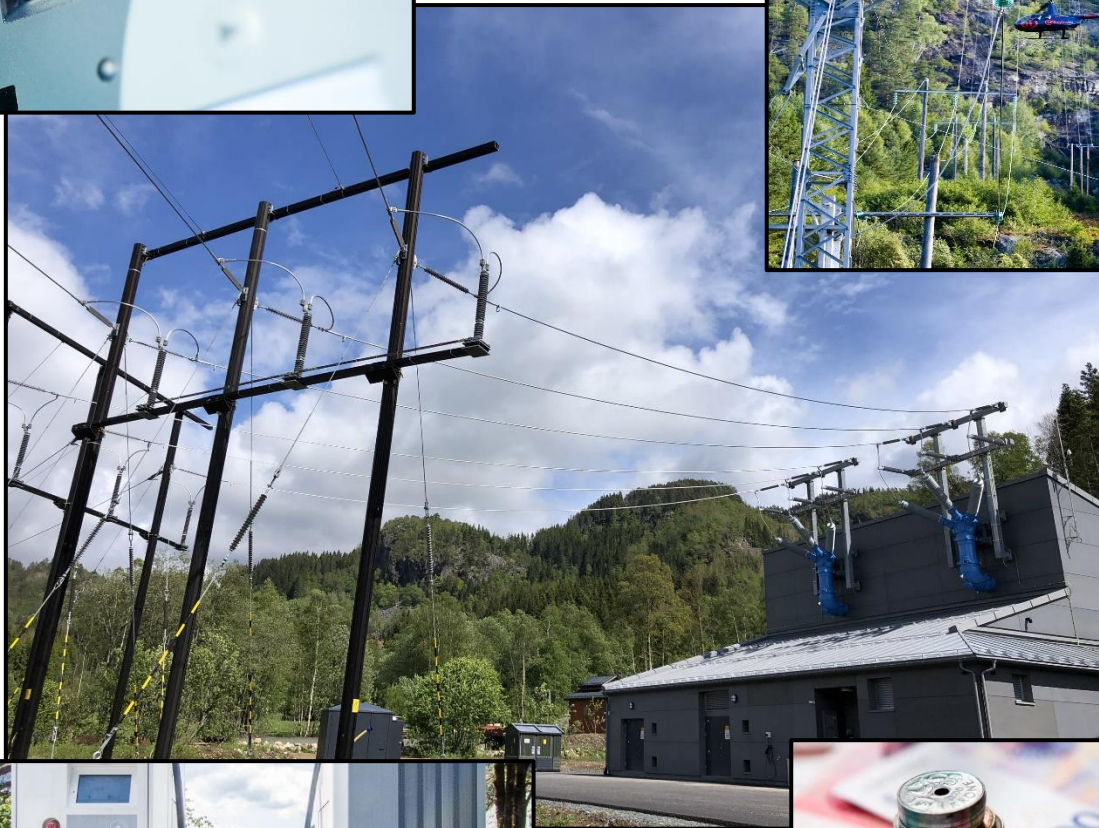


# Regional Kraftsystemutredning for Agder

2022 - 2041

## Hovedrapport



**Versjonslogg**

<b>Versjon</b>	<b>Dato</b>	<b>Beskrivelse</b>
1.0	30.6.2022	1. utgave

## Forord

Agder Energi Nett er utpekt av NVE som utredningsansvarlig konsesjonær for utredningsområdet Aust- og Vest-Agder, og utarbeider annen hvert år kraftsystemutredningen for regionalt distribusjonsnett i Agder.

Kraftsystemutredningen har til hensikt å bidra til en samfunnsøkonomisk rasjonell utbygging av transmisjonsnett og regionalt distribusjonsnett gjennom koordinerte, langsiktige vurderinger av kraftsystemets utvikling. I arbeidet med kraftsystemutredninger involveres ulike aktører. Dette har til hensikt å gi samfunnet en felles forståelse for de mulige endringene i kraftsystemet.

Kraftsystemutredningen er også et viktig grunnlagsdokument i NVEs arbeid med vurdering av konsesjonssøknader for energianlegg, spesielt i konsesjonssøknader for større kraftledninger, og fungerer som et viktig grunnlag for Agder Energi Nett sin planlegging av nettutbyggingen på Agder.

