



Et elektrisk Helgeland

Kartlegging av mulig fremtidig kraftbehov

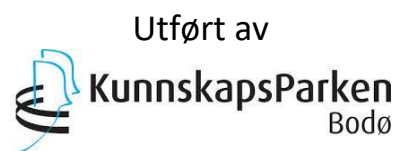


Foto forsidebilde: Mo Industripark

FORORD

Denne rapporten er skrevet på oppdrag fra Rana Utviklingsselskap AS og Mosjøen og Omegn Næringsselskap KF, der Kunnskapsparken Bodø AS har fått i oppdrag å gjennomføre en kartlegging av samfunnsutviklingstrekk som er relevante for utviklingen i kraftbehovet på Helgeland, og basert på dette utarbeide noen relevante scenarier for fremtidig kraftbehov i regionen frem mot 2040.

Kunnskapsparken Bodø AS
30. mars 2020

Anders Tørud
Prosjektleder

Innhold

1	Innledning.....	5
1.1	Bakgrunn for studien	5
1.2	Energibalansen på Helgeland	5
1.3	Magasinkraft.....	6
1.4	Metodikk	6
1.4.1	Elektrifiseringsscenarier	6
1.4.2	Sektorer	7
1.4.3	Datakilder	7
2	Primærenergibruk i 2017	8
2.1	Analyse av fremtidsscenariene.....	9
2.1.1	Tall fordelt på de tre industrisektorene	10
2.2	Kartlegging av enkeltaktører og konkrete utviklingstrekk	11
2.3	Transport	11
2.4	Elektrifisering av Nordlandsbanen	12
2.4.1	Havbruk	13
2.4.2	Industriprosjekter.....	15
2.5	Ny kraftproduksjon.....	16
2.5.1	Vannkraft.....	16
2.5.2	Vindkraft på land	17
2.5.3	Offshore vindkraft	18
2.5.4	Termisk kraft og energigjenvinning	19
3	Oppsummering av funn.....	19
3.1	Samlet fremtidig kraftbehov	19
3.2	Effekten av en underskuddssituasjon	21
3.2.1	Kraftpris	21
3.2.2	Nettariffer.....	22
3.3	Ulike scenarier for kraftsituasjonen fremover	23
3.3.1	Scenarie 1	23
3.3.2	Scenarie 2	24
3.3.3	Scenarie 3	24
3.4	Etablering av vindkraftanlegg for salg til markedet	25
4	Oppsummering.....	26
4.1	Konklusjon	26

1 Innledning

1.1 Bakgrunn for studien

Gode framskrivninger av fremtidig kraftbehov i regionen er et sentralt underlag når det skal gjøres investeringsbeslutninger for utbygginger av energiproduksjon og kraftnett i regionen. Tilstrekkelig tilgjengelig kraft, kraftbalanse og kapasiteter i nettet er avgjørende rammebetingelse for industrietablering. Oppdragsgiverne ønsker en kartlegging av regionale utviklingstrekk innenfor de sektorer som har betydning for utviklingen i kraftbehovet i regionen. Tre sentrale sektorer som vil danne utgangspunktet for kartleggingen er;

1. Transport
2. Industri
3. Bygg og næring

Formålet med kartleggingen er å kunne beskrive noen relevante scenarier for hvordan kraftbehovet på Helgeland kan utvikle seg frem mot 2040.

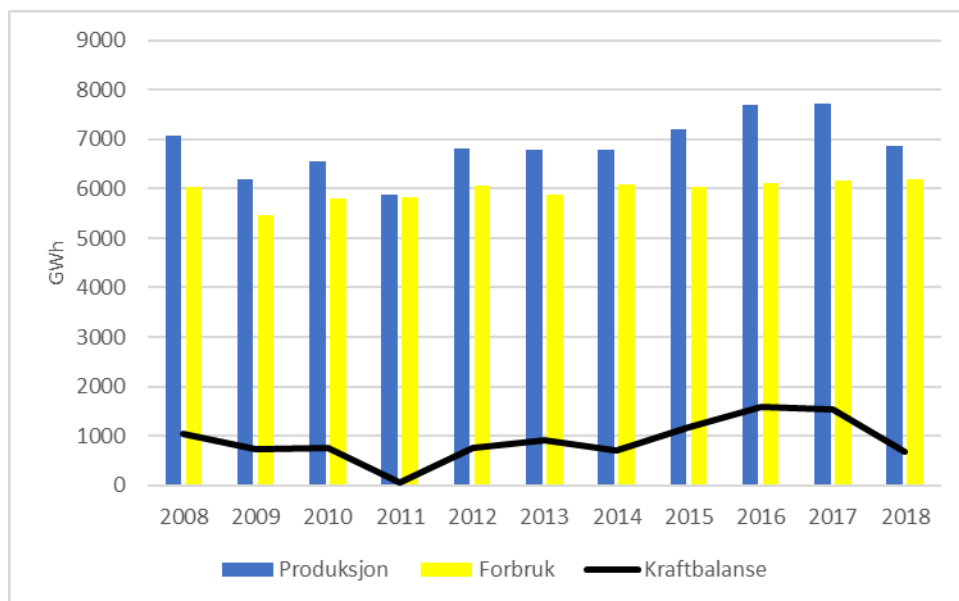
Denne rapporten presenterer en kartlegging av mulig fremtidig kraftbehov på Helgeland frem mot 2040. I dette arbeidet har vi benyttet scenariebygging basert på offentlig tilgjengelig statistikk, kartlegging gjennom intervjuer med enkeltaktører samt hentet kunnskap fra tidligere utførte analyser.

Vi håper rapporten kan være et innspill i dialogen om hvordan Helgelands energi-fremtid kan se ut.

1.2 Energibalansen på Helgeland

Helgeland er en region med høy kraftproduksjon, svært høyt industrielt kraftforbruk og med et kraftoverskudd i et normalår. På Helgeland var snitt årlig produksjon for kraftanleggene i perioden 2008-2017, 6874 GWh. Kraftproduksjonen i regionen har økt i løpet av den nevnte 10-årsperioden og var i 2017 på ca. 7200GWh. Det totale kraftforbruket i regionen var i 2017 på 6120 GWh som gir et kraftoverskudd på om lag 1,1 TWh.

Som figur 1-1 viser har det vært sterk vekst i kraftproduksjonen og en moderat vekst i kraftforbruk på Hlgeland de senere årene, som i enkeltår har gitt kraftoverskudd på over 1,5 TWh (1588 GWh i 2016) Men det er også eksempler på enkeltår der produksjonen har være vesentlig redusert, som i 2011 der kraftbalansen var 51 GWh. Funnene i denne rapporten tyder på at vi kan gå inn i en periode med sterkere vekst på forbrukssiden kombinert med en svakere vekst på produksjonssiden.



Figur 1-1 Kraftproduksjon, forbruk og balanse for Helgeland - 2008-2018 (KSU Helgeland 2018)

1.3 Magasinkraft

Helgeland har flere av de største kraftmagasinene i Norge. Storglomvann med magasinkapasitet på 3,5TWh, Røssvatn på 2 TWh og Store Akersvatn 1,5 TWh er henholdsvis nummer to, tre og fire på lista over de største kraftmagasinene i Norge (Statkraft)¹. Riktig nok ligger Storglomvann i region Salten, men med sterke nettforbindelser mellom Svartisen kraftverk og knutepunkt Rana Kraftverk.

Med en samlet magasinkapasitet på 7 TWh rommer de magasinkraft som tilsvarer mer enn et års kraftforbruk på Helgeland. I tillegg til at dette er en stor energireserve så gir den regulerbare magasinkraften en unik mulighet til å regulere kraftproduksjonen opp og ned etter behov. Dette bidrar til å kraftig redusere utfordringene med en større andel av uregulerbar kraft, som vindkraft, i nettet. Magasinkraft bidrar dermed til å legge forholdene til rette for større utnyttelse av vindressursene på Helgeland.

1.4 Metodikk

Vi har i hovedsak benyttet oss av to metoder. For det første har vi analysert data for fossilt energiforbruk i regionen og laget to scenarier for elektrifisering av dette energiforbruket videre har vi gjennomført intervjuer og øvrig informasjonsinnhenting om større enkeltaktører og hvilke planer de har fremover som vil påvirke kraftproduksjon og kraftforbruk. Vi har til slutt sammenstilt funnene fra de to metodene og laget noen scenarier som både tar med effektene av elektrifisering av fossilt energiforbruk og ulike kombinasjoner av de ulike aktørenes konkrete planer.

1.4.1 Elektrifiseringsscenarier

Studien bygger på en lignende metodikk som i rapporten «Et elektrisk Norge – fra fossilt til Strøm» utgitt av Statnett utgitt i mars 2019. I Statnetts rapport, som beskriver mulig fremtidig kraftbehov på nasjonalt nivå benyttes to definerte scenarier;

1. «Omfattende elektrifisering»
2. «Fullelektrisk med Hydrogen»

¹ <https://www.statkraft.no/media/Nyheter/Nyhetsarkiv/2013/statkrafts-5-storste-batterier/>

I Statnetts rapport tas det utgangspunkt i faktisk energiforbruk i ulike sektorer i samfunnet i 2017, og i de to beskrevne scenariene er den fossile delen av energiforbruket konvertert til strøm.

