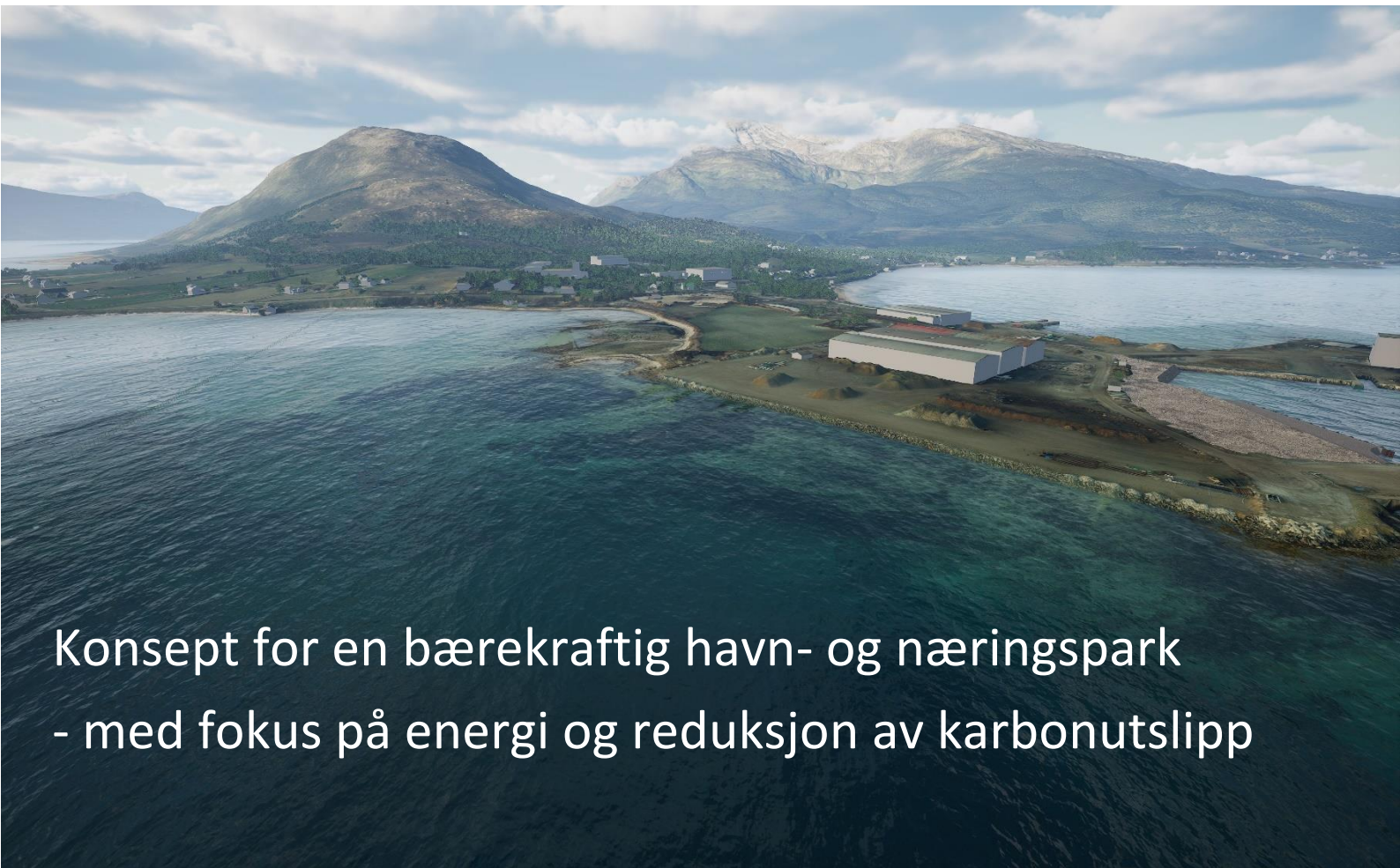


Sluttrapport Troms Holding



Konsept for en bærekraftig havn- og næringspark
- med fokus på energi og reduksjon av karbonutslipp

Table of Contents

1. Innledning	3
1.1. Visjon og målsettinger	3
2. Metodologi	5
2.1. Innsamling og analyse av energidata	5
2.2. Analyse av innovative energiløsninger.....	8
Energiløsning Rødskjær	8
Lokal fornybar energiproduksjon	9
Energisystemets hovedelementer	9
Elektrisk tungtransport	11
2.3. Forretningsmodeller.....	12
2.4. Lovverk og regulatoriske forhold	15
2.5. Hovedscenarier for integrering av LES i distribusjonssystemet	22
2.6. Prosjektledelse og kommunikasjon	24
3. Konklusjon og anbefalinger	25

1. Innledning

Denne rapporten presenterer resultatene fra prosjektet «*Konsept for en bærekraftig havn- og næringspark med fokus på energi og reduksjon av karbonutslipp*», gjennomført i samarbeid mellom Harstad kommune, Smart Innovation Norway, Noranett og EIDA Energy, med støtte fra Troms Holding.

Prosjektets hovedmål har vært å utvikle et kunnskapsbasert grunnlag for hvordan Rødskjær kan etableres som en fremtidsrettet havn- og næringspark. Fokus har vært rettet mot energieffektivitet, fleksible energiløsninger og reduksjon av karbonutslipp – i tråd med nasjonale og regionale mål for grønn omstilling. Et sentralt element har også vært å utforske muligheter for samspill mellom aktører i parken, med tanke på energiutnyttelse.

Siden Rødskjær havn- og næringsparken ennå ikke er ferdig etablert, har prosjektet gjennomført analyser av energidata fra eksisterende næringsaktivitet i Harstad (Stagnes næringspark), simuleringer av energiscenarier for Rødskjær, vurderinger av tekniske og juridiske forutsetninger, samt dialog og kunnskapsdeling med sentrale aktører som Noranett og Nordlaks. Prosjektet har levert i henhold til de kontraktfestede målene, og har gitt konkrete anbefalinger for videre utvikling av området som et bærekraftig knutepunkt for næring og transport.

Denne sluttrapporten sammenfatter de viktigste funnene, vurderingene og anbefalingene som grunnlag for videre planlegging og beslutninger.

1.1. Visjon og målsettinger

Rødskjær havn- og næringspark er et regionalt utviklingsprosjekt i Harstad med mål om å etablere en strategisk industriell hub for fremtidsrettede næringer som havbruk, transport og logistikk, bygg og anlegg, gjenvinning, energidistribusjon og maritim industri. Med fokus på nullutslippsløsninger, sirkulær økonomi og industriell symbiose, skal området tilby moderne fasiliteter for energieffektiv drift og samarbeid mellom ulike aktører. Rødskjær er strategisk plassert og planlegges som en sentral drivkraft for grønn omstilling og regional verdiskaping i Nord-Norge.

Mange industri-og næringsparker i Norge, inkludert Rødskjær, står overfor store utfordringer knyttet til begrenset kapasitet i strømmettet. Etterspørselen etter elektrisk kraft øker raskt i takt med elektrifisering, nyetableringer og grønne omstillingsprosesser, men nettselskapene har ikke alltid mulighet til å bygge ut infrastrukturen raskt nok til å møte behovene. Dette fører til flaskehalsar som kan forsinke utvikling, øke kostnader og begrense konkurransevnen¹.

Ifølge NVE er flere områder i landet allerede "nettkritiske", og behovet for lokal fleksibilitet og produksjon er økende ([NVE, 2023](#)). I tillegg påpeker Statnett at utbyggingstakten for strømmettet i Norge må økes betydelig for å møte fremtidige behov, og at lokal energiproduksjon og energilagring vil spille en viktig rolle i avlastning av nettet ([Statnett, 2024](#)). Derfor er det avgjørende å ta i bruk nye energiløsninger som lokal produksjon av fornybar energi, energilagring og fleksible forbrukssystemer. Slike tiltak gjør det mulig å håndtere forbrukstopper, redusere belastningen på nettet og sikre stabil energiforsyning, samtidig som de legger til rette for bærekraftig vekst og mer resilient energibruk i industrien.

Ved å fokusere på energieffektiv infrastruktur, lokal energiproduksjon og energilagring, posisjonerer Rødskjær seg som en fremtidsrettet aktør som tar hensyn til de strukturelle utfordringene i det norske strømmettet. Dette gjenspeiles i planene for næringsparken, hvor utviklingen av nye energiløsninger er en integrert del av både visjon og gjennomføringsstrategi.

