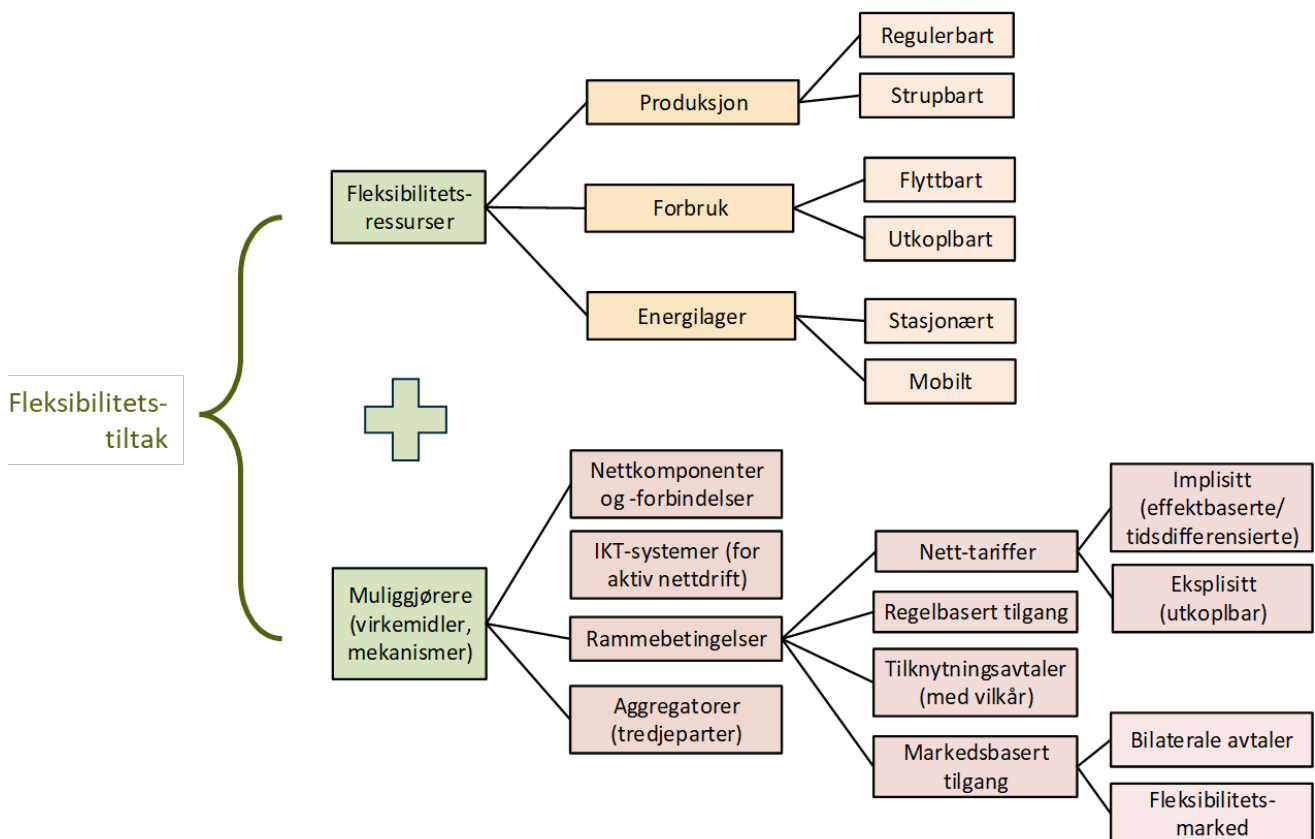
5 Bruk av fleksibilitet for å avhjelpe nettutfordringer

5.1 Identifisering av fleksibilitets tiltak

For å aktivere fleksibilitet, er det behov for både en (eller flere) fleksibilitetsressurser (Figur 3.1/Tabell 3.1) og en muliggjørere (virkemidler/mekanismer). Dette er illustrert i figur 5.1 [15].

En muliggjørere kan være knyttet til:

- 1) Nettkomponenter (f.eks. spenningsregulator, omformer o.l.) eller tilknytning til andre nettområder,
- 2) IKT-systemer som muliggjør aktiv nettdrift (noe FlexOps-prosjektet skal bidra til),
- 3) Rammebetingelser gjeldende for både monopol og marked (behandlers mer detaljert i DP3 i FlexOps-prosjektet), og
- 4) Tredjepartsaktører som kan tilby fleksibilitet på vegne av en eller flere kunder (Aggregator).