Kraftsystemutredningen består av en grunnlagsrapport inkl. vedlegg som er unntatt offentligheten, og en hovedrapport (denne rapporten) som offentliggjøres på Agder Energi Nett sin internettside<sup>1</sup>.

Kraftsystemutredningen inneholder oversikt over blant annet oppbygning, kapasitet og leveringspålitelighet i eksisterende regionale distribusjonsnett, samt vurdering av mulige utviklinger i behov for overføringskapasitet i regionalt distribusjonsnett i kommende 20 års periode. Det presiseres at investeringer som er vurdert i denne kraftsystemutredningen ikke innebærer vedtak om investeringer. Alle investeringsvedtak gjøres av de respektive netteierens styrende organer. Det bemerkes også at tidspunkt for gjennomføring av tiltak er styrt av blant annet faktisk aldringsprosess, faktisk last- og produksjonsutvikling, samt eiers evne til å gjennomføre investeringer (økonomisk og/eller ressursmessig).

I forskrift om energiutredninger er det fastsatt bestemmelser som gjelder utarbeidelse av kraftsystemutredninger for det regionale distribusjonsnett. Gjeldende forskrift trådte i kraft 1.1.2013, og erstattet da forskrift om energiutredninger fra 2002. Forskriften ble sist endret/revidert i 1.7.2017.

---

<sup>1</sup> [www.aenett.no](http://www.aenett.no)

# Innholdsfortegnelse

<b>1</b>	<b>UTREDNINGSRAMMER OG UTREDNINGSPROSESS</b> .....	<b>3</b>
1.1	UTREDNINGSPROSESS – INVOLVERING AV ANDRE AKTØRER .....	4
<b>2</b>	<b>TEKNISKE FORUTSETNINGER</b> .....	<b>6</b>
2.1	DIMENSJONERENDE DRIFTSSITUASJONER .....	6
2.2	DIMENSJONERINGSKRITERIER .....	6
2.2.1	<i>Valg av spenningsnivå</i> .....	6
2.2.2	<i>Valg av transformatorstørrelse, linjetverrsnitt og mastetype</i> .....	7
2.3	LUFTLEDNING KONTRA KABEL .....	7
2.4	ESTETISKE OG MILJØMESSIGE RESTRIKSJONER .....	7
<b>3</b>	<b>ØKONOMISKE FORUTSETNINGER OG ANTATT LEVETID FOR NETTANLEGG</b> .....	<b>9</b>
3.1	ØKONOMISKE KOSTNADER OG FORUTSETNINGER .....	9
3.2	LEVETID FOR NETTANLEGG .....	10
<b>4</b>	<b>SÆREGNE FORHOLD I UTREDNINGSOMRÅDET</b> .....	<b>11</b>
<b>5</b>	<b>GENERELL BESKRIVELSE AV DET REGIONALE DISTRIBUTJONSNETTET I AGDER</b> .....	<b>12</b>
5.1	ENDRINGER I REGIONALT DISTRIBUTJONSNETT SIDEN FORRIGE KRAFTSYSTEMUTREDNING .....	13
5.2	132 kV REGIONALT DISTRIBUTJONSNETT I ØSTRE AGDER .....	13
5.3	110 kV REGIONALT DISTRIBUTJONSNETT I VESTRE AGDER .....	13
5.4	132 kV REGIONALT DISTRIBUTJONSNETT UNDER ERTSMYRA .....	14
5.5	60 kV REGIONALT DISTRIBUTJONSNETT UNDER HOLEN KRAFTSTASJON .....	14
5.6	LOKALT DISTRIBUTJONSNETT .....	14
5.7	EIERSKAP TIL NETTANLEGG I UTREDNINGSOMRÅDET .....	14
5.8	OVERFØRINGSKAPASITET I EKSISTERENDE REGIONALT DISTRIBUTJONSNETT .....	15
<b>6</b>	<b>STATISTIKK PRODUKSJON OG FORBRUK 2012 – 2021</b> .....	<b>16</b>
6.1	STATISTIKK GRUNNLAG .....	16
6.2	HISTORISK EFFEKTFORBRUK, PRODUKSJON OG BALANSE .....	16
6.3	HISTORISK ELEKTRISITETSFORBRUK, -PRODUKSJON OG –BALANSE .....	20
<b>7</b>	<b>FEILSTATISTIKK FOR PERIODEN 2012 - 2021</b> .....	<b>22</b>
<b>8</b>	<b>FORSYNINGSSIKKERHET I UTREDNINGSOMRÅDET</b> .....	<b>24</b>
<b>9</b>	<b>TILGJENGELIG KAPASITET FOR NY PRODUKSJON</b> .....	<b>25</b>
9.1	TILGJENGELIG NETTKAPASITET FOR SMÅKRAFTVERK TILKNYTTET DISTRIBUTJONSNETT .....	25
9.2	TILGJENGELIG NETTKAPASITET FOR STØRRE KRAFTVERK (RN-TILKNYTNING) .....	27
9.2.1	<i>132 kV nett i østre del av Agder</i> .....	28
9.2.2	<i>110 kV nett i vestre del av Agder</i> .....	28
9.2.3	<i>132 kV nett under Ertsmyra transformatorstasjon i Sirdal</i> .....	28
9.2.4	<i>60 kV nett i Bykle kommune</i> .....	28
<b>10</b>	<b>UTVIKLING IKKE-ELEKTRISK ENERGIFORBRUK (FJERNVARME)</b> .....	<b>29</b>
<b>11</b>	<b>FREMTIDIG ENDRING I FORBRUKERFLEKSIBILITET</b> .....	<b>33</b>
<b>12</b>	<b>DRIVERE SOM PÅVIRKER FREMTIDIG BEHOV FOR OVERFØRINGSKAPASITET</b> .....	<b>36</b>
12.1	BEFOLKNINGSUTVIKLING (ØKONOMISK VEKST) .....	36
12.2	FORBRUKERFLEKSIBILITET .....	37