Prosjektet inkluderer konkrete tiltak som fleksible energisystemer og energilagring, blant annet bruk av batterier for å håndtere forbrukstopper og bidra med frekvensstøtte – spesielt viktig i et fremtidig system med uregulerbare energikilder som sol og vind. Det legges til rette for en lavutslipps og energieffektiv infrastruktur, der smarte bygg og tekniske løsninger skal redusere det totale energibehovet. Prosjektet viser dermed en tydelig forståelse av at lokale og fleksible energiløsninger ikke bare er ønskelige, men nødvendige, særlig i en tid hvor kostnader og arealbehov for nettutbygging øker.

¹ [Slår alarm om mangelen på strømmettet – NRK Norge – Oversikt over nyheter fra ulike deler av landet](#)

2. Metodologi

Som Rødskjær havn- og næringsparken er ikke ennå etablert, målet er å etablere en realistisk forståelse av energibruken i en etablert næringspark i Harstad, Stangnes, som et sammenligningsgrunnlag for fremtidige energiløsninger ved Rødskjær. Ved å samle inn og analysere timesdata for elektrisitetsforbruk fra åtte ulike bedrifter i Stangnes næringspark, ønsket prosjektet å identifisere karakteristiske forbruksmønstre og vurdere hvilke teknologier for lokal energiproduksjon og lagring som vil kunne være økonomisk gjennomførbare under norske forhold. Dette inkluderte simuleringer og optimaliseringsanalyser av solceller og batterilagring, med realistiske prisantakelser og produksjonsdata tilpasset lokale forhold i Harstad-regionen.

2.1. Innsamling og analyse av energidata

Analyse av energidata – Stangnes næringspark

Stangnes næringspark i Harstad er et sentralt industri- og logistikkområde lokalisert på en halvøy sørøst for Harstad sentrum. Området ble utviklet på 1980-tallet, opprinnelig for å støtte oljeindustrien i Barentshavet, og har siden utviklet seg til et mangfoldig næringsområde med betydelig infrastruktur. Stangnes næringspark huser en rekke bedrifter innen ulike sektorer og fungerer som et viktig industri- og logistikkområde for Harstad-regionen. Området har en bred nærings sammensetning som inkluderer bilforhandlere, lager- og logistikkvirksomheter, byggevarehandel, entreprenør- og utleieselskaper samt aktører innen avfallshåndtering og gjenvinning.

Energiforbruksdata fra åtte bedrifter i Stangnes næringspark er samlet inn og analysert med hensyn til energiforbruk. Datasettet inkluderer timesverdier for elektrisitetsforbruk hentet fra Elhub. Andre typer energiforbruksdata er ikke brukt i denne analysen. Blant de åtte bedriftene har syv et relativt lavt energiforbruk med en typisk forbruksprofil som viser mest forbruk på dagtid i hverdager. Den siste bedriften har et høyt energiforbruk som enten er jevnt over tid eller tilnærmet null. Forbruket til denne bedriften korrelerer ikke med normale arbeidstider.

Energidataene er analysert for å vurdere lønnsomheten av å installere solceller og/eller batterier for å redusere energikostnader. Wattscouts system og Open Plan ble brukt for optimalisering.

Modellen er basert på forbruksdata fra Stangnes i 2023, med optimalisering av batteri- og solcelleinstallasjoner basert på økonomisk lønnsomhet.

Priser for batterisystemer og solceller ble innhentet fra norske leverandører. Disse prisene er vesentlig høyere enn internasjonale prisnivåer, men reflekterer kostnadene for aktuelle installasjoner i Norge i 2024. Solinnstrålingsdata ble hentet fra lokasjonen på Rødskjær for samme periode som forbruksdataene.

Faste parametere for simuleringen er vist i tabellen nedenfor.

Parameter	Verdi
Batterikostnad	3600 NOK/kW
Batterieffektivitet	90 %
Batteri, min. og maks. SOC	10 %
Invertereffektivitet solceller	80 %
Solcellekostnad (flate industritak)	6000–8000 NOK/kWp

Table 1 Faste parametere under simulering i Open Plan

Simuleringene ble utført for flere scenarier basert på forbruksdata med og uten den største forbrukeren (fiskeindustrien) og energipriser på tre ulike nivåer: 2023-priser, samt økning på 50 % og 100 % fra 2023.

Resultat

Tabellen nedenfor viser resultatene fra analysen av lønnsomheten ved å installere solcelleanlegg på ulike bygningskategorier i Stangnes næringspark, basert på variasjoner i energipriser og hvorvidt fiskeindustrien er inkludert eller ikke. For hvert scenario er break-even-punktet for investeringen i solenergi beregnet, samt en vurdering av hvorvidt tiltaket er gjennomførbart under realistiske forhold. Ingen av scenarioene inkluderer bruk av batterilagring.

Scenario	Bygningskategori	Energiprisnivå	Break-even (NOK/kWp)	Gjennomførbarhet	Batteri installert
1	Alle bygninger	Historiske priser	~3700	Ikke gjennomførbart	Nei

2	Uten fiskeindustri	Historiske priser		~3800	Ikke gjennomførbart	Nei
3	Alle bygninger	+50 prisøkning	%	~5500	Ikke gjennomførbart	Nei
4	Uten fiskeindustri	+50 prisøkning	%	~5500	Ikke gjennomførbart	Nei
5	Alle bygninger	+100 prisøkning	%	~7500	Kanskje gjennomførbart?	Nei
6	Uten fiskeindustri	+100 prisøkning	%	~7500	Kanskje gjennomførbart?	Nei

Konklusjon

Analysen viser at energibruken i seg selv har mindre innflytelse på gjennomførbarheten av solcelleanlegg enn først antatt. Det er i hovedsak energiprisene og kostnaden per installert kW solcellekapasitet som har størst betydning for den økonomiske lønnsomheten. Installering av batterisystemer fremstår som lite lønnsomt under dagens markedsforhold. Det er også viktig å merke seg at planleggings- og vedlikeholdskostnader ikke er inkludert i beregningene, noe som ville ha forverret lønnsomheten ytterligere. Selv i de scenariene hvor solcelleanlegg er i nærheten av å være lønnsomme, er det kun snakk om relativt små installasjoner, typisk i størrelsesorden 300–500 kWp.

Merk: Disse scenarioene er basert på optimistiske antagelser om solcelleproduksjon, inkludert perfekt vinkel og helning for panelene. Dette gir en god indikasjon, men er kanskje ikke fullt realistisk.

Den maksimale energitilgangen på Rødskjær er 15 MW. Selv med fiskeindustrien inkludert er maksimal belastning på ~1,9 MW. Dette betyr at grensen ikke vil bli overskredet uten betydelig tilvekst av energikrevende virksomheter. Lønnsomheten for solceller og batterier avhenger derfor primært av alternative energikostnader, som strømpriser. Selv med en dobling av prisene fra 2023 er alternativkostnadene for lave til å rettferdiggjøre egenproduksjon.

Dersom effektgrensen i parken overskrides ved etablering av energikrevende virksomheter, vil solcelleanlegg eller andre former for energiproduksjon og lagring bli nødvendige og få helt andre rammebetingelser.

2.2. Analyse av innovative energiløsninger

Planleggingen av energiløsningen for Rødskjær havn- og næringspark skjer i en tidlig fase, hvor det ennå ikke er klart hvilke aktører som vil etablere seg i området og hva deres konkrete energibehov vil være. Nettkapasiteten i regionen er begrenset, og det er derfor avgjørende å utvikle et fleksibelt og fremtidsrettet energisystem som kan tilpasses ulike typer virksomheter og varierende effektbehov. Målet er å legge til rette for energieffektive og utslippsfrie løsninger som både reduserer klimafotavtrykket og gir stabil energiforsyning.

Dette kapittelet presenterer ulike tiltak og teknologier som kan inngå i en helhetlig energistrategi for Rødskjær, inkludert laststyring, lokal energilagring, termiske systemer, bruk av overskuddsressurser som fiskeavfall til biogassproduksjon, og tilrettelegging for elektrisk tungtransport. Til sammen skal disse løsningene bidra til å møte både kortsiktige og langsiktige behov i næringsparken, samtidig som de støtter opp under robuste energisystemer.