Det er i denne studien gjennomført en tilsvarende øvelse for Helgeland med bruk av offentlig tilgjengelig statistikk for beregning av energiforbruk². Muligheten for å elektrifisere det fossile energiforbruket innen en gitt sektor antas å være lik på Helgeland som for landet for øvrig.

I scenariet «omfattende elektrifisering» er det beregnet hvor stor andel av forbruket av fossilt drivstoff (grunnlag fra 2017) som kan erstattes med elektrisk kraft. Biler med forbrenningsmotorer erstattes med elektriske biler, industrielle prosesser som benytter olje, kull eller gass erstattes med direkte bruk av elkraft osv. Det er kun fossilt forbruk som er teknisk mulig å erstatte direkte med elektrisitet som er tatt med i dette scenariet. Det er også beregnet at det vil være en betydelig energieffektiviseringsgevinst av en overgang til elektrisitet. Det vil si at det å erstatte 1 TWh fossilt drivstoff ikke genererer behov for 1 TWh elkraft, men behovet vil være betydelig mindre avhengig av hva slags forbruk det er snakk om.

I denne studien for Helgeland er det ikke gjort en egen vurdering av hvor stor andel av det fossile forbruket i de ulike sektorene som kan konverteres, men vi har benyttet de samme konverteringsfaktorene som Statnett har benyttet i sine beregninger. Det er rimelig å anta mulighetene for å konvertere fossil energibruk til strømforbruk er like store på Helgeland som i landet for øvrig. I scenariet «Omfattende elektrifisering» blir ikke 100% av det fossile energiforbruket erstattet med elektrisitet, slik at det fortsatt vil være noe fossilt forbruk.

I det andre scenariet «Fullelektrisk med hydrogen» konverteres også det gjenstående fossile forbruket, som ikke kan elektrifiseres direkte, ved bruk av hydrogen. Blant annet gjelder dette noe tungtransport, sjøtransport en del industrielle prosesser osv. I dette scenariet er altså 100% av den fossile energibruken erstattet med strøm, enten direkte eller indirekte via hydrogen som er produsert med strøm gjennom elektrolyse.

Det er ikke gjort en vurdering av hvor sannsynlig det er at disse scenariene vil slå til, kun en vurdering av hva virkningen vil være på kraftbehovet hvis de slår til. Videre er det heller ikke gjort noen vurdering av tidsperspektivet, det vil si hvor raskt disse scenariene vil utvikle seg. Det er heller ikke lagt til grunn noen generell utvikling i det primære energiforbruket, kun en erstatning av fossilt 2017-forbruk.

For en del av datagrunnlaget eksisterer ikke statistikk på kommunenivå på samme måte som på nasjonalt nivå. Der er det gjort forutsetninger som f.eks. å anta at for en gitt bransje har Helgeland samme andel av den nasjonale fossile energibruken som Helgeland har av produksjonsomsetningen innenfor den samme bransjen. Dette er en metode som selvfølgelig har usikkerhet ved seg, men allikevel gir et rimelig anslag.

1.4.2 Sektorer

I analysen er kraftforbruket fordelt på tre hovedsektorer; Transport, Industri og Bygg og Næring³.

1.4.3 Datakilder

I tillegg til bruk av offentlig statistikk og bruk av scenarier er det gjennomført intervjuer med enkeltaktører på Helgeland som jobber med planer for elektrifisering av fossilt energiforbruk,

² SSB og Miljødirektoratets database hvor industribedrifter med utslippstillatelse har rapportert inn sitt energiforbruk.

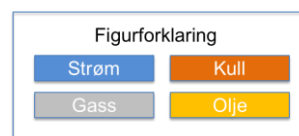
³ Bygg og Næring omfatter bl.a. husholdninger, primærnæring og tjenesteytende næringer

etablering av ny kraftkrevende virksomhet, ny kraftproduksjon eller på andre måter har planer som vil påvirke kraftbehovet i regionen i perioden frem mot 2040.

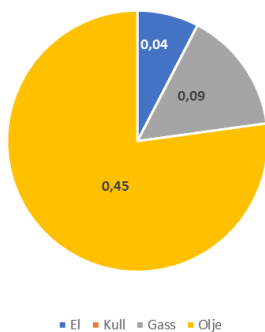
2 Primærenergibruk i 2017

Utgangspunktet for analysen av scenariene som er beskrevet i kapittel 2.1 er statistikk over faktisk energiforbruk i 2017. Figurene under viser fordelingen mellom ulike primærenergikilder (med unntak av bioenergi) for de tre hovedsektorene; Transport, Industri og Bygg og Næring for 2017. Figurene 2-1 til 2-3 viser fordelingen på Helgeland og figur 2-4 til 2-6 viser fordelingen nasjonalt.

Primærenergiforbruk per sektor i TWh

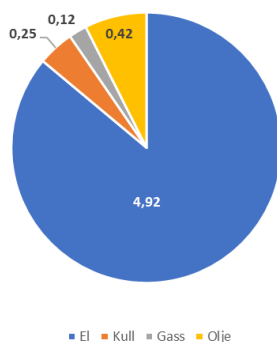


Transport - Helgeland



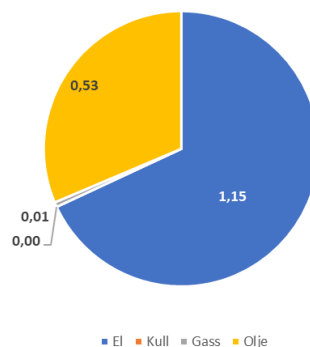
Figur 2-1 primærenergiforbruk i transportsektoren på Helgeland i 2017

Industri - Helgeland



Figur 2-2 primærenergiforbruk i industri på Helgeland i 2017

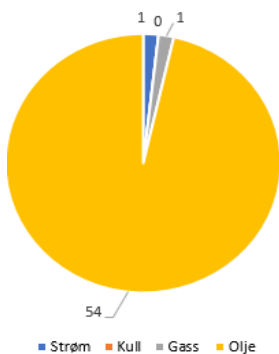
Bygg og Næring - Helgeland



Figur 2-3 primærenergiforbruk i bygg og næring på Helgeland i 2017

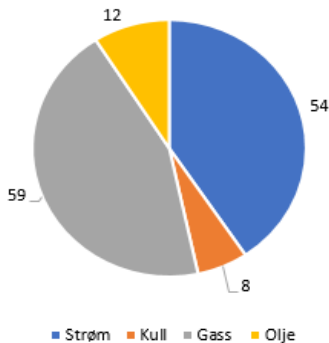
Primærenergiforbruk per sektor i Norge

Transport - Norge



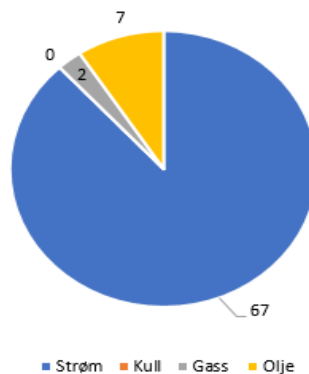
Figur 2-4 primærenergiforbruk i transportsektoren i Norge i 2017 (Statnett)

Industri - Norge



Figur 2-5 primærenergiforbruk i industri i Norge i 2017 (Statnett)

Bygg og Næring - Norge



Figur 2-6 primærenergiforbruk i bygg og næring i Norge i 2017 (Statnett)

2.1 Analyse av fremtidsscenariene

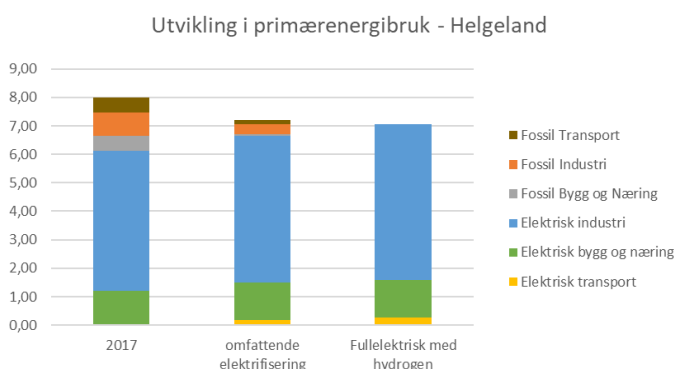
I 2017 var kraftforbruket på Helgeland ca. 6,1 TWh. Beregning av effekten av scenariet «omfattende elektrifisering» viser at dette vil øke til 6,66 TWh dvs. en økning på ca. 540 GWh. I scenariet «fullelektrisk med hydrogen» vil elkraftforbruket øke til 7,06 TWh dvs. en økning på 940 GWh. (0,94 TWh)

Til sammenligning var kraftoverskuddet i regionen 2017 på 1,1 TWh. Det viser at dette scenariet er egnet til å utfordre kraftbalansen. Det er her viktig å gjøre oppmerksom på at vi har antatt at hydrogenet som inngår i dette scenariet er produsert i regionen, noe som ikke nødvendigvis vil være tilfelle.