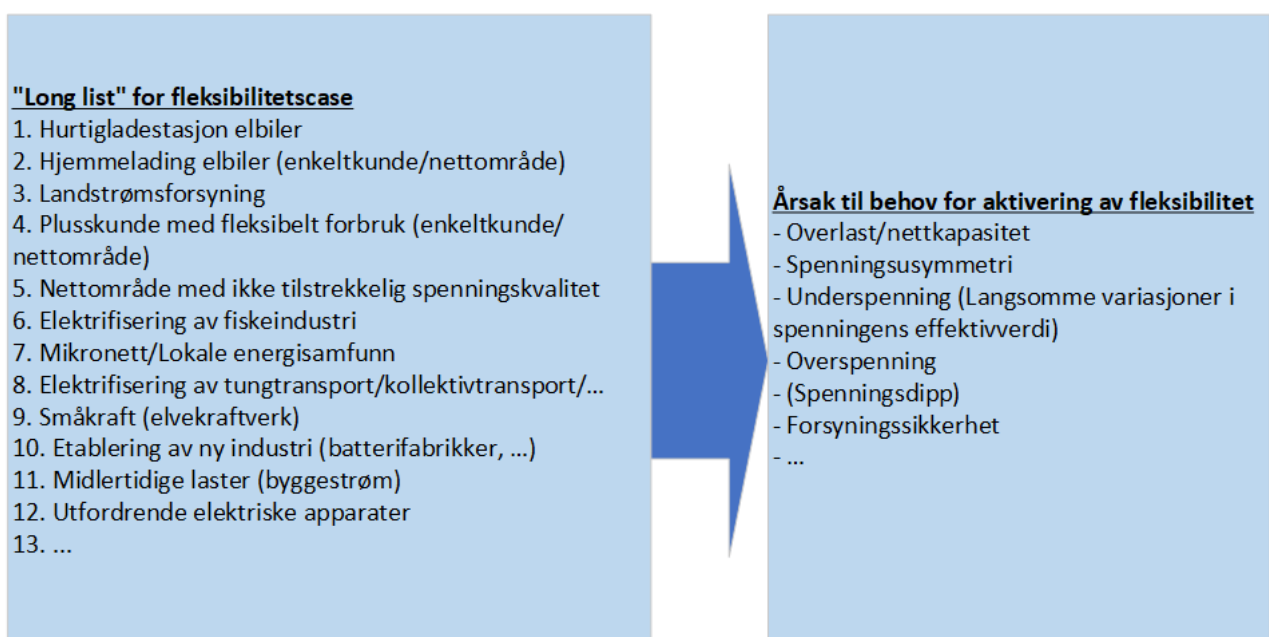


Figur 5.1 Klassifisering av fleksible ressurser og muliggjørere/insentiver. [15]

Tidligere i rapporten er det beskrevet både hvordan behov for aktivering av fleksibilitet kan karakteriseres med utgangspunkt i distribusjonsnett (dvs. nettutfordringer, kap. 2) og generell metodikk for identifisering av fleksible ressurser (kap. 3). Kapittel 4 gir en oversikt over casestudier som er gjennomført i tidligere forsknings- og pilotprosjekter, og er ment som underlag for å vurdere hvilke case det er mest relevant å fokusere på i FlexOps-prosjektet.

Ulike fleksible ressurser har ulike egenskaper (f.eks. knyttet til responstid, varighet av respons, o.l. – se Figur 3.3), og tilsvarende vil også en portefølje bestående av flere fleksible ressurser ha ulike egenskaper. Tilsvarende vil ulike netttutfordringer ha ulike krav som et fleksibilitetstiltak må tilfredsstille. Lokalisering av en fleksibel ressurs er et viktig moment knyttet til flere av de aktuelle fleksibilitetstiltakene. I praksis vil dette kunne bety at fleksible ressurser som er nærliggende til områder i distribusjonsnettet hvor ulike netttutfordringer inntreffer (f.eks. spenningsproblemer), er de ressursene som det er mest aktuelle å ta i bruk. Fleksible ressurser til bruk som frekvensreserve har ikke samme krav til geografisk tilhørighet, og kan velges fra et større område.