Energiløsning Rødskjær

I planleggingen av industriparken er det avgjørende å bygge fleksibilitet og fremtidssikring inn i energisystemet før man vet hvilke kunder som vil etablere seg og hvilket effekt- og energibehov de vil ha. Dette sikrer at parken kan tilpasses ulike behov og skape attraktive forhold for potensielle leietakere. For å utnytte den begrensede elektriske effekten til Rødskjær på best mulig måte og minimere unødvendig bruk av energi, kan følgende tiltak vurderes:

Bruk av fleksibilitet og laststyring

- **Laststyring:** Implementer et energistyringssystem som dynamisk kan regulere energibruken basert på tilgjengelig effekt. Dette kan inkludere forskyvning av energikrevende aktiviteter til perioder med lavere belastning.
- **Smart lading:** Planlegg lading av batterisystemer og elektriske kjøretøy på tider med minst etterspørsel, for eksempel om natten eller når forbruket er lavt.
- **Sekvensiell drift:** Unngå samtidighet i energikrevende prosesser ved å kjøre utstyr sekvensielt i stedet for parallelt. Dette reduserer toppbelastningene.

Energioptimalisering av bygninger og prosesser

- **Effektiv energibruk i bygninger:** Oppgrader isolasjon, bruk energieffektive varmepumper, og bruk behovsstyrt ventilasjon for å minimere energitap.
- **Varmegjenvinning:** Bruk spillvarme fra industrielle prosesser til oppvarming, eller til å drive andre termiske prosesser.

Energilagring og lokal balansering

- **Batterisystemer:** Bruk batterier til å lagre energi når effekt er tilgjengelig, og levere strøm under høylastperioder. Dette reduserer effekttopper og sikrer bedre bruk av tilgjengelig kapasitet.
- **Termisk lagring:** Installer termiske energilagringssystemer som kan lagre varme eller kjøling produsert i lavlastperioder for bruk senere, og dermed redusere elektrisitetsbehovet i høylastperioder.

Automatisering og styringssystem

- **Energiovervåkning:** Implementer et digitalt overvåkingssystem som kontinuerlig overvåker energiforbruket og identifiserer muligheter for reduksjon.
- **Automatiserte styringssystemer:** Bruk styringssystemer med automatisk som prioriterer kritiske laster og slår av eller reduserer strømtilførselen til mindre viktige laster. Styringssystemet bør kontinuerlig overvåde effektgrensen til området.

Lokal fornybar energiproduksjon

Det er flere begrensinger for lokal produksjon av energi på Rødskjær industripark. Solceller vil være vanskelig å få økonomisk lønnsomt og det gir ingen reduksjon av effekttopper vinterstid når det forventes at effektbegrensing vil være størst. Vindkraft kan heller ikke gi garantert effekt og periodene med lav vind kan være relativt lenge. Derfor vil det være vanskelig å få realisert fornybar elektrisitetsproduksjon som vil være økonomisk lønnsom eller gi et bidrag til å redusere en eventuell effektutfordring. Dog er det flere tiltak som kan gjøres som sammen gir et lavere effektbehov og et godt helhetlig energisystem.

Energisystemets hovedelementer

De tre viktigste tiltakene for et energisystem på Rødskjær som bør ses på i en omfattende mulighetsstudie er; 1) varmepumper for oppvarming og kjøling, 2) biobrenselbasert, f.eks.

biogass, oppvarming, 3) utnytte overskuddsvarme fra industri, eventuelt i kombinasjon med varmepumper.

Uten å vite i detalj hvordan energibehovet er til Nordlaks og Asko kan det forventes et behov for både varme og kjøling og eventuelt avfall biologisk avfall fra Nordlaks som kan være råstoff til et biogassanlegg. Et mulig energisystem basert på de antagelsene er skissert nedenfor:

Varmepumper for kjøle- og varmebehov

- Varmepumper kan brukes for å dekke både kjøle- og varmebehov. Enten med sjø eller grunnvarme som basiskilde.
- Varmen kan brukes til oppvarming av kontorbygg eller andre prosesser.
- Gjenvinning av overskuddsvarme fra kjøleanlegg eller industriprosesser gjennom varmepumper. Bruk av varmepumper til å oppgradere lavtemperaturvarme fra kjøleprosesser til høye temperaturer for prosessvarme eller oppvarming.

Biogassproduksjon fra fiskeavfall

- Avfall fra fiskeindustrien kan benyttes for biogassproduksjon.
- Ved anaerob nedbrytning av fiskeavfallet i en biogassreaktor produseres metan og en næringsrik biorest.

Bruksområder for biogassen

- Biogass kan brennes i en gassmotor for lokal produksjon av elektrisitet, som brukes til drift av varmepumper eller andre elektriske systemer.
- Den termiske energien fra forbrenningen kan integreres i et vannbasert nærvarmesystem på Rødskjær.
- Oppgradert biogass kan brukes som drivstoff for kjøretøy.
- Den næringsrike bioresten kan brukes som gjødsel i landbruket, og dette styrker den sirkulære økonomien.

Termisk energilagring

- Termiske lagringsenheter kan brukes for å lagre overskuddsvarme fra biogassforbrenning og varmepumper, slik at varmebehovet dekkes jevnt over tid.

Integrasjon i et nærvarmesystem

- Et distribusjonsnett for varme kan levere varme fra biogassanlegget og varmepumper til kontorer, produksjonsanlegg, og eventuelle boliger i området

Hvis avfallet lokalt, eller tilgjengelig fra andre steder, er for lite for at det skal være lønnsomt med eget biogassanlegg kan en egen biobrenselkjel brukes for lokal varmeproduksjon.

Elektrisk tungtransport

Rødskjær forventes å ha et betydelig fremtidig behov for depot- og natllading av elektriske kjøretøy. Dette vil ha stor innvirkning på både effekt- og energibehovet i industriparken, og det er derfor avgjørende å inkludere dette i designet av det overordnede energisystemet.

For å belyse utfordringene er det gjennomført en enkel analyse for å estimere nødvendig effektkapasitet og det totale energiforbruket som ladingen kan medføre. Ettersom det ikke foreligger konkrete data om antall kjøretøy som forventes til Rødskjær, er beregningene basert på ulike scenarier med varierende kjøretøymengde. Analysen tar utgangspunkt i behovene for regionaltransport, der flertallet av kjøretøyene krever depotlading, mens en mindre andel lader på nattestid.

Et eksempel kjøretøy i beregningene er Scania lastebil med en batterikapasitet på 624 kWh og en rekkevidde på cirka 360 km, avhengig av nyttelast. Denne rekkevidden tilsvarer omtrent 4,5 timers kjøretid ved en gjennomsnittshastighet på 80 km/t, som også samsvarer med lovbestemte kjøretidspauser.

Dimensjonering av ladeutstyr

For depotlading brukes CCS2-ladere med en effekt på 375 kW. Det antas at MCS (Megawatt Charging System) vil bli den kommende standarden for slike løsninger. Dimensjoneringen av ladeinfrastrukturen er basert på anbefalinger fra DNV (2021), samt erfaringer fra lignende anlegg, som ASKO sitt depot på Vestby. Her benyttes 375 kW-ladere som referanse.

Table 2 Dimensjoneringen av ladeinfrastruktur

Kjøretøytype	Forventet batterikapasitet	Dimensjonering av ladeinfrastruktur			
		På depot/terminal		Offentlig	
		Natt/Normal	Hurtig	Natt/Normal	Hurtig
Buss K2	300-500 kWh	50-150 kW CCS	150/350 kW CCS		350 kW CCS
Buss K3	300-500 kWh	50-150 kW CCS	150/350 kW CCS		350 kW CCS
Lastebil N2	100-200 kWh	22 kW AC/50 kW CCS	150 kW CCS	50-150 kW CCS	350 kW CCS
Lastebil N3	200-600 kWh	50-150 kW CCS	150 kW CCS	50-150 kW CCS	350 kW CCS

Ladebehovet fra 10 % til 83 % batterinivå er beregnet til 380 kWh. En lader med en effekt på 350 kW vil kreve 65 minutter for å dekke dette behovet. Alternativt vil en 45 minutters hviletidslading tilføre cirka 262 kWh, noe som gir en kjørelengde som er tilstrekkelig for regionaltransport til destinasjoner som Tromsø eller Bodø (rundt 280 km).