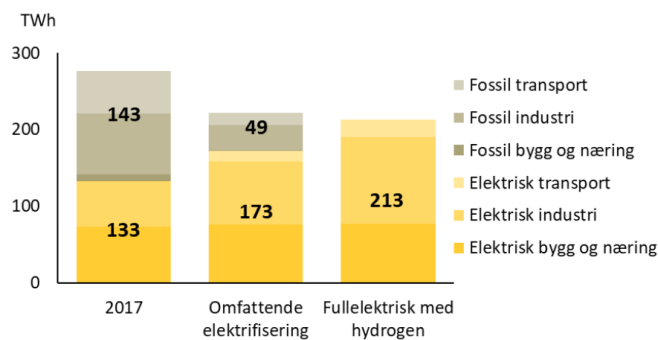
I scenariet «omfattende elektrifisering» er det industri som har det høyeste bidraget på ca. 232 GWh nytt kraftforbruk mens sektoren «Bygg og Næring» som omfatter husholdninger, primærnæringer og tjenesteytende næringer bidrar med 180 GWh. Transport bidrar med 127 GWh. Dette scenariet for transport omfatter f.eks. mer eller mindre full elektrifisering av bilparken.

I scenariet «fullelektrisk med hydrogen» bidrar industri med til sammen 540 GWh nytt kraftforbruk, mens transport bidrar med 215 GWh og bygg og næring ikke har noe høyere bidrag i dette scenariet og ender med 180 GWh. Til sammenligning ser vi fra tilsvarende analyse fra Salten at bidragene der er størst fra transportsektoren i begge scenarier med et bidrag på henholdsvis 230 GWh i «omfattende elektrifisering og 390 GWh i «Fullelektrisk med hydrogen».

I Figur 2-7 under har vi oppsummert primærenergiforbruk i de tre scenariene. Eksisterende kraftforbruk i industri dominerer bildet. Det er en betydelig energieffektiviseringsgevinst ved å erstatte fossilt med el som er ca. 800 GWh i scenariet «omfattende elektrifisering og nesten 1 TWh i scenariet «fullelektrisk med hydrogen».



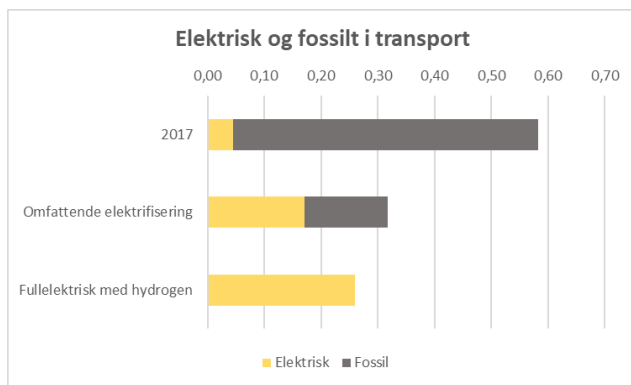
Figur 2-7 Primærenergiforbruk på Helgeland i 2017 sammenlignet med to fremtidsscenarier



Figur 2-8 Primærenergiforbruk i Norge i 2017 sammenlignet med to fremtidsscenarier (Statnett)

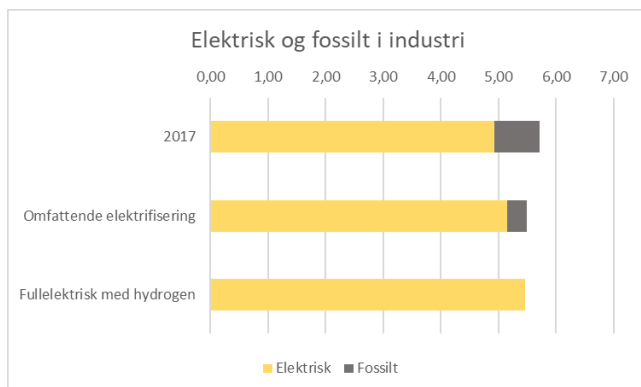
2.1.1 Tall fordelt på de tre industrisektorene

Figurene under viser hvordan de to scenariene slår ut for hver av de tre sektorene sammenstilt med faktiske tall for 2017.



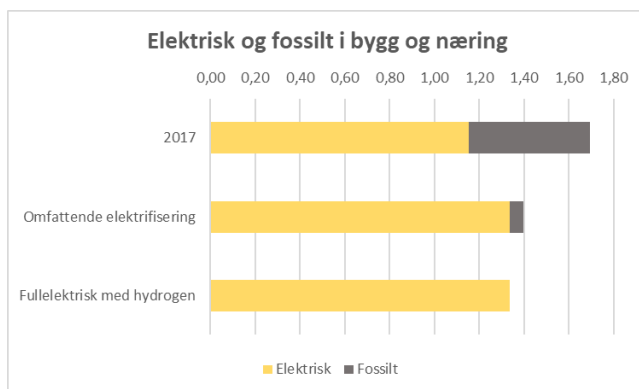
Figur 2-9 Transportsektoren på Helgeland (Tall i TWh)

I Transportsektoren er det tross innføring av elektriske biler osv. fortsatt relativt lav elektrifisering (2017). Scenariet «Omfattende elektrifisering» gjør sektoren 50% elektrifisert, noe som også medfører en betydelig energi-effektivisering.



Figur 2-10 Industrisektoren på Helgeland (tall i TWh)

I sektoren Industri dominerer elektrisitet som energikilde. På tross av dette gir elektrifisering av den fossile energibruken et vesentlig bidrag til kraftbehovet.



Figur 2-11 Bygg og Næring på Helgeland (Tall i TWh)

Sektoren bygg og næring er allerede i dag elektrifisert i betydelig grad. Det gjenstår allikevel et vesentlig fossilt energiforbruk. Analysen viser at en svært stor andel av dette lar seg elektrifisere direkte i scenariet «Omfattende elektrifisering» og relativt lite er avhengig av indirekte elektrifisering ved hjelp av hydrogen

2.2 Kartlegging av enkeltaktører og konkrete utviklingstrekk

Energiforbruket på Helgeland er dominert av store industrielle enkeltaktører. Flere av de eksisterende aktørene har konkrete planer om utvidelser som vil medføre omfattende økning av kraftforbruk. Alcoas anlegg i Mosjøen alene har et årlig kraftforbruk på 3TWh som utgjør 16% av totalt kraftforbruk i Nord-Norge (Alcoa). Planlagte kapasitetsøkninger vil medføre økt kraftforbruk på ca. 0,5 TWh i løpet av noen år.

Videre er det stor interesse fra nye industrielle aktører for å etablere ny kraftkrevende industri i regionen. Kraftoverskudd, konkurransedyktig kostnadsnivå og godt forankret industrikultur gjør regionen attraktiv.

Et eksempel er Freyr som planlegger etablering batterifabrikk i to byggetrinn som når den er planlagt ferdigstilt i 2025 vil kreve 3,2 TWh kraft årlig ved full produksjon. Dette kommer i tillegg til et pilotanlegg med årlig forbruk på 20 GWh som er planlagt satt i drift i 2022. (Freyr)

Mo Industripark (MIP) oppgir at de i øyeblikket har konkrete forespørsler fra flere industriaktører om etablering av ulike typer industriell virksomhet tilsvarende ca. 1225 MW effektbehov som tilsvarer grovt regnet 7,3 TWh nytt årlig forbruk hvis vi anslår 6000 timer gjennomsnittlig årlig driftstid. De nevnte tallene kommer i tillegg til Freyrs planer. Det er verdt å kommentere at for en del av de eksisterende aktørene i Mo Industripark som Celsa Nordic, FerroGlobe og Elkem Rana er det i denne sammenhengen planlagt kun mindre endringer sammenlignet med gjennomsnitt av tidligere års produksjon og man kan regne med relativt stabilt forbruk fra disse aktørene. Mosjøen og Omegn Næringssselskap oppgir også at det jobbes med en rekke konkrete prosjekter i Vefsn tilsvarende 5-7 TWh.

2.3 Transport

På Helgeland er det en lang rekke fergesamband og hurtigbåtruter. Av det totale forbruket av fossil energi i transportsektoren i 2017 stod «innenriks sjøfart» for ca. 55%. Omregnet til energi utgjorde det fossile energiforbruket i innenriks sjøfart 300 GWh. Ved elektrifisering av dette regnes det med en betydelig energieffektiviseringsgevinst og i scenariet «omfattende elektrifisering» vil denne sektoren bidra med 73 GWh nytt kraftforbruk av totalt 127GWh for hele transportsektoren på Helgeland, mens ved en full overgang til elektrisitet via hydrogen vil bidraget være 121 GWh av totalt 215 GWh i hele transportsektoren på Helgeland.

Av konkrete planer for elektrifisering av sjøfart så vil fergesambandet Vennesund-Holm bli elektrifisert med ny hybridferge fra og med 2020, mens Horn-Andalsvåg planlegges elektrifisert med ren batteridrift fra og med 2021. Nordland Fylke er et av fylkene i Norge med flest fergesamband, men også et fylke som sammenlignet med f.eks. Vestland har kommet relativt kort når det gjelder elektrifisering av ferger. Det jobbes også aktivt med å finne gode elektriske løsninger for hurtigbåtruter.