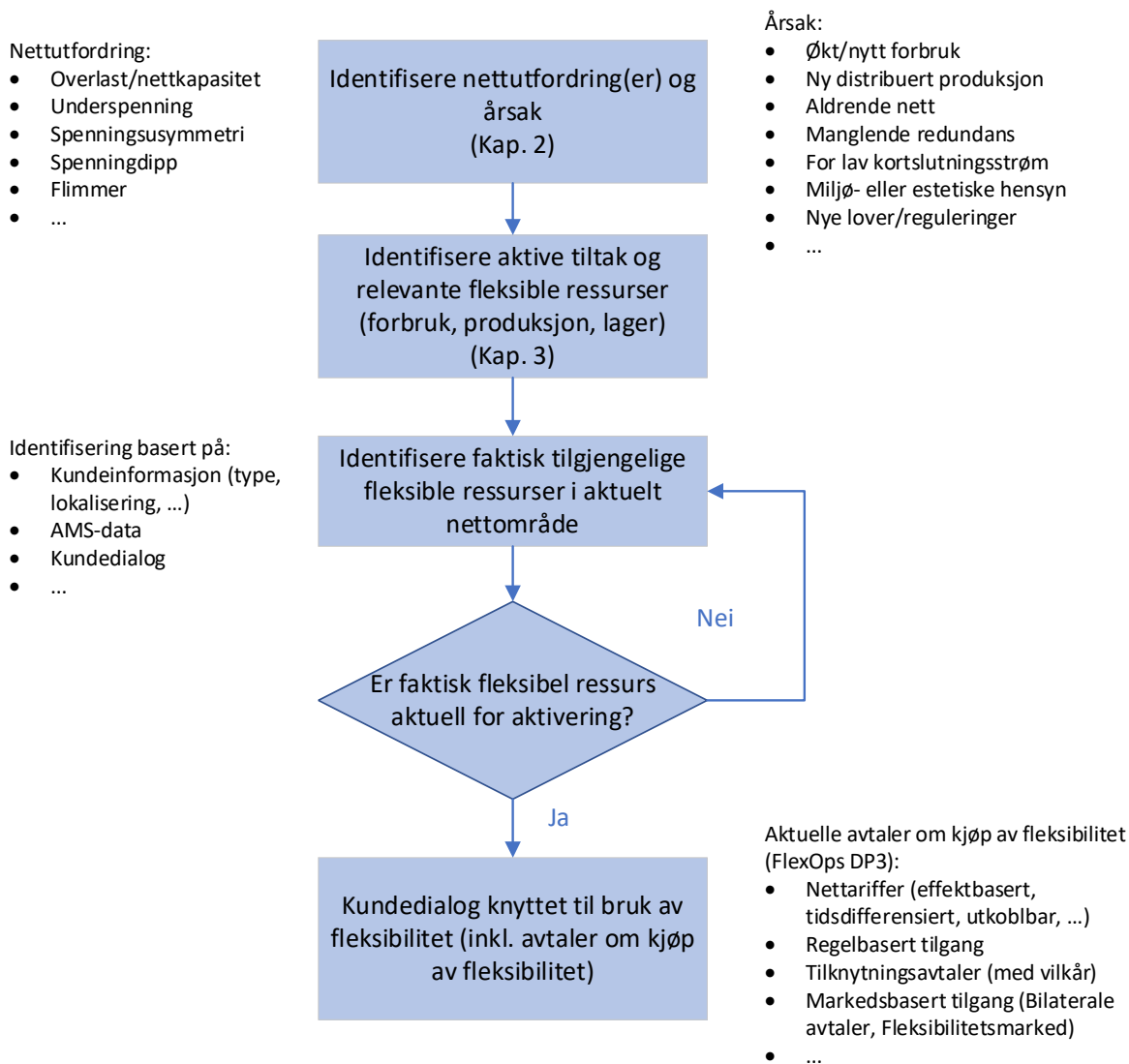
I FlexOps-prosjektet er det tatt utgangspunkt i en "long list" for aktuelle fleksibilitetscase opp mot tilgjengelige fleksible ressurser. Videre er det laget en tilsvarende oversikt over aktuelle netttutfordringer/årsak som trigger behov for aktivering av fleksibilitet (Figur 5.2).



Figur 5.2 "Long list" for fleksibilitetscase og aktuelle netttutfordringer.

5.2 Identifisering av fleksibilitetsressurs

En oppsummering av prosess for å starte kundedialogen knyttet til bruk av fleksibilitet, er vist i figur 5.3. Figuren er utarbeidet basert på metodikken beskrevet i denne rapporten, knyttet til karakterisering av nettutfordringer (kap. 2) og potensiale for fleksibilitet (kap. 3). I tillegg er det tatt med aktuelle avtaler om kjøp av fleksibilitet, som vil bli videre behandlet i delprosjekt 3 i FlexOps-prosjektet (definert som "Rammebetingelser" i figur 5.1).



Figur 5.3 Prosess for å identifisere behov for og å ta i bruk fleksibilitet

6 Flexibilitetscase relevante for FlexOps-prosjektet

I dette kapitlet beskrives fleksibilitetscase som er relevant for FlexOps-prosjektet basert på diskusjoner på workshop og samtaler våren 2022. Prioriteringer av fleksibilitetscase kan endre seg i løpet av prosjektperioden, men dette var de mest aktuelle casene våren 2022. Der det i teksten er referert til nummer, 1,2....12, er dette henvisninger til figur 5.2, som inneholder en «long list» med case som prosjektet har diskutert. I dette kapitlet beskrives også case som ikke nevnes i figuren. For Mørenett og Tensio TN som har Kognitwin fra KDI, vil det også være relevant å teste case knyttet til utfordringer som allerede eksisterer i nettet i dag eller som er på vei til å bli en utfordring.