Ladebehovet fordeler seg ujevnt gjennom døgnet. Typisk vil behovet være høyest på ettermiddagen, mens det er lavere på øvrige tidspunkter. Et eksempel fra et anlegg med flere lastebiler som driver regionaltransport viser en tydelig ladepeak på ettermiddagen, noe som reflekterer vanlig kjøremønster. Denne ettermiddagsbelastningen må tas i betraktning når energisystemet dimensjoneres.

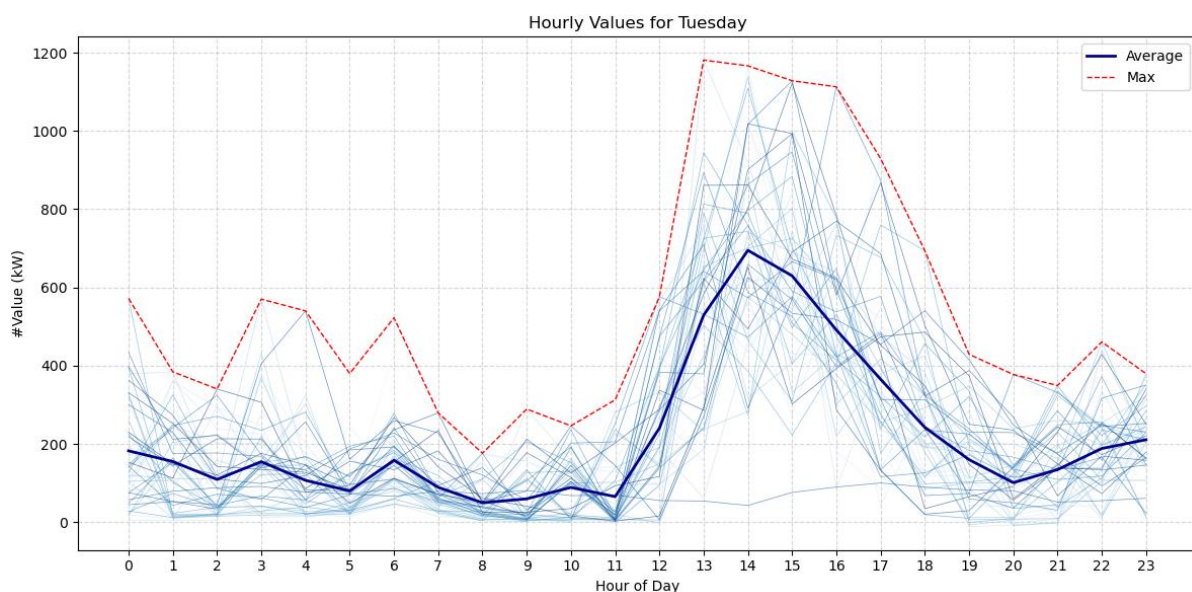


Figure 1 Ladebehovet i et døgn

For å håndtere toppbelastninger og redusere maksimalt effektforbruk, kan installasjon av batterilagringsystemer være en effektiv løsning. Riktig dimensjonerte batterier vil kunne jevne ut effekttopper og gi betydelige fordeler for både energisystemet og kostnadsbildet..

2.3. Forretningsmodeller

Det finnes noen eksempler hvor man ser på industriparken som en enhet og samlet enhet rundt energispørsmål. Dette for at alle sammen ikke skal tenke på seg selv, men heller fokusere på det totale behovet rundt seg. I mange tilfeller ser man at tildelt energi ikke nødvendigvis korresponderer med det faktiske behovet hos bedriftene. Det vil derfor være nødvendig å se på en forretningsmodell rundt industriparken som håndterer energien. Dette kan være en *industriparkoperatør*.

Industriparkoperatør har følgende formål:

1. Optimalisere lokalt energiforbruk
2. Optimalisere produksjon
3. Delta i fleksibilitetsmarked
4. Styrke samarbeid, innovasjon og verdiskapning rundt energispørsmål

Industriparkoperatørens nøkkelfunksjoner

Et fremtidig energikonsept for Rødskjær bør legge til rette for lokal optimalisering av energi gjennom balansering av produksjon og forbruk. Samtidig bør energien kunne gjøres tilgjengelig i fleksibilitetsmarkedet for å redusere kostnader for både eiere og leietakere. En viktig fordel vil være å oppnå kostnadsbesparelser gjennom kollektivt innkjøp av energi, der stordriftsfordeler kan gi bedre priser enn det den enkelte bedrift ville fått alene. Ved å integrere lokal energiproduksjon reduseres dessuten avhengigheten av eksterne leverandører.

En slik modell forutsetter etablering av en aggregatorrolle som kan fungere som et mellomledd mellom industriparken og kraftleverandørene. Denne aktøren vil ha ansvar for å tilpasse kraftavtaler og energitjenester til parkens spesifikke behov og samtidig tilby fleksible, skreddersydde energikontrakter til bedriftene som er lokalisert der. Det gir også muligheter for å inkludere opprinnelsesgarantier som dokumenterer hvor energien kommer fra, og for å håndtere krav til EU-taksonomi-rapportering på vegne av parken og dens virksomheter.

Et velfungerende energikonsept må også kunne håndtere prisvolatilitet i markedet. Dette innebærer å optimalisere energikostnadene ved å balansere eget forbruk og produksjon opp mot strømpriser og nettleie, samt å vurdere strategier for salg av overskuddsenergi eller intern bruk. Det er viktig at industriparkoperatøren fungerer som pådriver for utvikling av lokale fornybare energikilder og på vegne av parken initierer og eventuelt eier slike energiprosjekter.

For å lykkes med dette er rask implementering av optimaliseringsløsninger og ny teknologi avgjørende. Den samlede energikompetansen som bygges opp i parken bør benyttes på tvers av bedriftene og forvaltes av industriparkoperatøren. Energi blir dermed ikke bare et produkt, men en strategisk verdi som styrker både parkens interne miljø og dens rolle i det omkringliggende samfunnet.

Underleverandørens ansvarsområder

For å sikre en effektiv og bærekraftig energistyring i Rødskjær næringspark, er det avgjørende å utvikle et energikonsept som integrerer lokal produksjon, fleksibilitet og samspill mellom aktørene. Det innebærer å optimalisere energibruken ved å balansere produksjon og forbruk lokalt, samtidig som man åpner for deltagelse i fleksibilitetsmarkedet. Dette kan redusere de samlede energikostnadene og skape mer forutsigbare rammevilkår for bedriftene i parken.

Gjennom felles energikjøp kan industriparken oppnå stordriftsfordeler som gir lavere priser enn det den enkelte aktør ville klart på egenhånd. Ved å kombinere dette med lokal energiproduksjon styrkes også robustheten mot svingninger i markedet og avhengigheten av eksterne leverandører reduseres. I denne sammenhengen kan en aggregator spille en sentral rolle som koordinator og forhandler mellom industriparken og energimarkedet. En slik aktør kan inngå og forvalte kraftavtaler som er tilpasset parkens behov, og tilby bedriftene fleksible, målrettede energikontrakter.

Videre gir et sentralisert energisystem mulighet for å dokumentere energikildenes opprinnelse, noe som er viktig for virksomheter som er underlagt krav til bærekraftsrapportering og EU-taksonomi. Samtidig kan industriparkoperatøren påta seg ansvaret for å rapportere på vegne av parkens aktører og forvalte disse prosessene mer effektivt enn det den enkelte bedrift kan gjøre alene.

Et moderne energikonsept må også håndtere markedets volatilitet. Det innebærer å kontinuerlig optimalisere produksjon og forbruk i takt med variasjoner i strømpriser og nettleie, samt vurdere hvorvidt det er mest lønnsomt å selge overskuddsenergi ut i markedet eller bruke den internt i parken. Operatøren bør samtidig være en aktiv pådriver for etablering av nye lokale fornybare energikilder og kunne ta eierskap eller forvaltningsansvar for slike prosjekter til fellesskapets beste.

Til slutt er kompetansedeling sentralt. Energiforståelsen som bygges opp i parken må utnyttes på tvers av virksomhetene og samles i en felles forvaltningsstruktur. Dette gir ikke bare bedre teknisk og økonomisk optimalisering, men bidrar også til å utvikle energi fra å være en ren innsatsfaktor til å bli en strategisk verdi som skaper konkurransekraft og miljøgevinst – både internt i parken og for omgivelsene rundt.