2.3.1 Elektrifisering av Nordlandsbanen

Det har de senere årene vært utredet ulike alternativer for å fase ut dieseldrift på Nordlandsbanen. Blant annet har hydrogentog vært trukket frem som et alternativ (Hydrogen på Nordlandsbanen, Sintef 2018).⁴

I november 2019 kom Jernbanedirektoratet med sin sluttrapport for prosjektet «NULLutslipp For Ikke elektrifiserte Baner - NULLFIB»⁵. I dette prosjektet er blant annet teknologisk modenhet og infrastrukturkostnadene for fem ulike driftsformer gjennomgått og konklusjonen er at tog med batteridrift som lades på delstrekninger underveis er den anbefalte løsningen. I jernbanedirektoratets rapport er det definert en rekke strekninger hvor det foreslås elektrifisering slik at togene kan lade i fart. På Helgeland er det definert tre slike ladestrekninger:

32 km fra Reppen tunell til Ryenåsen Tunell ved Mosjøen

18 km fra Bjørnvik tunell til Trollidalen ved Mo i Rana

38 km fra Almli tunell til Stokkalia Nord-bygge tunell ved Bolna

Samlet er det dermed foreslått 88 km ladestrekning på Helgeland som utgjør ca. 40,6% av den totale foreslåtte ladestrekningen på 217 km på Nordlandsbanen. Den meste krevende strekningen, dvs den som vil kreve mest kraft, vil i følge Jernbanedirektoratets rapport være strekningen opp mot Bolna for Nordgående tog.

⁴ https://www.nfk.no/_f/p34/i409db5ea-15fa-4f89-9adf-75c1b933189c/hydrogenpaanordlandsbanen-sintef.pdf

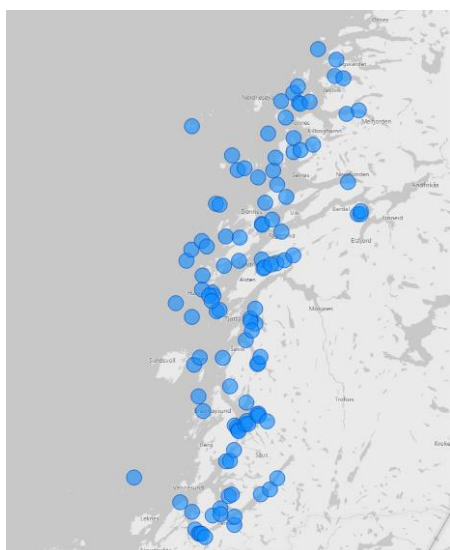
⁵ <https://www.tu.no/filer/sluttrapport-nullfib.pdf>

I rapporten er det lagt til grunn at togene vil ha en batterikapasitet på maksimalt 2,6 MWh energi og at de i praksis kun vil lades opp 2,4 MWh. Under ladning vil togene trekke maksimalt 8MW effekt fra kjøreledningene og på det meste av strekningen vil det ligge lavere enn dette.

Jernbanedirektoratets rapport omfatter ingen beregninger av energiforbruk ved en slik løsning. Imidlertid forbruker Nordlandsbanen i dag ca. 12,5 millioner liter diesel per år, som må erstattes med el fra nettet. 12 mill. liter diesel har et energiinnhold på om lag 120 GWh. El-drift er vesentlig mer energieffektiv slik at det årlige kraftbehovet vil sannsynligvis være vesentlig mindre enn 120GWh. Dette vil allikevel være et vesentlig bidrag til elkraftforbruket i transportsektoren.

2.4 Havbruk

Havbruksbransjen er en betydelig bransje på Helgeland, som står for ca. 10 prosent av den totale oppdretts-produksjonen i Norge fordelt på omlag 60 lokaliteter. (Fiskeridirektoratet). I tillegg til oppdrettslokaliteter har regionen en rekke smolt- og settefiskanlegg samt slakterier og foredlingsanlegg.

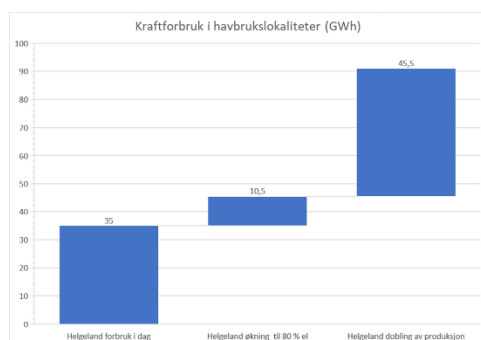


Figur 2-12 Oversikt over havbrukslokaliteter på Helgeland

Oppdrettsbransjen er en stor forbruker av energi. Ifølge en rapport⁶ utarbeidet av DNV-GL for Energi Norge og Sjømat Norge i 2018 er ca. 50 prosent av oppdrettslokalitetene i Norge knyttet til landstrøm i dag. Ifølge rapporten anslås det at ca. 80 prosent av lokalitetene lønnsomt kan kobles til landstrøm og dermed erstatte diesel som energikilde, dette vil generere et økt kraftforbruk nasjonalt på 105 Gwh/år. For Helgeland sin del så vil dette utgjøre 10,5 GWh i økt årlig kraftforbruk, med dagens lakse-produksjonsvolum.

⁶ https://www.energinorge.no/contentassets/ef7f99cb7a954aa99393156203f764ad/fullelektrisk-fiskeoppdrett_endeligversjon.pdf

Bransjens ambisjon er en dobling av produksjonen frem mot 2030. Gitt at det blir realisert en dobling av produksjons-volumet og at utviklingen energiforbruket er proporsjonal med økningen i produksjonsvolumet kan det, i kombinasjon med elektrifisering av 80% av anleggene, bety et samlet kraftforbruk til oppdrettslokaliteter på ca. 91 GWh i 2030 en økning på om lag 56 GWh fra dagens ca. 35 GWh som figur



Figur 2-13 Kraftforbruk på Havbrukslokaliteter på Helgeland

Imidlertid er de sjøbaserte oppdrettslokalitetene kun én del av verdikjeden. Både smolt- og settefiskanlegg som ligger oppstrøms oppdrettsanleggene i verdikjeden og slakterier og foredlingsanlegg som ligger nedstrøms, er kraftkrevende anlegg. Oversikten i tabell 2-13 viser dagens kraftforbruk hos noen av de viktigste anleggene i disse kategoriene på Helgeland. En økning i produksjonsvolum på oppdrettslokalitetene vil naturlig nok også resultere i økt aktivitet oppstrøms og nedstrøms. Ved en dobling av produksjons-volumet i primærproduksjon som nevnt tidligere så er det rimelig å anta at det også vil påvirke produksjonen hos aktørene som er nevnt under tilsvarende. En dobling av kraftforbruket betyr dermed nærmere 38 GWh nytt kraftbehov. En dobling hos primærprodusentene vil gi et økt kraftbehov på 56 GWh som gir et samlet økt kraftbehov på 94 GWh for bransjen.

MOWI Glomfjord, Settefisk	2	GWh
Helgeland Smolt Avd. Reppen	16,3	GWh
Nova Sea Lovund, slakteri	6,4	GWh
Grytåga Settefisk	11,6	GWh
Randfjord produkter/Kvarøy settefisk	1,3	GWh
SUM	37,6	GWh

Figur 2-14 nåværende elkraftforbruk hos et utvalg sjømatbedrifter oppstrøms og nedstrøms for oppdrettsanlegg. (Mangler tall fra Mowis slakteri på Herøy)

2.5 Industriprosjekter

I innledningen nevnte vi noen eksempler på industriprosjekter som hvis de blir realisert vil ha stor betydning for kraftbalansen i regionen. Noen ligger nær i tid og har høy sannsynlighet. Typisk så er dette vedtatte utvidelser hos eksisterende aktører, mens andre planer ligger lengre ut i tid og har større usikkerhet knyttet til seg. I tabell 2-1 under har vi laget en oversikt over de prosjektene og planene vi har fått informasjon om og oppsummerer hvilket kraftforbruk de vil medføre om de blir realisert. Det kan være at det finnes industriprosjekter under utvikling i regionen som ikke er inkludert i denne oversikten av ulike grunner. Imidlertid er omfanget av de beskrevne prosjektene tilstrekkelig til å illustrere den svært store interessen for ny industrietablering i regionen og å underbygge at det er sannsynlig med vesentlig økt etterspørsel etter kraft i regionen.

Våre kilder til informasjon om disse prosjektene har også gjort vurderinger av tidsperspektivet og sannsynlighet for realisering for hvert av prosjektene. Av hensyn til aktørene bak det enkelte prosjekt er det for en rekke av prosjektene ikke ønskelig at det publiseres spesifikke vurderinger av tidsperspektiv og sannsynlighet. Vi har derfor valgt å ikke publisere de spesifikke vurderingene for noen av prosjektene, men tallene er brukt i beregningene av den totale effekten av prosjektene.