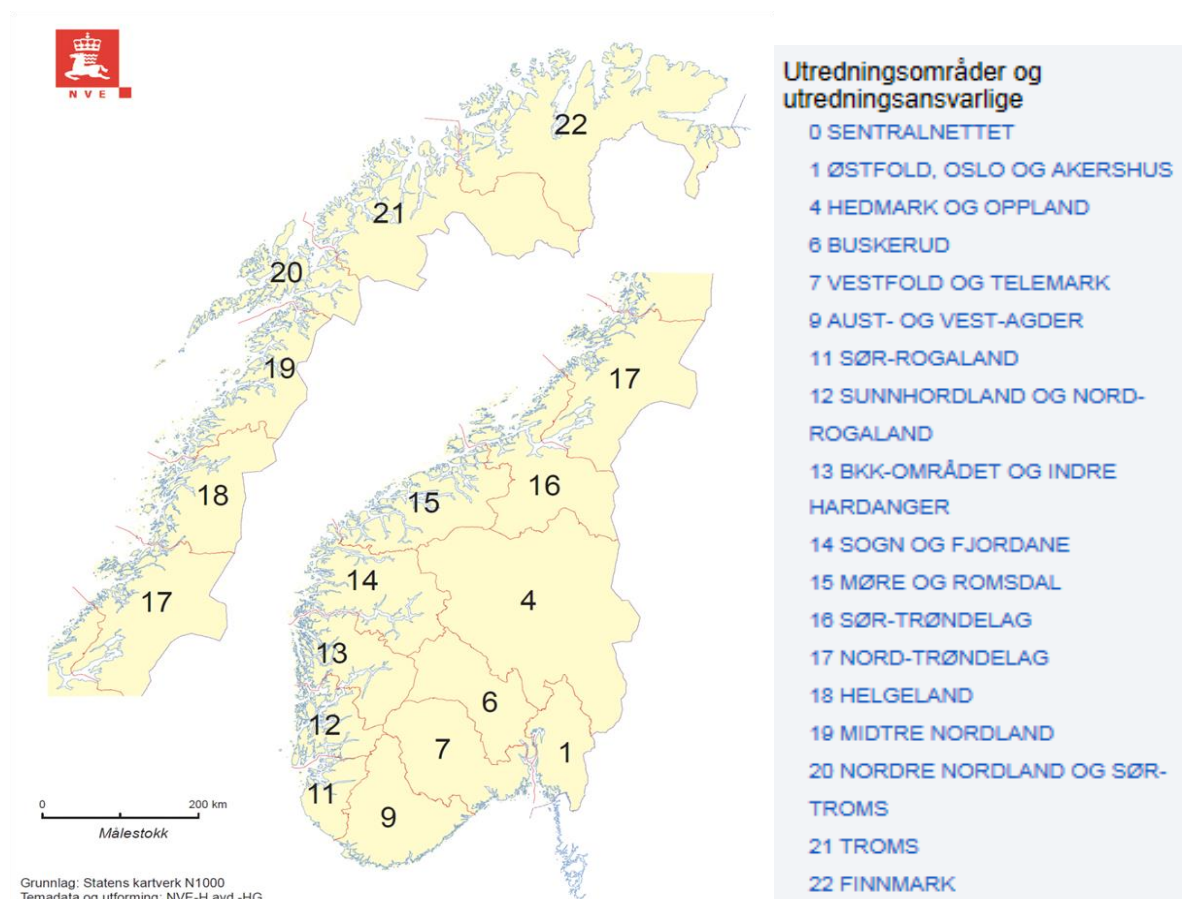
12.3	NYE ELEKTRISKE ARTIKLER .....	37
12.4	ELEKTRIFISERING AV TRANSPORTSEKTOREN .....	37
12.5	NY INDUSTRI / NÆRING.....	38
12.6	ENERGIEFFEKTIVISERING (EFFEKTEFFEKTIVISERING) .....	38
12.7	POLITISKE RAMMEVILKÅR .....	38
<b>13</b>	<b>SCENARIO-BESKRIVELSER.....</b>	<b>39</b>
13.1	BEFOLKNINGSVEKST .....	39
13.2	FORBRUKERFLEKSIBILITET OG ENERGI(EFFEKT)EFFEKTIVITET .....	39
13.3	ELEKTRIFISERING (AV TRANSPORTSEKTOREN) .....	40
13.4	STØRRE KONKRETE TILKNYTNINGSSAKER OVER 1 MW .....	41
13.5	KRAFTPRODUKSJON.....	43
<b>14</b>	<b>SCENARIOENES PÅVIRKNING PÅ FORBRUKS- OG PRODUKSJONSUTVIKLING.....</b>	<b>43</b>
<b>15</b>	<b>FORUTSATTE ENDRINGER .....</b>	<b>46</b>
15.1	TILKNYTNING AV FINSÅ KRAFTSTASJON TIL ERTSMYRA TRANSFORMATORSTASJON .....	46
15.2	NEDLEGGELSE AV 60 KV FORSYNING TIL HUNSFOS NÆRINGSPARK.....	46
15.3	NYE EVJE TRANSFORMATORSTASJON: .....	46
15.4	REINVESTERING AV 110 KV LUFTLINJE HONNA - LOGNA.....	46
15.5	OMBYGGING/NYBYGGING AV REGIONALT DISTRIBUTJONSNETT FRA ARENDAL TRANSFORMATORSTASJON TIL BJORENDAL TRANSFORMATORSTASJON.....	46
15.6	NY 132/23 KV TRANSFORMATOR BJORENDAL .....	47
15.7	UTVIDELSE AV HAVIK, VANSE OG RAMSLANDSVÅGEN TRANSFORMATORSTASJONER .....	47