Fordeler med denne modellen:

- o **Lokal verdiskapning**

- Etablere og drifte lokale energiselskap som styrker den lokale regionale økonomien
- **Felles innsats for lavere kostnader**
 - Samlet energikjøp gir stordriftsfordeler reduserte priser for alle bedrifter i parken
- **Verdikjede**
 - Industriparken er en del av en større verdikjede som ikke bare reduserer fotavtrykk, men også kan bidra til samfunnet ved å tilgjengeliggjøre energi når samfunnet rundt også har behov for dette
- **Miljøgevinster**
 - Reduserte karbonavtrykk og samlet rapportering for hele parken kan også være med å belyse og være en forgjenger i markedet som viser hvordan industriparker skal gjøre det

Ved å etablere et selskap i samarbeid mellom industriparken og en underleverandører, kan modellen sikre lavere energikostnader, økt lokal verdiskapning, og rask overgang til fornybare energikilder. Plattformen og kunnskapshuset skaper synergier som styrker både lokale og regionale industriparker, samtidig som den bidrar til å oppfylle bærekraftmål og redusere karbonavtrykk.

2.4. Lowverk og regulatoriske forhold

Dette kapittelet ser nærmere på spesifikke deler av det juridiske og regulatoriske landskapet som er relevant for utvikling av lokale energisystemer innenfor et avgrenset område, med særlig fokus på Energiloven og tilhørende forskrifter.

Energiloven¹ er en overordnet lov vedtatt av Stortinget som regulerer produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi, herunder elektrisk kraft og fjernvarme i Norge. Loven har som formål å sikre en samfunnsmessig rasjonell energiforsyning, som ivaretar både økonomiske, miljømessige og sosiale hensyn. Det er viktig å merke seg at loven *«ikke gjelder anlegg som bare produserer og fremfører varmeenergi til egen næringsvirksomhet»* (§ 1-1) For lokale energisystemer er dette skillet viktig, da det definerer hvilke energianlegg som faller inn under loven, og dermed hvilke som krever tillatelser eller følger spesifikke reguleringer. Departementet har også myndighet til å begrense lovens

anvendelse for visse virksomheter, noe som kan være relevant for de som utvikler nye energiløsninger.

Energilovforskriften² er en detaljert forskrift utarbeidet av offentlige myndigheter med hjemmel i energiloven. Den gir spesifikke bestemmelser om hvordan energiloven skal gjennomføres i praksis, inkludert krav til planlegging, bygging, eierskap og drift av energianlegg.

For prosjektets arbeidspakke 3, er det viktig å forstå hvordan disse lovene og forskriftene påvirker utviklingen av lokale energisystemer. Regelverket setter rammer for produksjon, distribusjon og salg av energi, og vil direkte påvirke:

- Konsesjonsbehov: Hvilke konsesjoner er nødvendige for å etablere og drifte lokale energisystemer?
- Nettilknytning: Hvordan sikres tilknytning til eksisterende infrastruktur, og hvilke kostnader medfører dette?
- Deling av fornybar energi: Hvilke regler gjelder for deling av overskuddsproduksjon av fornybar energi, og hvordan kan avgiftsfritak benyttes?
- Forretningsmodeller: Hvordan kan forretningsmodeller utformes innenfor de regulatoriske rammene?
- Rapporteringskrav: Hvilke rapporteringskrav gjelder for energisystemene?
- "Showstopperer": Hvilke regulatoriske forhold kan hindre realisering av lokale energisystemer?

Konsesjonsbehov

Som hovedregel må man ha konsesjon for å bygge, eie eller drive anlegg knyttet til produksjon, konvertering, overføring eller distribusjon av elektrisk energi, i henhold til § 3-1 i energiloven. Det er Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) som behandler slike søknader. Om det er behov for konsesjon avhenger ofte av anleggets spenning og installert effekt.

Ifølge § 3-1 i energilovforskriften gjelder konsesjonsplikten for elektriske anlegg med spenning over 1000 V for vekselstrøm og 1500 V for likestrøm. Anlegg med lavere spenning, som

fordeler strøm frem til kundens tilknytningspunkt, er som utgangspunkt konsesjonspliktige – med enkelte unntak:

- Lavspenningsanlegg som er spesialtilpasset én kunde og brukes kun av denne (for eksempel på et industriområde, gårdsbruk eller lignende), er ikke omfattet av konsesjonsplikten. NVE understreker at dette også inkluderer veilysanlegg.
- Det er også unntak for fordelingsnett som er laget for å levere strøm fra lokal produksjon til forbrukere, så lenge den samlede sikringskapasiteten ikke overstiger 200 A ved 230 V og trefase. Slike systemer brukes ofte der lokal strømproduksjon distribueres direkte uten å gå via større nett.

Men dersom et kundespesifikt lavspenningsanlegg krysser eiendom som ikke tilhører kunden, er det likevel konsesjonspliktig. Eksempler kan være kabler som går via fellesarealer eller som må passere naboens grunn – selv om både avsender og mottaker er samme eier.

Dersom utbyggingen krever høyspenningsanlegg (spenning over 1 kV), enten etablert av utbygger eller områdekonsesjonær (lokalt nettselskap), blir hele anlegget konsesjonspliktig etter § 3-1. Små kraftverk som kan kobles til eksisterende lavspenningsnett uten behov for nettforsterkning, slipper denne plikten, men kan likevel være søknadspliktige etter plan- og bygningsloven.

Etter tredje ledd i energilovforskriften § 3-1 gjelder konsesjonsplikten også for nye lavspenningsanlegg som transporterer strøm mellom ulike aktører. Direkte linjer mellom en produsent og et nabobygg omfattes dermed av plikten, men NVE gir vanligvis ikke særskilt konsesjon – det er områdekonsesjonæren som har ansvar for å bygge og drive slike nett.

Når det gjelder fjernvarmeanlegg, må disse ha konsesjon dersom ytelsen overstiger 10 MW (jf. energilovforskriften § 5-1). For mindre anlegg kan konsesjon likevel søkes dersom man ønsker tilknytningsplikt etter plan- og bygningsloven § 27-5.

Energiloven gjelder ikke for varmeproduksjon som kun brukes internt i egen næringsvirksomhet (§ 1-1). Fjernvarmeanlegg som forsyner visse byggtyper, som større offentlige og kommersielle bygg, industribygg eller boligselskaper, kan i noen tilfeller også fritas for konsesjon gjennom enkeltvedtak.

Vindkraftanlegg på land er normalt unntatt fra konsesjonsplikt dersom kapasiteten er 1 MW eller lavere, og det ikke installeres mer enn fem turbiner totalt (jf. energilovforskriften § 3-1).

For solkraftverk gjelder at konsesjon kreves dersom anlegget eller nettselskapet må etablere høyspenningsinfrastruktur for å koble seg til nettet. Fra og med 1. juli 2025 trer nye regler i kraft som gjør at solcelleanlegg under 10 MW skal behandles av kommunen etter plan- og bygningsloven.

Nettilknytning

Norge har hvert nettselskap fått tildelt en områdekonsesjon som gir dem generell tillatelse til å bygge og drifte elektriske nettanlegg innenfor et definert geografisk område, opptil 22 kV. Som konsesjonærer har disse selskapene en lovpålagt tilknytningsplikt etter energiloven § 3-4. Det innebærer at de må sørge for tilkobling av produksjonsanlegg på det punktet som er mest hensiktsmessig ut fra et teknisk og økonomisk perspektiv. Dersom det kreves oppgraderinger i det overliggende nettet for å kunne gjennomføre tilknytningen, er nettselskapet også ansvarlig for dette. Tilknytningsplikten inkluderer krav om tilstrekkelig kapasitet til å sikre stabil og sikker drift når nye kunder eller økt produksjon kobles til nettet. Det kan også inngås avtaler hvor nettkundene aksepterer forbruksbegrensninger eller utkobling ved behov, samt at produsenter kan få vilkår om produksjonsbegrensning (jf. NEM § 3-1).