Aktør	Aktivitet	Estimert årlig forbruk (GWh)
Alcoa Mosjøen	Planlagte utvidelser	500
Freyr	Pilotanlegg batterifabrikk	200
Freyr	Byggetrinn 1 batterifabrikk	1600
Freyr	Byggetrinn 2 batterifabrikk	1600
CO2 HUB Nordland	CO2 fangst fra eksisterende industriaktører	144
MIP (ikke navngitt aktør)	Metanolproduksjon	1020
MIP (ikke navngitt aktør)	Proteinproduksjon	720
MIP (ikke navngitt aktør)	Hydrogen for salg	210
MIP (ikke navngitt aktør)	Batterifabrikk	90
MIP (ikke navngitt aktør)	Silisiumproduksjon	90
MIP (ikke navngitt aktør)	Datasenter	540
MIP (ikke navngitt aktør)	Videreforedling av mineraler	369
Holandsvika – Invest In Norway	Ikke oppgitt	3000
Ikke oppgitt	Datasenter marka	500
Ikke oppgitt	Landbasert oppdrett (Vefsn)	300
Blue Crude	Produksjon av diesel	1000
Equinor, Aker BP	Elektrifisering av Norne, Skarv og Aasta Hansteen	2500
Sum		14 383

Tabell 2-1 identifiserte industriplaner (MIP, Freyr, Alcoa, Mosjøen og Omegn Næringssselskap, Olje- og Gassklynge Helgeland)

Samlet representerer de identifiserte planene for utvidelser og nyetableringer over 14,3 TWh årlig forbruk. I stor grad omfatter planene etablering av kraftkrevende tungindustri som har betydelig likehetstrekk med eksisterende industri i regionen, samt elektrifisering av olje og gassfelt som er en klar strategi fra operatørene på Norsk sokkel med Equinor i spissen.

En stor andel av planene som er vist i tabellen er planer som gjelder aktører som av konfidensialitetshensyn ikke kan identifiseres i rapporten. De nevnte planene representerer imidlertid i stor grad formelle forespørsler om høyst konkrete prosjekter.

Under etablering av ny kraftkrevende virksomhet hører også etablering av datasentre, og tre prosjekter er nevnt i oversikten. Det bør poengteres at rammebetingelsene for etablering av denne typen virksomhet i det siste har blitt krevende og i øyeblikket ser mange av planene innenfor denne kategorien usikre ut. Årsaken er at endringer i norske myndigheters avgiftsregime har ført til at flere av disse aktørene har fått eller står i fare for å få høyere elavgift.

2.5.1 Trafokapasitet

Det er en rekke forutsetninger som må være på plass for at de nevnte industriprosjektene skal komme på plass. Tilstrekkelig nettkapasitet i sentralnettet er en av disse. Flere av de nevnte prosjektene vil kunne falle bort hvis ikke nettkapasiteten er tilstrekkelig. Denne rapporten har ikke gjort noen omfattende analyse av nettkapasitet. Trafokapasitet en viktig del av nettkapasiteten og det gjøres en rekke nyinvesteringer, utvidelser og oppgraderinger av trafostasjoner på Helgeland. Det er imidlertid viktig at dette opprettholdes fremover da det fra ulike aktører er gitt uttrykk for bekymring for om den sterke veksten i kraftkrevende industri som er beskrevet i denne rapporten kan bli realisert hvis ikke investeringene i trafokapasitet økes.

2.6 Ny kraftproduksjon

Det er et betydelig teknisk potensial for økt kraftproduksjon i på Helgeland både fra vannkraft, vindkraft på land og vindkraft til havs.

2.6.1 Vannkraft

Det har de siste årene vært gjennomført en rekke mindre utbygginger av nye anlegg, samt oppgraderinger av eksisterende anlegg som har medført økt produksjon. Eksempler på dette er Statkrafts oppgradering av Øvre- og Nedre Røssåga som ble fullført i 2018 og gav en økt produksjon på 400 GWh årlig.

Det er i øyeblikket få store prosjekter under bygging eller hvor det er gitt konsesjon. Tabell 2-2 under omfatter en oversikt over de mest sentrale prosjektene fremover.

Anlegg	status	Årsproduksjon/økning GWh	kommentar
Smibelg og Storåvatn, Sjøna	Under bygging (driftsstart 2019/20)	216	
Øvrige konsesjoner for Helgeland		295	Fordelt på 31 ulike prosjekter
Sum konsesjoner		525,5	

Utvidelser Krutåga kraftverk kraftverk	Konsesjonssøkt	145	
Tjeldvikelva, Tosbotn	konsesjonssøkt	14,5	Foreløpig siste av 6 anlegg i Tosbotn
Andre konsesjonssøkte	Konsesjonssøkt	219	Fordelt på 10 prosjekter
Sum konsesjonssøkte		378,5	
Utvidelser Rana kraftverk	planlagt	40	
61 øvrige anlegg på utredningsstadiet		510	Potensial som er inkludert i KSU 2018
Sum på utredningsstadiet		550	
SUM		1454	

Tabell 2-2 Vannkraftprosjektet på Helgeland under bygging, konsesjonssøkt eller forøvrig planlagt (Kraftsystemutredning for Helgeland 2018, Helgeland kraft)

Hvorvidt de beskrevne planene vil bli gjennomført gjenstår å se. Vi har i denne rapporten ikke undersøkt hvor stort teknisk eller økonomisk potensial det er for ytterligere produksjonsøkning fra eksisterende eller nye vannkraftverk på Helgeland. NTNU publiserte i 2019 et vitenskapelig arbeid hvor de kom frem til at det var et nasjonalt potensial på å hente ut 15-20% mer av eksisterende vannkraftverk tilsvarende 20-30 TWh ved gjennomføring av oppgraderinger. I en artikkel i Gemini⁷ i mai 2019, benyttes Statkraft sin oppgradering av Nedre Røssåga som eksempel.

For Helgeland sin del tilsvarer 15-20% økt produksjon 1 000-1 400 GWh. NVE opererer også med at det er teknisk potensial for å ta ut mer produksjon, men er vesentlig mer moderate i sine anslag, som ligger på omkring 5%. Hvorvidt det vil være lønnsomt for kraftselskapene å gjøre disse investeringene er mer usikkert.

Selv om disse utbyggingsplanene vil være samfunnsøkonomisk lønnsomme så vil de ikke nødvendigvis være bedriftsøkonomisk lønnsomme for utbyggerne, og vil da ikke bli bygget ut.

2.6.2 Vindkraft på land

Det er i øyeblikket to større vindkraftprosjekter på Helgeland som er aktuelle:

- Øyfjellet i Mosjøen som har fått konsesjon og hvor byggestart er 2020. Estimert årlig produksjon 1,3 TWh (konsesjon gitt, planlagt driftsstart i 2021)
- Sjonfjellet vindkraftverk som er planlagt men ikke konsesjonssøkt med estimert årlig produksjon på 2,2 TWh (ikke søkt konsesjon, planlagt driftsstart i 2024).

Vindkraft er i motsetning til vannkraft med kraftmagasiner, ikke regulerbar. Det vil si at man ikke kan planlegge eller styre produksjonen. Med mye uregulerbar kraft relativt til forbruket øker faren for at produksjonen ikke er godt tilpasset forbruket på et gitt tidspunkt, noe som vil øke behovet for overføring av kraft til og fra andre områder. En slik overføring medfører tap. Med mye regulerbar vannkraft i samme område kan man redusere behovet for denne typen overføring ved at vannkraften

⁷ <https://gemini.no/kronikker/vindmoller-overflodig-om-vi-forny-vannkraften/>

kan reguleres opp eller ned på kort varsel for å kompensere for svingninger i vindkraftproduksjon. På denne måten er vindkraft og vannkraft komplementære og vannkraften gjør at det er «plass» til mer vindkraft i nettet.

2.6.3 Offshore vindkraft

NVE har utredet 15 områder langs kysten med tanke på fremtidig offshore vindkraft. Et av områdene som er beskrevet i NVEs utredning er Træna Vest utenfor Helgeland. Aker Solutions jobber med planer om å søke konsesjon på i første omgang en offshore vindpark på 500MW i dette området.

For dette prosjektet planlegges det å levere en konsesjonssøknad i inneværende år, med stipulert tidligste byggestart i 2024 og tidligste ferdigstillelse i 2027.

Prosjektet vil basere seg på bruk av det flytende offshore vind konseptet «Windfloat» utviklet av selskapet Principle Power hvor Aker Solutions er aksjonær. I full drift vil dette første prosjektet på Træna Vest produsere i størrelsesorden 2 TWh per år. Potensialet på Træna Vest totalt ligger på opp mot 6 TWh årlig produksjon (Aker Solutions). Å hente ut dette potensialet vil ligge relativt langt frem i tid (mer enn 10 år).



Bilde: 1 - Windfloat

Sammenlignet med landbasert vind er offshore vind og særlig flytende offshore vind industrielt umodent og vesentlig mindre lønnsomt foreløpig. En annen utfordring er at Træna Vest i utgangspunktet er plassert i gruppen av områder NVE ikke foreslår blir prioritert for utbygging. Industrien på Helgeland har med Olje og Gassklynge Helgeland i spissen levert en høringsuttalelse til Olje- og Energidepartementet om at Træna Vest bør inkluderes i gruppen av områder som skal åpnes for utbygging først.

Når det gjelder produksjonskostnader for offshore flytende vindkraft så ligger de i dag langt over produksjonskostnaden for annen kraft som er aktuell på Helgeland. Sintef⁸anslår at produksjonskosten i de relativt få eksisterende pilotanleggene i verden i dag ligger på omkring 1,5 kroner per KWh men at de om 10 år vil kunne nærme seg 40 øre.