6.1 Elvia

Nettselskap skal alltid levere strøm, også på kalde dager med lave strømpriser. Elektrifisering, flere nytilknytninger og varierende strømpriser gjør dette til en høyaktuell case. Det er på kalde dager med lave strømpriser at det virkelig trengs fleksibilitet. Hva skjer om det blir en kald vinter med lave strømpriser? Kaldt vær gir god kjøling, men også høy belastning på komponenter. Elvia fikk erfaring med dette vinteren 2010, da mange sikringer og komponenter måtte skiftes ut. De fikk noen steder problemer med å få inn igjen kursen fordi sikringen var for liten til det strømforbruket som inntraff på en kald dag. Den nye nettleien som ble innført 1. juli 2022 kan kanskje løse dette problemet ved å gi insentiv til å redusere effektforbruket. Høye strømpriser reduserte forventet makslast med 10-15 % i 2022, så dette er en fleksibilitet som blir utløst av strømpriser. Hva skjer om Elvia og andre nettselskaper nå begynner å "tære på" disse 10-15 % ved å tilknytte mer? Kan vi forutse slike situasjoner og hvordan kan fleksibilitet hjelpe oss å håndtere slike situasjoner? Dette er en problemstilling som er veldig relevant for Elvia.

En annen case som er aktuell for Elvia, er tilknytning av ny industri. Det kan være kommunale ambisjoner om industrietableringer som ikke samsvarer med tilgjengelig kapasitet i nettet. Det er gunstig for nettselskap å se slike nytilknytninger i sammenheng med lokal produksjon (sol, vann), men dette kan være i konflikt med kommunale ambisjoner. Det er interessant å utforske en slik case i FlexOps: ny industri og fleksibilitet (særlig lokal produksjon). Store, nye punktlaster kan fort bli spesialtilfeller, men det kan forsøkes å lage en generell case. Noen nye industrier, som datasentere og batterifabrikker, har rask etableringstid og vil gjerne ha rask tilknytning. Det kan være etableringstid på 6 måneder, mens for en del andre industrier kan det ta flere år før produksjon starter opp. CCS (carbon capture and storage) tilknyttet et forbrenningsanlegg med kraftproduksjon, er en annen aktuell case hos Elvia.

NEK400 har nå krav til at nye hus skal være "ladeklare". Til tross for at hjemmelading går greit nå, så kan det bli utfordringer i fremtiden pga forventninger i samfunnet om at alle skal kunne gjøre alt de vil når de vil. Det kan være at nye bygg blir overdimensjonert sammenlignet med faktisk bruk. Dette kan etter noen år bli tilgjengelig kapasitet for nettselskapet om AMS-målinger viser at faktisk bruk er lavere enn det som ble dimensjonert. Fremtidens elbilladning er derfor også en relevant case for Elvia.

6.2 Mørenett

For Mørenett er nr 1 (hurtigladestasjon elbil), 2 (Hjemmeladning elbiler), 3 (Landstrømsforsyning) og 8 (elektrifisering av tungtransport, kollektivtransport..), tillegg 9 (småkraft) og 10 (etablering av ny industri) relevante først. Nummer 6 (elektrifisering av fiskeindustri) er litt lengre fram i tid. En kombinasjon av flere ting, som småkraft, spenningsproblematikk, lange radialer og ladestasjoner (1+5+9) er interessant å se på.

Når det gjelder nr 1 (hurtigladestasjoner elbiler), går relevante case både på kapasitets- og spenningsutfordringer. Det kan også sees i sammenheng med betinget tilknytning. Nr 2 (hjemmelading) er håndtering av fleksibilitet mot enkeltkunder interessant å ha som case. Hvordan håndtere innkobling/utkobling mot sluttkunden, spesielt knyttet til kommunikasjon? Landstrøm (nummer 3) er veldig aktuelt i Mørenett sitt område. Nummer 8 er elektrifisering av tungtransport/kollektivtransport og rollen til fleksibilitet i en slik sammenheng.

Ved redusert forsyningsikkerhet ønsker Mørenett at Kognitwin skal hjelpe til med å ha kontroll på de fleksible kundene og gi anbefalinger om hva som kan gjøres i en unormal situasjon.

6.3 Tensio

Nr 1 (hurtigladestasjon elbil) og 5 (nettområde med ikke tilstrekkelig spenningskvalitet) på "long list" er mest aktuell for Tensio. Det er hurtigladestasjoner for elbiler som blir tilknyttet med vilkår noen steder i Tensio pga kapasitetsutfordringer. Noen elbilladestasjoner har en gunstig sesongvariasjon, da de er mest besøk i sommerferien, som er lavlastperioder for nettselskapene. Men likevel er hurtigladestasjoner en interessant case å ta med i FlexOps, da det er andre kapasitetsutfordringer som ikke er sesongrelatert.