Statnett, som har ansvar for det sentrale strømmettet, har innført praktiske tiltak for å gjøre det lettere å koble til solkraftverk kombinert med batterilagring – noe som er særlig aktuelt for desentraliserte energiløsninger. Solkraftanlegg med batteri som både leverer til og henter strøm fra nettet, trenger ikke forhåndsklarering fra Statnett dersom utvekslingen ikke overstiger 5 MW. Maks installert produksjon kan være opptil 10 MW, og kraftuttaket fra nettet til batterilading må være under 20 GWh per år. Dette gir utviklere mulighet til å etablere solkraftverk inntil 10 MW i kombinasjon med 5 MW batteri, så lenge maksimal nettoeffekt til nettet holdes under 5 MW. Batteriet kan lades med opptil 5 MW i perioder, noe som gjør det verdifulle som fleksibilitetsressurs når solproduksjonen er lav. Tiltaket er ment å gjøre investeringer i slike løsninger mer lønnsomme og bidra til raskere utbygging av solenergi.

I henhold til energiloven § 3-4 må nye strømprodusenter som hovedregel selv stå for utbygging og drift av infrastruktur – enten det er luftlinjer eller jordkabler – frem til nærmeste eksisterende nettpunkt med tilstrekkelig kapasitet. Dette gjelder på lik linje med store forbrukere som skal kobles til regional- eller transmisjonsnettet. For eiere av småkraftverk finnes det en mulighet

for å avtale at det lokale nettselskapet bygger og drifter tilkoblingsledningen, men nettselskapet har ingen forpliktelse til å gjøre dette.

Ved forespørsel om tilknytning eller kapasitetsøkning på 1 MW eller mer, må det aktuelle nettselskapet gjennomføre en modenheitsvurdering (NEM § 3-4). For prosjekter på 10 MW eller mer er det regionalnettselskapet som har dette ansvaret, mens Statnett håndterer saker på 100 MW eller mer. Vurderingen skal blant annet ta for seg prosjektbeskrivelsen, behovet for kapasitet, fremdriftsplan, nødvendige tillatelser, lokalisering og finansiering. Dersom prosjektet anses som modent, kan det reserveres kapasitet eller plasseres i en kapasitetskø. Dersom prosjektet avviker vesentlig fra kriteriene i ettertid, kan kapasiteten trekkes tilbake.

Når nye kunder kobles til nettet eller nettet må forsterkes, kan nettselskapet kreve et anleggsbidrag i henhold til Forskrift for omsetningskonsesjonær § 16-1. Kundene skal i forkant få oversikt over rettslig grunnlag, hvordan bidraget beregnes, og et estimat på beløpet. Det endelige bidraget skal avregnes basert på faktiske kostnader etter at arbeidet er fullført.

Etter tilknytning vil anleggets bruk av strømmettet føre til løpende kostnader i form av nettleie. Denne fastsettes etter såkalte punktтарiffer – det vil si at prisen er knyttet til kundens spesifikke tilknytningspunkt. Tariffene skal reflektere prinsipper om effektiv bruk og utbygging av nettet (jf. Forskrift for omsetningskonsesjonær § 13-1), og dekke utgifter knyttet til drift innenfor inntektsrammene, kostnader i overliggende nett, eiendomsskatt samt lovpålagte innbetalinger til Energifondet.

Omsetning og salg

For å kunne tilby salg av elektrisk energi kreves det en egen omsetningskonsesjon, i henhold til energiloven § 4-1. Dette innebærer at alle aktører som ønsker å levere strøm fra lokale energikilder direkte til sluttbrukere må søke om slik konsesjon. Et viktig unntak gjelder delingsordningen som er omtalt i kapittel 3.4.

Etter energilovforskriften § 4-2 finnes det likevel visse fritak fra kravet om omsetningskonsesjon. Dette gjelder blant annet mindre produksjonsenheter som gårds- og grendeverk uten bruk av høyspenning, samt situasjoner der strøm videreselges som en del av eiendomsdrift, for eksempel ved utleie av næringsbygg eller boliger. Kommuner og fylkeskommuner kan også videreselge konsesjonskraft uten konsesjon, innenfor fastsatte

rammer. Dersom salg av strøm vurderes som åpenbart unødvendig å konsesjonsregulere, kan det også gis unntak.

De som innehar konsesjon etter energiloven § 3-1, har som hovedregel ansvar for å sørge for måling og avlesning av all strøm som føres inn i, tas ut fra eller utveksles i nettet. Dette gjelder med mindre det foreligger særskilte unntak.

Forskrift om kraftomsetning og netjtjenester fastsetter nærmere bestemmelser for hvordan elektrisitet skal måles, avregnes og faktureres. Spesielt relevant er § 3-2, som viser til kravene i energiloven § 3-1. I tillegg omfatter forskriften regler om aktørenes markedsatferd, med formål om å forhindre ulovlig informasjonsbruk (innsidehandel) og manipulering av kraftmarkedet.

Delingsordning

Forskrift om kraftomsetning og netjtjenester § 3-12 fastsetter rammene for dagens delingsordning for fornybar energi på samme eiendom. Ordningen trådte i kraft 1. oktober 2023 og gir mulighet for at flere nettkunder registrert på én og samme eiendom (definert ved gårds- og bruksnummer) kan dele overskuddskraft fra egen produksjon. Løsningen er særlig utviklet med tanke på borettslag og lignende fellesskap, og gjelder anlegg med installert kapasitet på inntil 1 MW (vekselstrøm).

Forutsetningen er at strømmen som deles ikke videredistribueres videre, og at mottakerne ikke har egen produksjon bak målepunktet sitt. Ordningen bygger på en såkalt «virtuell deling», som vil si at det benyttes det eksisterende distribusjonsnett uten fysiske tilpasninger, og at oppgjøret skjer økonomisk via Elhub.

Produsenten må registrere delingsavtalen hos nettselskapet, inkludert hvilke kunder som skal motta strømmen og hvordan den skal fordeles – enten likt mellom partene eller etter en fast, valgt fordelingsnøkkel. Nettselskapet er ansvarlig for å oppdatere informasjonen i Elhub og for å sørge for korrekt måling og fordeling. Forbruk og produksjon registreres hver for seg og brukes som grunnlag for fakturering fra både nettselskap og kraftleverandør.

En viktig gevinst ved ordningen er at den delen av strømmen som deles internt fritas for både elavgift og nettleie, noe som kan gi betydelige økonomiske fordeler for involverte aktører.

Regjeringen har varslet endringer i regelverket med mål om å utvide delingsadgangen. Det planlegges en ny ordning som skal gjøre det mulig å dele overskuddsproduksjon fra fornybare anlegg med kapasitet opp til 5 MW, innenfor sammenhengende næringsområder. Denne utvidelsen vil gjelde bygg som i utgangspunktet er etablert for annen bruk enn kraftproduksjon, og omfatte eiendommer som ligger i nærheten av hverandre. Delingsmodellen skal kunne gjennomføres uten krav om egen konsesjon.

Formålet er å legge til rette for økt produksjon av lokal fornybar energi – spesielt solkraft – i næringsparker og lignende områder. Det er også foreslått fritak for elavgift for disse tilfellene. Implementeringen er planlagt fra 1. juli 2025, men er betinget av nødvendige skattevedtak i Stortinget. Den nye ordningen vil gi større fleksibilitet for energidelingsløsninger og åpne for nye forretningsmodeller basert på distribuert, fornybar kraftproduksjon.

FINE - Fleksibel integrasjon av lokale energisamfunn i det norske elektriske distribusjonsnettssystemet

Rapporten undersøker integreringen av lokale energifelleskap (LES) i distribusjonsnett, med fokus på å forbedre nettets fleksibilitet, optimalisere ressursbruk og støtte overgangen til fornybar energi. Rapporten kategoriserer LES i urbane, rurale og industrielle typer, hver med unike egenskaper og utfordringer. Den nåværende reguleringen er ikke fullt tilpasset scenarier med koordinering av ressurser på områdenivå og deling av fordeler fra investeringer, som for eksempel gjennom kollektive selvforbruksordninger. Rapporten understreker behovet for å klargjøre hvordan kostnader og fordeler fordeles i LES.

LES-definisjon og egenskaper

FINE-rapporten definerer LES basert på fem kriterier: lokal tilknytning, energibærekraft, samfunnsengasjement, informasjons- og kommunikasjonsteknologi (IKT), og transaksjoner. LES innebærer delt eierskap av energiresurser innen et definert geografisk område og oppmuntrer til aktiv deltakelse fra medlemmene i bruk av lokale fornybare energikilder og levering av fleksibilitetstjenester. Hovedmålet er å gi miljømessige, økonomiske eller sosiale fordeler for medlemmene og/eller det lokale området.