Samlet identifisert planlagt/foreslått utbygging av ny kraftproduksjon på Helgeland

Vannkraft	1454 GWh
Vindkraft på land	3500 GWh
Offshore vindkraft	2000-6000 GWh (øvre estimat ligger svært langt frem i tid)
Sum	10 954 GWh

Tabell 2-3 samlet planlagt ny kraftproduksjon på Helgeland

⁸ https://www.nrk.no/norge/energirapport_-havvind-kan-dekke-18-ganger-verdens-strombehov-1.14871761

2.6.4 Termisk kraft og energigjenvinning

Knyttet til industriklyngene på Helgeland slik som Mo Industripark jobbes det kontinuerlig med energieffektivisering og gjenbruk av varme fra prosessindustri til f.eks. fjernvarme. Bl.a. jobbes det med prosjekter hvor man ser på lagring av varme fra prosessindustri for å kunne bruke denne varmen i fjernvarme når det er behov. Dette kan redusere behovet for bruk av elkraft, gass eller andre energikilder til spisslast i fjernvarmeanlegg og slik sett bidra til å redusere kraftbehovet. Det jobbes også med prosjekter for produksjon av kraft i vannforsyningsanlegg.

3 Oppsummering av funn

3.1 Samlet fremtidig kraftbehov

Industrien dominerer dagens kraftforbruk på Helgeland og det samme gjelder de identifiserte planene fremover. I vår analyse av hvilket bidrag en 100% elektrifisering av dagens fossile energiforbruk vil gi gjennom bruk av hydrogen, kom vi til et totalt bidrag på 940 GWh nytt kraftforbruk. En slik voldsom elektrifisering innebærer en stor samfunnsendring og vil ta lang tid. På tross av dette er bidraget i størrelse sammenlignbart med Alcoas vedtatte, kortsiktige utvidelsesplaner på 500 GWh. Det er også verdt å merke seg at 540 GWh av de 940 GWh i scenariet «Fullelektrisk med Hydrogen» vil komme fra industrien, noe som understreker industriens dominans i kraftbildet. Gitt at denne fullelektrifiseringen av dagens fossile energiforbruk i industrien er lønnsom kan det være at disse endringene vil gå vesentlig raskere enn elektrifisering av andre samfunnssektorer som f.eks. samferdsel.

Når det gjelder kraftproduksjonen så viser våre undersøkelser at det er en del planer for ny kraftproduksjon både på kort sikt i form av bygging av nytt vindkraftverk på Øyfjellet, planer på Sjonfjellet og ulike utvidelsesprosjekter på eksisterende vannkraftanlegg.

Under har vi sammenstilt våre funn både når det gjelder planer for ny kraftkrevende virksomhet og for ny kraftproduksjon. Det er slik vi ser det særlig tre forhold som det er relevant å ta hensyn til når vi skal vurdere hvilken effekt de ulike planene vil ha på kraftbalansen:

- Hvor store er de nominelle anslagene for produksjon/forbruk
- Når planlegges prosjektene realisert
- Hvor sannsynlige er planene

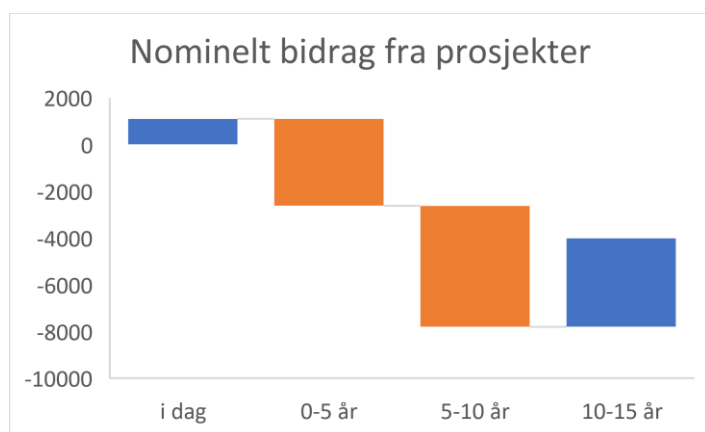
Når det gjelder tidsplan og sannsynlighet så har vi basert oss på de ulike aktørenes egne vurderinger av tidsplan eller på vurderingene fra aktører som MO Industripark og Mosjøen og Omegn Næringssselskap som er i løpende dialog med en rekke av disse aktørene om mulige prosjekter. Når det gjelder sannsynlighet for realisering så er naturlig nok planer som er vedtatt finansiert, hvor konsesjon er gitt eller bygging er startet vurdert å ha høy sannsynlighet, mens planer som er i søknadsfase for konsesjon og/eller ikke er vedtatt finansiert er vurdert lavere. Vi har også her støttet oss på vurderinger fra aktørene selv og MIP og MON for flere av prosjektene.

I de to oversiktene under har vi fordelt de samlede planene for forbruk og produksjon i tre tidskategorier etter når de er planlagt eller vurdert realisert: 0-5 år, 5-10 år og 10-15 år.

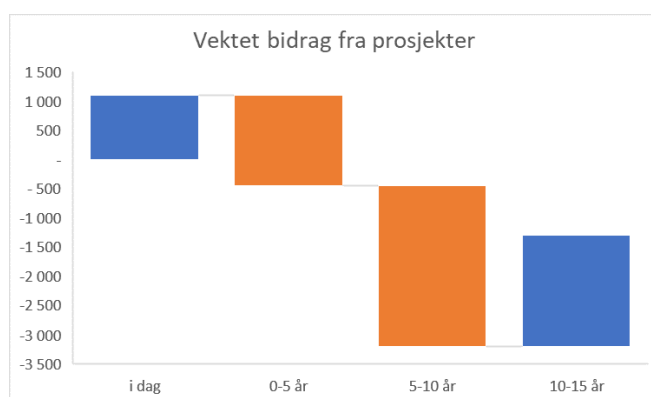
I figur 3-1 er det de nominelle tallene som er oppsummert og i figur 3-2 er de nominelle tallene vektet etter en vurdering av hvor sannsynlige prosjektene er.

Figur 3-1 viser en kraftbalanse som er negativ -3722 GWh i perioden 0-5 år fra nå, negativ -8904 GWh i perioden 5-10 år fra nå og negativ -5104 GWh i perioden 10-15 år fra nå. Figur 3-2 viser en kraftbalanse som er negativ -448 GWh i perioden 0-5 år fra nå, negativ -3201 i perioden 5-10 år fra nå og negativ -1301 GWh i perioden 10-15 år fra nå

Oversikten viser at samlet sett så vil Helgelands nåværende kraftoverskudd snu til et underskudd på kort og mellomlang og lang sikt. Dette gjelder også når vi vekter for sannsynlighet for gjennomføring. Oransje søyler indikerer at kraftbalansen går i negativ retning i den aktuelle perioden og blå søyler indikerer at balansen går i positiv retning i perioden. Men at kraftbalansen er negativ i perioden 5-10 år selv om den forbedres sammenlignet med perioden tidligere.



Figur 3-1 Utvikling i kraftbalanse på Helgeland (nominelle verdier)



Figur 3-2 Utvikling i kraftbalanse på Helgeland (vektede verdier)

3.2 Effekten av en underskuddssituasjon

3.2.1 Kraftpris

Norge er en del av det integrerte nordiske kraftmarkedet som er delt inn i en rekke prisområder hvorav fem prisområder i Norge. Helgeland en del av prisområdet NO4 som omfatter hele Nord-Norge. Det meste av kraften som forbrukes i Norge omsettes gjennom den nordiske kraftbørsen Nord Pool.

Nord Pool beregner daglig områdepris for hele NO4 basert på den daglige systemprisen for hele det nordiske markedet og kunnskap om flaskehals i transmisjonsnett som er spesifikke for NO4. Som figur 3-6 viser, forventer NVE at prisområdet NO4 vil ha markant lavere kraftpris enn resten av Norge i overskuelig fremtid. (Rapport Nr. 41/2019, NVE).⁹

NO4 er et relativt stort område hvor det er krevende å forutsi hvor flaskehalsene oppstår (Statnett) og Statnett foreslo i september 2019 å dele NO4 i to prisområder.¹⁰ Det er usikkert hvordan det vil påvirke prisbildet for det nye foreslåtte prisområdet NO6 som i stor grad vil bestå av Helgeland.

NVE trekker i nevnte rapport frem en rekke parametere som påvirker prisbildet. I tillegg til produksjon og forbruksutvikling i NO4, er produksjon og forbruksutviklingen i resten av landet og overføringskapasiteten mellom prisområdene viktig. Vesentlig ny kraftproduksjon i regionen vil bidra til å holde kraftprisene lave.

Videre er utviklingen i kraftproduksjon og forbruk de tilgrensende områdene i nabolandene og da særlig Sverige viktig. I Sverige bygges det for tiden betydelig med særlig vindkraft og da primært i prisområdene SE1 og SE2 som er de to nordligste prisområdene i Sverige og de som grenser mot NO4. Overføringskapasiteten sørover fra SE2 (SE2-SE3) er relativt høyt utnyttet (Kraftbalansen på den svenska elmarknaden – rapport 2019, Svenska Kraftnät)¹¹. Samlet vil dette trekke prisene nedover i de nordlige prisområdene i Sverige og bidra til å dra prisene i NO4 nedover. I perioden mellom 2030 og 2040 vil økende overføringskapasitet mellom sør og nord i Sverige og utfasing av kjernekraft i Sverige trekke prisen i SE 1 og 2 oppover og påvirke prisen i NO4 i samme retning som figur 3-3 illustrerer.