Industri på lang radial med spenningsproblemer er en aktuell case. Hvis det kommer mer last (kun løse planer akkurat nå i Tensio sitt nettområde) må det bygges nytt regionalnett, noe som kan gi et høyt anleggsbidrag. Tensio vurderer å installere batteri for å løse eksisterende spenningsproblemer som oppstår deler av deler av døgnet, noe som kan kombineres med fleksible kunder, hvis slike er lokalisert i det aktuelle området. I tillegg er det kunder i lavspent som har dårlig spenningskvalitet. En løsning for disse kan være en kombinasjon mellom fleksible naboer (hvis det finnes slike) og batteri.

Tensio skal kanskje installere neuroner fra Heimdall og KDI sier at informasjon fra disse kan vises i Kognitwin. Dette gir oversikt over kapasitet i linja nå og prediksjon av kapasiteten framover. Neuronene vil bli plassert i distribusjonsnettet. Informasjon fra neuron kan brukes til å predikere når man trenger å aktivere fleksibilitet.

6.4 Potensielle case for prosjektet

Basert på workshoper og samtaler med deltagerne i FlexOps-prosjektet våren 2022, er følgende tema mest relevante for prosjektet å se nærmere på:

- Elbillading (hurtiglading og hjemmelading)
- Tilknytning av ny industri
- Nettområde med ikke tilstrekkelig spenningskvalitet
- Kombinasjoner av case:
 - Småkraft, spenningsproblematikk, lange radialer og ladestasjoner
 - Industri på lang radial med spenningsproblemer

7 Referanseliste

- [1] I. B. Sperstad, 'Flexibility measures in active distribution grid planning', CINELDI / SINTEF Energy Research, project memo, 2021.
- [2] Hanne Vefsnmo, Tonje S. Hermansen, Gerd Kjølle, and Kjell Sand, 'Scenarier for fremtidens elektriske distribusjonsnett anno 2030-2040', CINELDI / SINTEF Energy Research, Trondheim, CINELDI report 01:2020. [Online]. Available: <https://hdl.handle.net/11250/2681944>
- [3] Reguleringsmyndigheten for energi (RME), 'Driften av kraftsystemet 2020', Reguleringsmyndigheten for energi, Oslo, RME Rapport nr. 3/2020, 2021. [Online]. Available: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nytt-fra-rme/nyheter-reguleringsmyndigheten-for-energi/lav-eksportkapasitet-fulle-magasiner-og-lave-priser-preget-driften-av-kraftsystemet-i-2020/>
- [4] CIGRE WG C6.11, 'Development and Operation of Active Distribution Networks', CIGRE, CIGRE Technical Brochure 457, 2011.
- [5] SINTEF Energi, *Planleggingsbok for kraftnett*. REN / SINTEF Energi, 2019.
- [6] Energi Norge, 'Håndbok Spenningskvalitet'. 2017. [Online]. Available: [U:\prosjekt\500106_Energisystemer\12X808_SPESNETT\01 Elektroniske verktøy https://www.sintef.no/projectweb/handbok_spenningskvalitet/](https://www.sintef.no/projectweb/handbok_spenningskvalitet/)
- [7] K. W. Høiem, V. Mathiesen, I. B. Sperstad, and H. Sæle, 'Mulighetsstudie – Bruk av fleksibilitetsressurser hos nettselskap', Energi Norge / CINELDI, 2021, 2021. [Online]. Available: <https://www.energinorge.no/publikasjoner/rapport/2021/mulighetsstudie-bruk-av-fleksibilitet-i-nettselskap/>
- [8] E. Vaahedi, *Practical power system operation*. Hoboken, New Jersey: IEEE Press/Wiley, 2014.
- [9] J. HU, G. YANG, K. KOK, Y. XUE, and H. W. BINDNER, 'Transactive control: a framework for operating power systems characterized by high penetration of distributed energy resources', *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 5, no. 3, pp. 451–464, May 2017, doi: 10.1007/s40565-016-0228-1.
- [10] M. Shahidehpour, F. Tinney, and Y. Fu, 'Impact of Security on Power Systems Operation', *Proc. IEEE*, vol. 93, no. 11, pp. 2013–2025, Nov. 2005, doi: 10.1109/JPROC.2005.857490.
- [11] A. J. van der Welle, R. Haffner, T. Slot, and S. Dijk, 'Options for future European Electricity System Operation', European Commission, 2015.
- [12] S. Karagiannopoulos, P. Aristidou, and G. Hug, 'Hybrid approach for planning and operating active distribution grids', *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 11, no. 3, pp. 685–695, 2017.
- [13] B. P. Swaminathan, *Operational Planning of Active Distribution Networks - Convex Relaxation under Uncertainty*. Université Grenoble Alpes, 2017. [Online]. Available: <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01690509/document>
- [14] Oxford University Press, 'Oxford Dictionary on Lexico.com', 2020. <https://www.lexico.com>
- [15] M. Z. Degefa, I. B. Sperstad, and H. Sæle, 'Comprehensive classifications and characterizations of power system flexibility resources', *Electric Power Systems Research*, vol. 194, p. 107022, 2021. doi: <https://doi.org/10.1016/j.epr.2021.107022>.
- [16] USEF, 'White paper: Flexibility Value Chain – update 2018', USEF Foundation, 2018. [Online]. Available: https://www.usef.energy/app/uploads/2018/11/USEF-White-paper-Flexibility-Value-Chain-2018-version-1.0_Oct18.pdf
- [17] G. Kjølle, K. Sand, and E. Gramme, 'Scenarios for the future electricity distribution grid', in *CIGRE 2021 Conference*, Geneva / virtual, 2021, p. Paper 0858.
- [18] G. Kara, A. Tomsgard, and H. Farahmand, 'Characterizing flexibility in power markets and systems', *Util. Policy*, vol. 75, p. 101349, Apr. 2022, doi: 10.1016/j.jup.2022.101349.
- [19] K. Knezović, M. Marinelli, A. Zecchino, P. B. Andersen, and C. Traeholt, 'Supporting involvement of electric vehicles in distribution grids: Lowering the barriers for a proactive integration', *Energy*, vol. 134, pp. 458–468, Sep. 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.06.075.