LES representerer et skifte mot samfunnsbasert energiproduksjon, lagring og forbruk. De benytter desentraliserte energiresurser som solcellepaneler, batterier og ladere for elbiler. LES kan tilby netttjenester ved å justere energiforbruk basert på tilgangen, og reduserer behovet for

kostbare nettførsterkninger. De bidrar til bedre lokal ressurskoordinering, økt netteffektivitet og reduserte transmisjonskostnader.

2.5. Hovedscenarier for integrering av LES i distribusjonssystemet

Rapporten skisserer fire hovedscenarier for integrering av LES i distribusjonssystemet: Referansescenario, Konkurransescenario, Kooperativt scenario og Deltakelsesscenario. Disse scenariene undersøker ulike nivåer av nettselskapets (DSOs) involvering og graden av desentralisert koordinering. Målet er å tilpasse LEC-mål til distribusjonsnettets behov, forbedre nettets pålitelighet og effektivitet, samt håndtere ulike operasjonelle og regulatoriske utfordringer.

Referansescenario

Dette scenariet representerer dagens tilstand, der DSO driver nettet passivt og hovedsakelig benytter tradisjonelle nettførsterkninger for å håndtere utfordringer, uten aktiv bruk av fleksibilitetstiltak. Dette scenariet fungerer som en baseline for sammenligning. Det er begrenset behov for nye reguleringer siden dette reflekterer dagens rammeverk. Eksisterende regelverk kan imidlertid måtte tilpasses for å støtte de nye praksisene som er foreslått i de andre scenariene.

Konkurransescenario

I dette scenariet driver DSOs nettet aktivt ved å kjøpe fleksibilitet fra LES i lokale fleksibilitetsmarkeder. Dette scenariet samsvarer med prosjektets mål om å utforske nye forretningsmodeller for energidistribusjon og -produksjon og hvordan næringsparker kan delta i fleksibilitetsmarkeder og tilby netttjenester.

Regulatoriske endringer: Krever utvikling av nye reguleringer for å legge til rette for lokale fleksibilitetsmarkeder, inkludert regler for markedsdeltakelse, prissetting og datadeling. Eksisterende regelverk må endres for å tillate DSOer å kjøpe fleksibilitet som et alternativ til nettførsterkning. En nøkkelutfordring er markedets likviditet samt fastsettelse av etterspørselsbaser og beregning av aktiverte volumer.

Kooperativt scenario

Dette scenariet oppmuntrer til LES-drevet koordinering der DSOer setter langsiktige kapasitetsgrenser eller prissignaler, som insentiverer fellesskapene til å selvregulere energibehovet og redusere topplast uten aktiv DSO-inngripen..

Regulatoriske endringer: Krever reguleringer som støtter lokal koordinering, inkludert etablering av LES og implementering av tariffier og tilkoblingsavtaler som insentiverer optimalisert energibruk på fellesskapsnivå. Det er også nødvendig å klargjøre hvordan kostnader og fordeler fordeles innen LES, og hvordan kollektive selvforbruksordninger kan redusere topplast. Det kan være behov for reguleringer som definerer ansvar og grensesnitt for nye enheter som LES-operatører.

Deltakelsesscenario

Dette scenariet kombinerer elementer fra de kooperative og konkurransedyktige scenariene, med både desentralisert koordinering innen LES og DSO-ledet markedssamhandling for fleksibilitetstjenester. Dette representerer den mest avanserte tilnærmingen, med integrering av både fellesskapslede initiativer og aktiv DSO-deltakelse.

Regulatoriske endringer: Krever en omfattende regulatorisk ramme som støtter både lokal koordinering (som i det kooperative scenariet) og markedsbasert fleksibilitetsinnkjøp (som i det konkurransedyktige scenariet). En hybridregulering som muliggjør både lokal autonomi og sentralisert tilsyn vil tilby størst fleksibilitet.

Regulatorisk rammeverk

Det europeiske regelverket identifiserer LES under Fornybardirektivet (RED II) og Direktiv for det indre elektrisitetsmarked, som gir dem rettigheter og ansvar til å produsere, konsumere, lagre og selge elektrisitet.

I Norge oppfordres LES til å møte lokale energibehov og redusere miljøpåvirkningen fra nettekspansjoner, spesielt i avsidesliggende områder.

2.6. Prosjektledelse og kommunikasjon

Formålet har vært å sikre god prosjektledelse og effektiv formidling av prosjektets resultater til relevante interessenter og målgrupper.

Prosjektledelse

Gjennom hele prosjektperioden har det vært lagt vekt på tett styring og strukturert oppfølging av fremdriften. Prosjektet har vært organisert med en klar plan for rapportering og dialog, og det har blitt gjennomført regelmessige møter for å sikre god gjennomføring.

Styringsgruppemøter har funnet sted hvert kvartal, med deltakelse fra representanter fra , Harstad kommune, Eida Energy, Smart Innovation Norway og andre relevante aktører som Noranett eller Nordlaks. I tillegg har det vært avholdt interne prosjektmøter hver måned. Disse møtene har hatt som hensikt å følge opp aktivitetsplanen, sikre fremdrift i leveransene, gjennomgå milepæler og evaluere ressursbruk. Samtidig har møtene vært viktige arenaer for erfaringsdeling, beslutningsstøtte og nødvendige justeringer underveis i prosjektet.

Formidling av prosjektresultater

En sentral del av prosjektet har vært å sikre at innsiktene og anbefalingene når relevante aktører på lokalt og regionalt nivå. Prosjektet har lagt vekt på bred og målrettet formidling av innsikt og resultater, både nasjonalt og lokalt. Som en del av kommunikasjonsarbeidet ble det den 24. juni 2024 gjennomført et åpent webinar med nasjonal målgruppe i energisektoren under tittelen "Energiløsninger for bærekraftige og sirkulære næringsparker". Webinaret ble arrangert for å informere om prosjektets mål, tilnærming og fremdrift, og for å innhente faglige innspill fra aktører med erfaring fra lignende initiativer. Blant innlederne var representanter fra Harstad kommune, EIDA Energy og Smart Innovation Norway. Deltakerne fikk innsikt i hvordan prosjektet tilnærmer seg energiomstilling i utviklingen av Rødskjær som en klimasmart havn- og næringspark, med fokus på fleksible energiløsninger og sirkulærøkonomi.

I tillegg til den nasjonale formidlingen, har prosjektets innhold og fremdrift også blitt presentert og delt internt med Harstad havn. Dette har vært viktig for å sikre lokal forankring og eierskap, samt å legge grunnlag for videre samarbeid og implementering av anbefalte tiltak.

Sluttrapporten representerer en samlet fremstilling av prosjektets resultater, analyser og anbefalinger. Den er utarbeidet med tanke på å være et nyttig verktøy for videre planlegging og beslutningstaking både lokalt og regionalt..

3. Konklusjon og anbefalinger

Prosjektet har vist at utviklingen av Rødskjær havn- og næringspark som en fremtidsrettet, energieffektiv og klimasmart industrilokasjon er både gjennomførbar og nødvendig – særlig med tanke på økt elektrifisering og økende belastning på regional nettkapasitet. Analysene av dagens energidata fra Stangnes næringspark, simuleringer av fornybare energiløsninger og vurdering av regulatoriske rammer gir et solid beslutningsgrunnlag for videre planlegging.