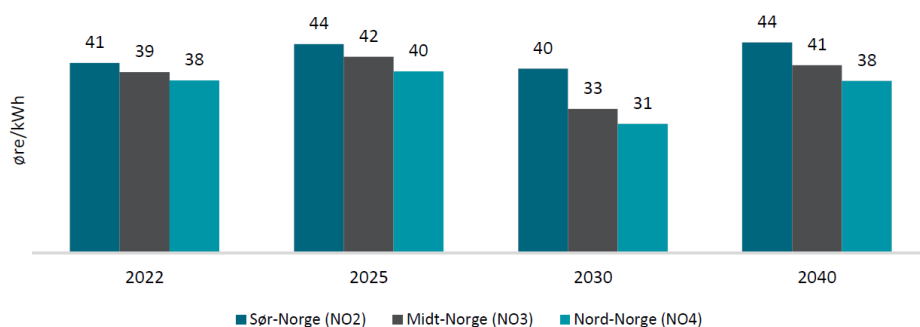
Prisene i Sør-Norge vil i tillegg til forbruksutviklingen i Sør-Norge i sterkere grad bli påvirket av kraftprisen i Europa, blant annet på grunn av økende overføringskapasitet direkte mellom Norge og

⁹ http://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019_41.pdf

¹⁰ <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2019/nordisk-studie-om-elspotomrader/>

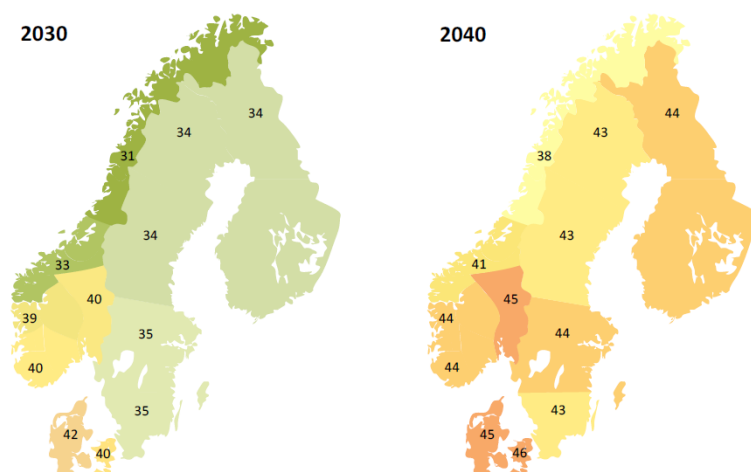
¹¹ <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2019/kraftbalansrapport2019.pdf>

det kontinentale Europa, men også indirekte gjennom at Sveriges overføringskapasitet til Europa øker.



Figur 18 – Kraftprisene i prisområdene har ulik utvikling. Prisforskjellene i Norge er antatt å øke mot 2030, før de reduseres mot 2040.

Figur 3-3 Prisutvikling i norske prisområder (NVE 2019)



Figur 20 – Kraftpriser i Norden i basis (øre/kWh) i 2030 (venstre) og i 2040 (høyre)

Figur 3-4 Kraftpriser i Norge og Sverige (NVE)

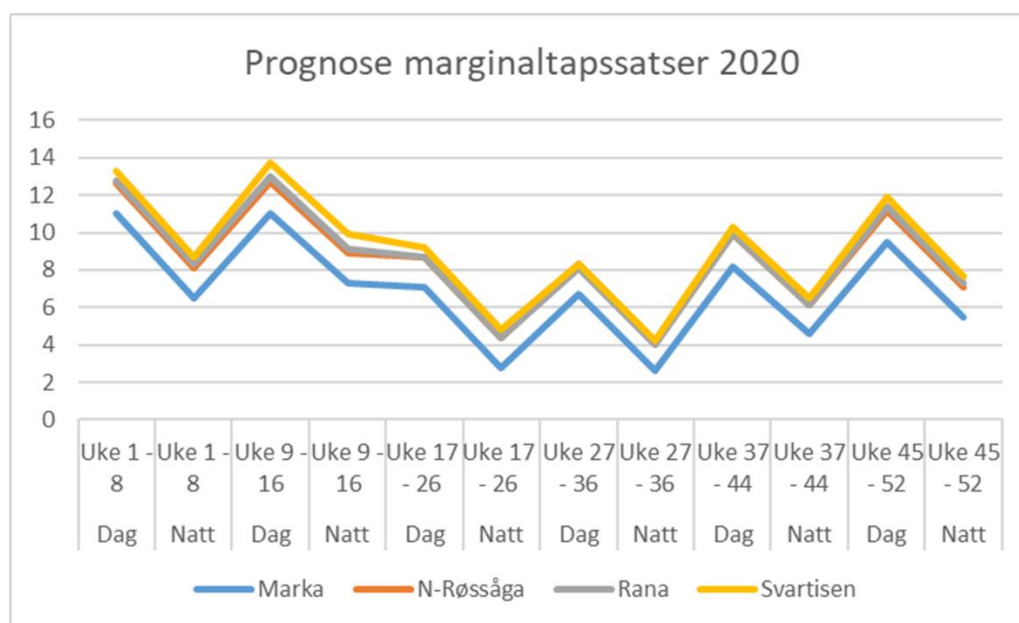
Samlet sett er det vanskelig å peke på hvor mye et enkelt prosjekt enten på produksjonssiden eller forbrukssiden bidrar til å endre prisbildet i NO4, siden prisen påvirkes av svært mange parametere.

3.2.2 Nettariffer

Nettleie er en viktig del av den samlede kostanden for kraftforbrukere. Marginaltappsatser er et element av nettleien. I regioner med kraftoverskudd vil ny kraft som mates inn på nettet måtte

overføres ut av regionen på transmisjonsnettet. Dette medfører tap som må dekkes inn. Når det er overskudd av kraft som er årsak må produsentene betale kostnaden av dette tapet. Det vil si at produsentene må betale et påslag på nettleien for å mate kraft inn på nettet mens kraftforbrukere får tilsvarende redusert nettleie for å forbruke kraft. På grunn av at Helgeland er et overskuddsområde utgjør høye marginaltapssatser sammen med lav markedspris for kraft i NO4 et konkurransefortrinn for kraftkrevende industri i området. I motsatt tilfelle, ved en underskuddssituasjon, vil nytt forbruk medføre overføring til regionen via transmisjonsnettet og det vil være kraftforbrukerne som må betale. På grunn av dette er det avgjørende for kraftkrevende industri at man i Helgelandsregionen beholder overskuddssituasjonen. Etablering av ny kraftkrevende industri som etableres uten at det etableres tilsvarende kraftproduksjon vil bidra til å bringe regionen nærmere eller inn i en underskuddssituasjon.

Figur 3-5 viser Statnetts langtidsprognose for marginaltapssatser for noen utvalgte innmatningspunkter på Helgeland. Som figuren viser vil det i perioder være svært høye satser og det vil være positive satser gjennom hele året.



Figur 3-5 Langtidsprognose for marginaltapssatser for utvalgte innmatningspunkter på Helgeland for 2020 (Statnett)

3.3 Ulike scenarier for kraftsituasjonen fremover

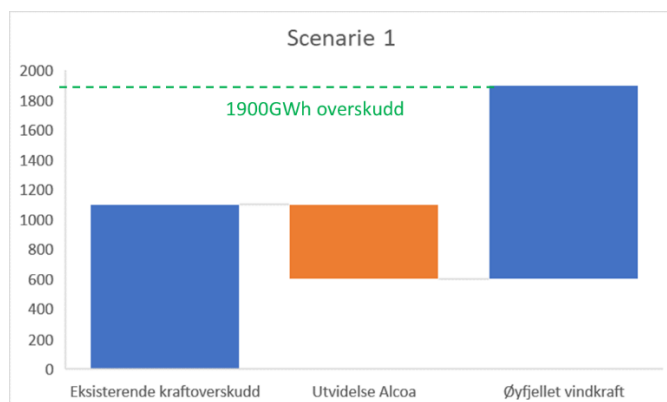
I tillegg til den samlede oversikten over eksisterende planer for ny kraftproduksjon og kraftkrevende virksomhet i kapittel 3.1 har vi sett på noen scenarier der vi ser på effektene av noen enkeltprosjekter og kombinasjoner av disse for å belyse hva disse isolert vil ha å si for utviklingen.

3.3.1 Scenarie 1

Her har vi sett på konsekvensene av to av de tiltakene som er nærmest i tid og som det er svært sannsynlig at blir gjennomført:

- Planlagt utvidelse hos Alcoa
- Igangsettelse av Øyfjellet vindpark

Som figuren under illustrerer vil det beskrevne scenariet og med alt annet for øvrig uendret gi et økt kraftoverskudd.