- [20] J. Villar, R. Bessa, and M. Matos, 'Flexibility products and markets: Literature review', *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 154, pp. 329–340, Jan. 2018, doi: 10.1016/j.epsr.2017.09.005.
- [21] T. Heggarty, J.-Y. Bourmaud, R. Girard, and G. Kariniotakis, 'Multi-temporal assessment of power system flexibility requirement', *Appl. Energy*, vol. 238, pp. 1327–1336, Mar. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.01.198.
- [22] A. Ulbig and G. Andersson, 'On operational flexibility in power systems', in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Jul. 2012, pp. 1–8. doi: 10.1109/PESGM.2012.6344676.
- [23] M. Koller, T. Borsche, A. Ulbig, and G. Andersson, 'Review of grid applications with the Zurich 1MW battery energy storage system', *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 120, pp. 128–135, Mar. 2015, doi: 10.1016/j.epsr.2014.06.023.
- [24] J. Hansen, J. Knudsen, and A. M. Annaswamy, 'Demand response in smart grids: Participants, challenges, and a taxonomy', in *53rd IEEE Conference on Decision and Control*, Dec. 2014, pp. 4045–4052. doi: 10.1109/CDC.2014.7040018.
- [25] B. Mohandes, M. S. E. Moursi, N. Hatziaargyriou, and S. E. Khatib, 'A Review of Power System Flexibility With High Penetration of Renewables', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, no. 4, pp. 3140–3155, Jul. 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2897727.
- [26] P. D. Lund, J. Lindgren, J. Mikkola, and J. Salpakari, 'Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity', *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 45, pp. 785–807, May 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.01.057.
- [27] N. Langrene, W. van Ackooij, and F. Breant, 'Dynamic Constraints for Aggregated Units: Formulation and Application', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 3, pp. 1349–1356, Aug. 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2089539.
- [28] P. Schott, J. Sedlmeir, N. Strobel, T. Weber, G. Fridgen, and E. Abele, 'A Generic Data Model for Describing Flexibility in Power Markets', *Energies*, vol. 12, no. 10, Art. no. 10, Jan. 2019, doi: 10.3390/en12101893.
- [29] R. G. Junker *et al.*, 'Characterizing the energy flexibility of buildings and districts', *Appl. Energy*, vol. 225, pp. 175–182, Sep. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.05.037.
- [30] Y. V. Makarov, C. Loutan, J. Ma, and P. de Mello, 'Operational Impacts of Wind Generation on California Power Systems', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 2, pp. 1039–1050, May 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2016364.
- [31] S. Goutte and P. Vassilopoulos, 'The value of flexibility in power markets', *Energy Policy*, vol. 125, pp. 347–357, Feb. 2019, doi: 10.1016/j.enpol.2018.10.024.
- [32] E. Hillberg, 'Flexibility needs in the future power system - Discussion paper', in *ISGAN Annex 6 Power T&D Systems*, 2019.
- [33] A. Zerrahn and W.-P. Schill, 'Long-run power storage requirements for high shares of renewables: review and a new model', *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 79, pp. 1518–1534, Nov. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.11.098.
- [34] N. G. Paterakis, O. Erdinç, and J. P. S. Catalão, 'An overview of Demand Response: Key-elements and international experience', *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 69, pp. 871–891, Mar. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.11.167.
- [35] T. B. Pedersen, L. Šikšnys, and B. Neupane, 'Modeling and Managing Energy Flexibility Using FlexOffers', in *2018 IEEE International Conference on Communications, Control, and Computing Technologies for Smart Grids (SmartGridComm)*, Oct. 2018, pp. 1–7. doi: 10.1109/SmartGridComm.2018.8587605.
- [36] L. Šikšnys, T. B. Pedersen, M. Aftab, and B. Neupane, 'Flexibility Modeling, Management, and Trading in Bottom-up Cellular Energy Systems', in *Proceedings of the Tenth ACM International Conference on Future Energy Systems*, New York, NY, USA, Jun. 2019, pp. 170–180. doi: 10.1145/3307772.3328296.