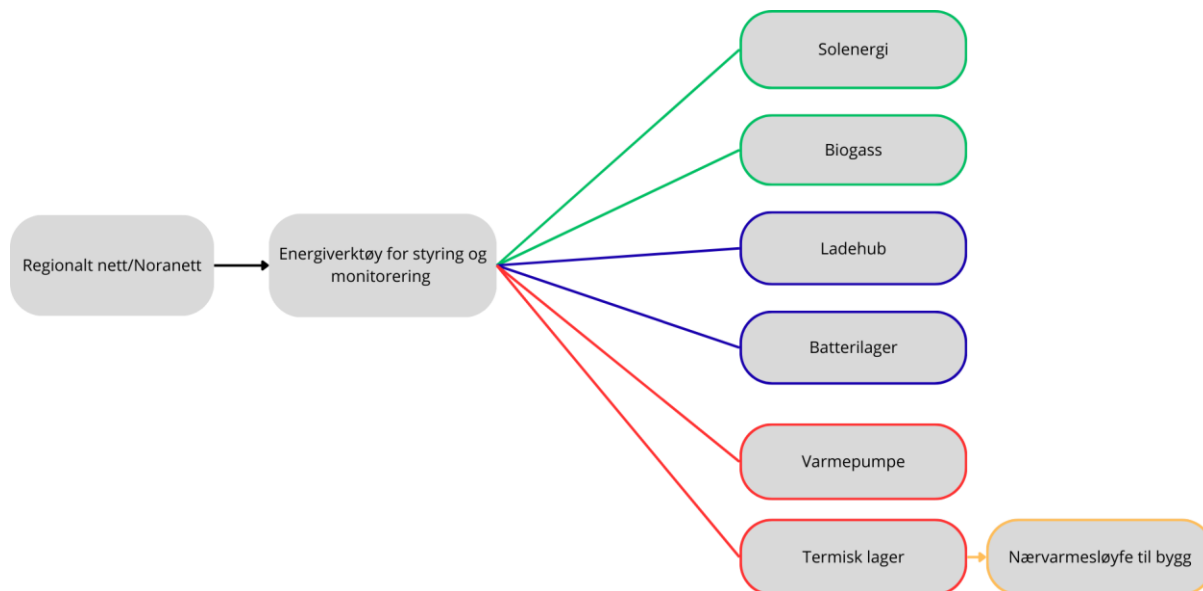
Hovedkonklusjoner:

- **Nettsituasjonen krever lokale løsninger:** Dagens og framtidig nettkapasitet i regionen er begrenset. Fleksible energisystemer og lokal energiproduksjon er avgjørende for å unngå utviklingsstopp og redusere kostnader ved nettilknytning.
- **Solceller alene er ikke lønnsomme** under dagens prisnivå, men kan bli aktuelle ved høye energipriser eller som del av en helhetlig løsning med fleksibilitet og energilagring.
- **Batterilagring og varmepumper er sentrale teknologier** for å håndtere effekttopper og øke energieffektiviteten.
- **Biogass fra fiskeavfall representerer et verdifullt bidrag** til både lokal energiproduksjon og sirkulær økonomi.
- **Behov for fremtidsrettet ladeinfrastruktur** til tungtransport er betydelig og må inkluderes i tidlig fase av energisystemdesignet.
- **Etablering av en industriparkoperatør** er nødvendig for samordnet energistyring, forretningsutvikling og effektiv deltakelse i fleksibilitetsmarkedet.

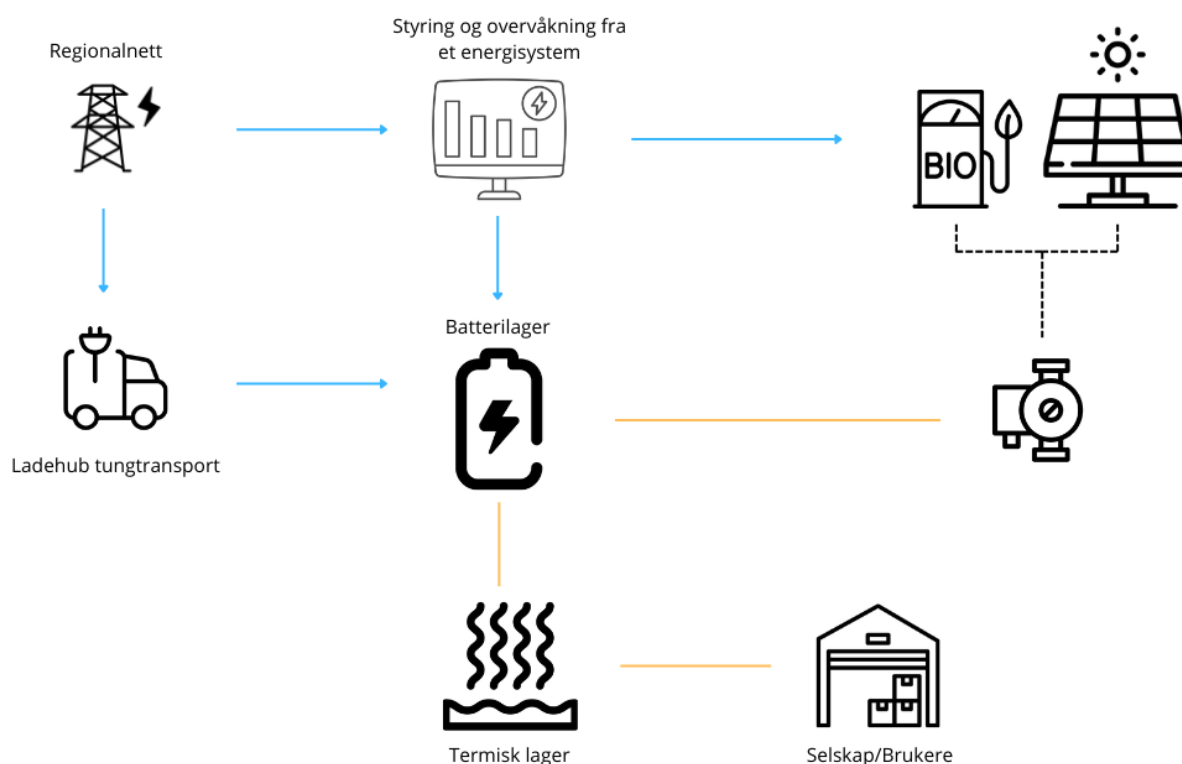
Anbefalinger:

1. **Etabler et fleksibelt energisystem** tilpasset ulike aktørers behov, med prioritet på energistyring, termisk lagring og batteriinstallasjoner.
2. **Gå videre med mulighetsstudie for biogassproduksjon**, med særlig fokus på råstoff fra havbruksindustrien og mulige synergier med varmebehov i parken.
3. **Planlegg infrastruktur for elektrisk tungtransport**, med effektreserver og løsninger for depot- og natllading.
4. **Opprett en dedikert industriparkoperatør** med ansvar for felles energihåndtering, innkjøp, fleksibilitetsstrategier og bærekraftsrapportering.
5. **Engasjer lokale og regionale aktører i videre utvikling**, inkludert Noranett, Nordlaks og Harstad havn, for å sikre forankring og samarbeidsvilje.
6. **Følg med på regelverksendringer**, særlig rundt deling av fornybar kraft, konsesjonsplikt og nettilgang, og vurder behov for regulatorisk dialog med NVE.

Skisse 1.



Skisse 2.



Skissene viser et foreslått minimumssystem (MVP) for energiløsningen på Rødskjær havn- og næringspark. Strøm fra regionalnettet styres gjennom et felles energi- og målesystem (EMS/SCADA) som fordeler energien til ladehub for tungtransport, batterilager for effektutjevning, varmepumper for varme og kjøling, termisk lager og et nærvarmenett til bygg og prosesser. Fremtidige opsjoner som solenergi og biogass kan enkelt integreres i systemet. Fargekodene i skisse 2 viser strømflyt (blå), varmeflyt (rød/oransje) og fornybare kilder (oppe til høyre).

Avslutning

Prosjektet har gitt en konkret retning for hvordan Rødskjær kan utvikles som et grønt knutepunkt i nord, med løsninger som svarer både på dagens nettkapasitetsutfordringer og fremtidige behov for fleksibilitet, lokal energiproduksjon og utslippsreduksjon.

Med et fleksibelt energisystem, fokus på samordnet energistyring gjennom en dedikert industriparkoperatør, og opsjoner for både biogass og solenergi, er grunnlaget lagt for en trinnvis, økonomisk bærekraftig utbygging.

Denne sluttrapporten bør derfor ikke bare brukes som kunnskapsgrunnlag, men som et styringsverktøy for neste fase:

- **Detaljplanlegging:** teknisk prosjektering, systemdimensjonering og kravspesifikasjoner.
- **Investeringsbeslutninger:** prioritering av Trinn 1-tiltak som gir størst effekt- og klimanytte.
- **Partnerskapsutvikling:** formalisere samarbeid mellom kommune, havn, nøkkelaktører og energiselskap.
- **Finansiering:** søknader til Enova, Innovasjon Norge og relevante EU-programmer.

Med tidlig forankring hos alle involverte aktører og tydelige investeringsvalg kan Rødskjær posisjonere seg som et forbilde for fremtidens nullutslipps havne- og næringsparker i Norge.