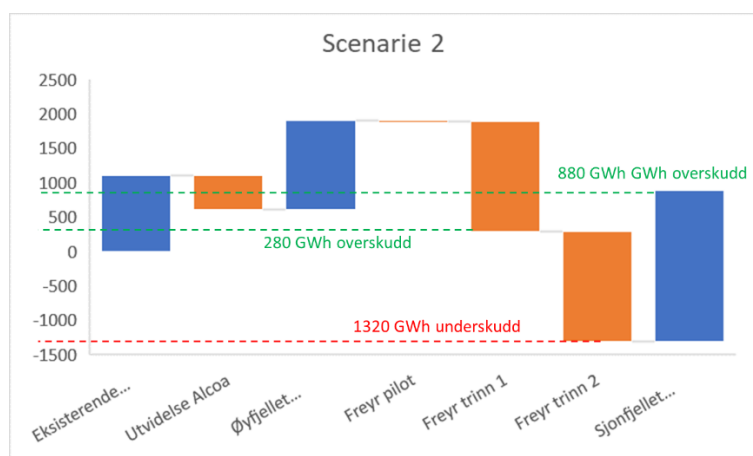
Figur 3-6

3.3.2 Scenarie 2

I dette scenariet har vi i tillegg til aktivitetene fra scenarie 1 lagt til bygging av Freyrs batterifabrikk (pilot+ trinn 1+ trinn2) og den planlagte vindparken på Sjonfjellet.

Som figuren illustrerer så vil effektene av de ulike elementene isolert sett være følgende:

- Bygging av Freyr pilot + trinn 1 – 280GWh kraftoverskudd
- Bygging av Freyr pilot + trinn 1 og 2 – 1320 GWh underskudd
- Bygging av Freyr pilot + trinn 1 og 2 og Sjonfjellet – 880 GWh overskudd



Figur 3-7

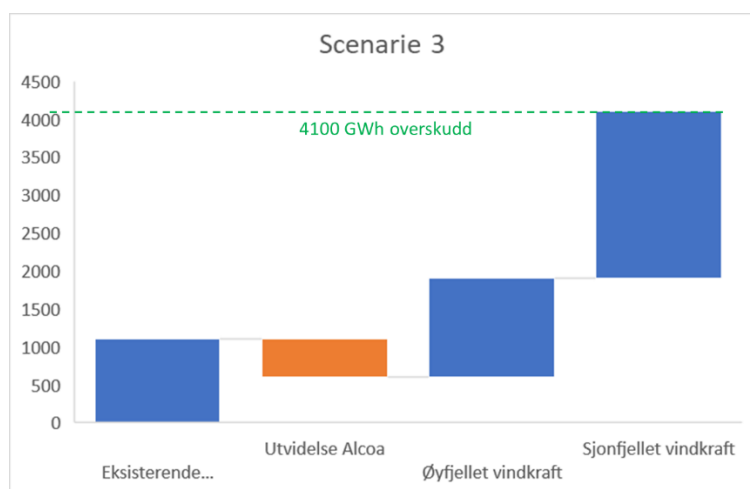
3.3.3 Scenarie 3

Selv om Sjonfjellet vindkraftpark er lansert av samme aktører som står bak Freyr batterifabrikk, er Sjonfjellet vindkraftpark et selvstendig industrielt prosjekt. Det er ikke tatt noen beslutning om

hvorvidt en eventuell batterifabrikk i regi av Freyr vil inngå en kraftkjøpsavtale med en eventuell vindpark på Sjonfjellet.

Det er dermed et teknisk mulig scenarie at Sjonfjellet bygges uavhengig av en eventuell batterifabrikk. Figuren under viser hva effekten av dette vil blitt for kraftbalansen isolert sett. I et slik scenarie vil en vindkraftpark på Sjonfjellet bygges med tanke på leveranse av kraft til markedet enten ved at det inngås en kraftkjøpsavtale med en annen kjøper av kraft, eller at kraften omsettes på Nordpool.

Det må imidlertid bemerkes at formannskapet i Rana kommune har stilt som betingelse for en eventuell grunneieravtale for Sjonfjellet vindkraftpark, at kraften fra prosjektet skal brukes til industri lokalt.



Figur 3-8

3.4 Etablering av vindkraftanlegg for salg til markedet

Øyfjellet vindpark er etablert med en langsiktig kraftsalgsavtale med Alcoa som en viktig forutsetning. Denne typen bilaterale avtaler øker i omfang i det nordiske markedet og da særlig for vindkraft. Dette er en måte å sikre finansiering for prosjekter hvor investeringskostnadene ved etablering er relativt store mens driftskostnadene er relativt små og produksjonskostnaden frem i tid dermed er relativt forutsigbar (siden avskrivninger og finansieringskostnader utgjør en relativt stor andel). Sjonfjellet vindpark er et prosjekt som er lansert av Freyr, men det er per i dag ikke inngått noen avtale om kraftkjøp mellom batterifabrikken og vindkraftprosjektet. Uavhengig av om parken blir etablert med en kraftkjøpsavtale med en kjøper i regionen eller det legges opp til at kraften skal omsettes på Nordpool så vil parkens bidrag til kraftbalansen i regionen og dermed marginaltapsatsene være den samme. Generelt bidrar et økt omfang av kraftkjøpsavtaler med fast pris i kraftmarkedet til å stabilisere prisene i følge en rapport ¹²NVE har fått utført av Copenhagen Economics. Hvis det inngås en kraftkjøpsavtale mellom Freyr og Sjonfjellet vindpark med en fast pris vil det bidra til å stabilisere prisene siden prisen på det volumet ikke vil svinge i avtaleperioden. Om en avtale vil bidra til å trekke prisnivået opp eller ned sammenlignet med alternativet som er omsetning på Nordpool er mer usikkert og vil komme an på utviklingen i det generelle prisnivået i Norden og status på flaskehalser i nettet på Helgeland.

¹² http://publikasjoner.nve.no/rme_eksternrapport/2020/rme_eksternrapport2020_01.pdf

4 Oppsummering

- Industrien er svært dominerende når det gjelder kraftforbruk på Helgeland og det pågår initiativ for etablering av ny industriell virksomhet eller utvidelse av eksisterende som vil mer enn doble forbruket på Helgeland om de blir realisert.
- På kort sikt (0-5 år) og mellomlang sikt (5-10 år) vil de indentifiserte planene for ny kraftkrevende virksomhet gi en betydelig kraftunderskuddssituasjon på Helgeland med mindre det kommer vesentlig mer ny kraftproduksjon enn det som ligger i nåværende planer.
- Scenariene for elektrifisering av nåværende fossil energiforbruk i regionen vil gi et bidrag til kraftforbruk som er i sammenlignbar størrelse med dagens kraftoverskudd om all fossilt energiforbruk blir faset ut bl.a. gjennom bruk av hydrogen. Av dette økte forbruket er industriens bidrag det største.
- Det er betydelig vannkraftproduksjon i regionen og det har de senere årene vært gjennomført betydelige oppgraderinger av flere anlegg som har gitt økt produksjon. Dette sammen med moderat vekst i forbruket har ført til en stabil overskuddssituasjon. Fremover er det planlagt færre oppgraderingsprosjekter. Selv om det er et betydelig teknisk potensial så er lønnsomheten usikker.
- Fortsatt oppgradering av nettkapasitet i regionen og herunder trafokapasitet er en avgjørende forutsetning for at etablering av ny kraftkrevende industri kan realiseres.
- NVE forventer kraftoverskudd og lave kraftpriser i Nord-Norge i overskuelig fremtid. Et kraftoverskudd skaper et konkurransefortrinn for industrien.
- Utviklingen i tilgrensende områder i Sverige vil påvirke situasjonen på Helgeland i følge NVE. Frem mot 2030 vil bl.a. sterk økning i vindutbygging i det nordlige Sverige trekke prisene ned (ned mot 31 øre i 2030, NVE). Videre mot 2040 vil utfasing av kjernekraft og økt overføringskapasitet sørover trekke prisene oppover (mot 38 øre i 2040, NVE).
- Etablering av vindkraft i regionen kan gjøres enten på basis av inngåtte langsiktige kraftkjøpsavtaler med en kjøper av kraft eller med utgangspunkt i at kraften omsettes på Nordpool. Kraftkjøpsavtaler bidrar til å stabilisere prisnivået.

4.1 Konklusjon

Helgeland er i dag et område med betydelig grad av kraftkrevende industri. I denne typen industrier hvor kraft er av de største innsatsfaktorene så har god tilgang på kraft til konkurransedyktige priser vært av de faktorene som har gjort Helgelandsregionen attraktiv for denne typen industri. I de senere årene har økt kraftproduksjon i regionen medført at et kraftoverskudd har blitt opprettholdt og styrket på tross av noe økt forbruk. Denne overskuddssituasjonen har medført god tilgang til kraft til svært gunstige priser for industrien i regionen. Som rapporten viser så er det stor interesse fra en lang rekke aktører for etablering av ny industriell virksomhet. Det er grunn til å tro at kraftsituasjonen er en viktig årsak til det. For øvrig mangler det trafo-kapasitet som kan tilgjengeliggjøre bruk av ytterligere kraft uten betydelige anleggsbidrag, og lang leveringstid.

Hvis scenariet vist i vår oversikt over slår til, vil Helgeland på kort og mellomlang sikt miste et av de viktigste konkurransefortrinnene som industriregion. Ny vindkraft vil kunne legge til rette for nye industrietableringer i regionen utover det som er tilgjengelig av overskuddskraft i dag.