- [37] M. Rahmani-Andebili, 'Studying the Effects of Plug-In Electric Vehicles on the Real Power Markets Demand Considering the Technical and Social Aspects', in *Planning and Operation of Plug-In Electric Vehicles: Technical, Geographical, and Social Aspects*, M. Rahmani-Andebili, Ed. Cham: Springer International Publishing, 2019, pp. 1–21. doi: 10.1007/978-3-030-18022-5_1.
- [38] F. Bouffard and M. Ortega-Vazquez, 'The value of operational flexibility in power systems with significant wind power generation', in *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Jul. 2011, pp. 1–5. doi: 10.1109/PES.2011.6039031.
- [39] CEDEC, EDSO for Smart Grids, Eurelectric, and GEODE, 'Flexibility in the Energy Transition – A Toolbox for Electricity DSOs', CEDEC, 2018. [Online]. Available: <https://www.edsoforsmartgrids.eu/flexibility-in-the-energy-transition-a-toolbox-for-electricity-dsos/>
- [40] R. Chen, J. Wang, A. Botterud, and H. Sun, 'Wind Power Providing Flexible Ramp Product', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 3, pp. 2049–2061, May 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2603225.
- [41] C. Eid, P. Codani, Y. Perez, J. Reneses, and R. Hakvoort, 'Managing electric flexibility from Distributed Energy Resources: A review of incentives for market design', *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 64, pp. 237–247, Oct. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.06.008.
- [42] E. Lannoye, D. Flynn, and M. O'Malley, 'Power system flexibility assessment — State of the art', in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Jul. 2012, pp. 1–6. doi: 10.1109/PESGM.2012.6345375.
- [43] S. Klyapovskiy, S. You, H. Cai, and H. W. Bindner, 'Incorporate flexibility in distribution grid planning through a framework solution', *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 111, pp. 66–78, Oct. 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.03.069.
- [44] K. Heussen, S. Koch, A. Ulbig, and G. Andersson, 'Unified System-Level Modeling of Intermittent Renewable Energy Sources and Energy Storage for Power System Operation', *IEEE Syst. J.*, vol. 6, no. 1, pp. 140–151, Mar. 2012, doi: 10.1109/JSYST.2011.2163020.
- [45] 'Flexible Demand For Electricity and power: Barriers and Opportunities', Nordic Council of Ministers, Copenhagen, 2017.
- [46] J. Silva *et al.*, 'Estimating the Active and Reactive Power Flexibility Area at the TSO-DSO Interface', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 5, pp. 4741–4750, Sep. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2805765.
- [47] I. B. Sperstad, E. Solvang, and O. Gjerde, 'Framework and methodology for active distribution grid planning in Norway', *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems 2020*. 2020. doi: 10.1109/PMAPS47429.2020.9183711.
- [48] ISGAN Annex 6 Power T&D Systems, 'Flexibility needs in the future power system - Discussion paper', International Smart Grid Action Network (ISGAN), 2019. [Online]. Available: <http://www.iea-igsaw.org/flexibility-in-future-power-systems/>
- [49] CEER Flexibility Task Force, 'Principles for valuation of flexibility', Council of European Energy Regulators (CEER), Brussels, Position Paper C16-FTF-09–03, 2016. [Online]. Available: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/4a605bcf-9483-d5a0-67fb-368e75af30cd>
- [50] M. Istad, H. Sæle, S. Garnås, and M. G. Jaatun, 'Fleksibel nettdrift - Resultater fra piloter i FlexNett-prosjektet', SINTEF Energi AS, 2018:00496, 2018.
- [51] M. Marinelli *et al.*, 'Electric Vehicles Demonstration Projects - An Overview Across Europe', in *2020 55th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Sep. 2020, pp. 1–6. doi: 10.1109/UPEC49904.2020.9209862.
- [52] T. D. De Lima, J. F. Franco, F. Lezama, and J. Soares, 'A Specialized Long-term Distribution System Expansion Planning Method with the Integration of Distributed Energy Resources', *IEEE Access*, pp. 1–1, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3146799.
- [53] J. Bollerslev *et al.*, 'Coincidence Factors for Domestic EV Charging from Driving and Plug-in Behavior', *IEEE Trans. Transp. Electrification*, pp. 1–1, 2021, doi: 10.1109/TTE.2021.3088275.