15.8	TILKNYTNING AV TONSTAD DATAPARK – ERTSMYRA TRANSFORMATORSTASJON .....	47
15.9	TILKNYTNING AV PRODUKSJONSANLEGG FOR BIODRIVSTOFF – ÅMLI KOMMUNE .....	47
15.10	TILKNYTNING AV LANDBASERT FISKEOPPDRETT OG ANNEN INDUSTRIUTVIKLING PÅ HAUSVIK .....	48
15.11	FORVENTEDE INVESTERINGER I TRANSMISJONSNETTET SOM ER RELEVANT FOR UTREDNINGSOMRÅDET: .....	49
15.11.1	Økt transformorkapasitet Kvinesdal.....	49
15.11.2	Økt transformorkapasitet Arendal .....	49
15.11.3	Ny transmisjonsnettstasjon / økt transformorkapasitet Kristiansand .....	49
15.11.4	Økt transformorkapasitet Ertsmyra .....	49
<b>16</b>	<b>FREMTIDIG NETTBELASTNING.....</b>	<b>50</b>
<b>17</b>	<b>NETTANLEGG MED BEHOV FOR TILTAK PÅ GRUNN AV ALDER/TILSTAND .....</b>	<b>51</b>
17.1	LINJER, KABLER OG TRANSFORMATORER .....	51
17.2	ANDRE ANLEGG MED BEHOV FOR TILTAK PÅ GRUNN AV ALDER/TILSTAND .....	51
17.2.1	Koblingsanlegg i Nomeland og Steinsfoss kraftstasjoner .....	51
17.2.2	Senumstad koblingsstasjon.....	51
17.2.3	Kulia transformatorstasjon .....	51
17.2.4	Øye transformatorstasjon.....	52
17.2.5	Fjære transformatorstasjon .....	52
17.2.6	50 kV koblingsanlegg Krossen transformatorstasjon .....	52
<b>18</b>	<b>AKTUELLE UTREDNINGER OG TILTAK (PLANNETT).....</b>	<b>52</b>