- [54] H. Sæle and I. Petersen, 'Electric vehicles in Norway and the potential for demand response', in *2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Glasgow, UK, 2018. doi: 10.1109/UPEC.2018.8541926.
- [55] Å. L. Sørensen, K. B. Lindberg, I. Sartori, and I. Andresen, 'Analysis of residential EV energy flexibility potential based on real-world charging reports and smart meter data', *Energy Build.*, vol. 241, p. 110923, Jun. 2021, doi: 10.1016/j.enbuild.2021.110923.
- [56] S. Zaferanlouei, 'Integration of Electric Vehicles into Power Distribution Systems – The Norwegian Case Study', PhD thesis, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, 2020. [Online]. Available: <https://hdl.handle.net/11250/2683605>
- [57] M. Garau and B. N. Torsæter, 'Agent-Based Analysis of Spatial Flexibility in EV Charging Demand at Public Fast Charging Stations', in *2021 IEEE Madrid PowerTech*, Jun. 2021. doi: 10.1109/PowerTech46648.2021.9494818.
- [58] E. Haugen, K. Berg, B. N. Torsæter, and M. Korpås, 'Optimisation model with degradation for a battery energy storage system at an EV fast charging station', in *2021 IEEE Madrid PowerTech*, Jun. 2021. doi: 10.1109/PowerTech46648.2021.9494979.
- [59] Bellona, Siemens, Nelfo, and Elektroforeningen, 'Bedre klima og smartere økonomi, landstrøm i norske havner - en mulighetsstudie', 2016.
- [60] 'Enova støtter ni nye landstrøm-prosjekter', *Enova*, 2017. [Online]. Available: <https://presse.enova.no/pressreleases/enova-stoetter-ni-nye-landstroem-prosjekter-2325688>
- [61] M. Z. Degefa, H. Sæle, I. Petersen, and P. Ahcin, 'Data-driven Household Load Flexibility Modelling: Shiftable Atomic Load', in *2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, Oct. 2018. doi: 10.1109/ISGTEurope.2018.8571836.
- [62] E. Veldman, M. Gibescu, H. (J. G.) Sloopweg, and W. L. Kling, 'Scenario-based modelling of future residential electricity demands and assessing their impact on distribution grids', *Energy Policy*, vol. 56, pp. 233–247, May 2013, doi: 10.1016/j.enpol.2012.12.078.
- [63] B. Fjellidal, M. Fodstad, G. Rosenlund, H. Sæle, and M. Z. Degefa, 'Exploring household's flexibility of smart shifting atomic loads to improve power grid operation and cost efficiency', in *2020 17th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Sep. 2020. doi: 10.1109/EEM49802.2020.9221872.
- [64] H. Sæle and O. S. Grande, 'Demand Response From Household Customers: Experiences From a Pilot Study in Norway', *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 2, no. 1, pp. 102–109, Mar. 2011, doi: 10.1109/TSG.2010.2104165.
- [65] V. Lakshmanan, H. Sæle, and M. Z. Degefa, 'Electric water heater flexibility potential and activation impact in system operator perspective – Norwegian scenario case study', *Energy*, vol. 236, p. 121490, Dec. 2021, doi: 10.1016/j.energy.2021.121490.
- [66] H. Sæle, 'The impact and flexibility of PV based customers 58° North and beyond - Results from the FlexNett project', SINTEF Energi, Unrestricted 2018:00495, 2018.
- [67] I. Birkeland, I. Fløtre, L.-A. Bergland, and O. Skeie, 'Batterier i distribusjonsnettet', Norges vassdrags- og energidirektorat, Oslo, rapport fra sommerprosjekt 2020, 2020.
- [68] M. R. Brubæk and M. Korpås, 'A Norwegian Case Study on Battery Storage as Alternative to Grid Reinforcement', in *2021 IEEE Madrid PowerTech*, Jun. 2021. doi: 10.1109/PowerTech46648.2021.9495054.
- [69] M. Z. Degefa, H. Sæle, J. A. Foosnaes, and E. Thorshaug, 'Seasonally variant deployment of electric battery storage systems in active distribution networks', *CIREN - Open Access Proc. J.*, vol. 2017, no. 1, pp. 1975–1979, Oct. 2017, doi: 10.1049/oap-cired.2017.0757.
- [70] DNV GL, 'Batterier i distribusjonsnettet', Norges vassdrags- og energidirektorat, Report Rapport nr 2-2018, 2018. [Online]. Available: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nytt-fra-rme/nyheter-reguleringsmyndigheten-for-energi/bor-nettselskapene-fa-eie-batterier/>