## 1 Utredningsrammer og utredningsprosess

Fra og med 2014 oppdateres kraftsystemutredninger for transmisjonsnettet og for 17 områder av regionalt distribusjonsnett i Norge annen hvert år. Kraftsystemutredningen har til hensikt å bidra til en samfunnsøkonomisk rasjonell utbygging av transmisjonsnettet og det regionale distribusjonsnettet gjennom koordinerte, langsiktige vurderinger av kraftsystemets utvikling. I arbeidet med kraftsystemutredninger involveres ulike aktører. Dette har til hensikt å gi samfunnet en felles forståelse for de mulige endringene i kraftsystemet.

Det er etablert 18 utredningsområder i Norge. 17 av disse er regionale områder der det utredes for regionalt distribusjonsnett (33 kV – 132 kV) mens ett ansvarsområde gjelder utredning av transmisjonsnettet (132 kV – 420 kV). Generelt følger områdene fylkesgrensene (pr. 2019), men det finnes noen unntak. Figur 1 viser oversikt over utredningsområdene for regionalt distribusjonsnett i Norge. Områdene er ikke justert eller byttet navn etter at en del fylker ble slått sammen og fikk nye regionnavn fra 2020, og de gamle område- eller fylkesnavnene benyttes fortsatt i regionale kraftsystemutredninger for 2022.



Figur 1 Oversikt over utredningsområder

Kraftsystemutredningen er et viktig grunnlagsdokument i NVEs arbeid med vurdering av konsesjonssøknader for energianlegg, spesielt i konsesjonssøknader for større kraftledninger. Kraftsystemutredningen og utarbeidelsen av denne fungerer også som et viktig grunnlag for Agder Energi Nett sin planlegging av nettutbyggingen på Agder.

NVE har utpekt en utredningsansvarlig konsesjonær innenfor et gitt geografisk område. Den utredningsansvarlige har ansvaret for å koordinere arbeidet med en langsiktig kraftsystemutredning i sitt område. For utredningsområdet Aust- og Vest-Agder er Agder Energi Nett (AEN) utpekt som utredningsansvarlig konsesjonær.

Agder Energi Nett AS (AEN) er et selskap i Agder Energi konsernet. Agder Energi eies av kommunene på Agder med 54,5 prosent, mens Statkraft Holding AS eier de resterende 45,5 prosent. AEN har sitt hovedkontor i Arendal. AEN eier og har driftsansvaret for mesteparten av det elektriske regional- og lokale distribusjonsnett i Agder. Forsyningsområdet består av 25 kommuner med til sammen ca. 210.000 nettkunder.

Kraftsystemutredningen består av en grunnlagsrapport inkl. vedlegg som er unntatt offentligheten og en hovedrapport (denne rapporten) som offentliggjøres på Agder Energi Nett sin internettside<sup>2</sup>.

## 1.1 Utredningsprosess – involvering av andre aktører

Forskrift om energiutredninger spesifiserer hvordan ulike aktører skal involveres i arbeidet med kraftsystemutredningen. Ulike aktører involveres i utredningsprosessen gjennom varsel om oppstart av utredningsarbeid, kraftsystemmøte og kraftsystemutvalg.

### Varsel om oppstart av utredningsarbeid

Før oppstart av utredningsarbeidet skal utredningsansvarlig varsle systemansvarlig, utredningsansvarlige i tilgrensende områder, Norges vassdrags- og energidirektorat, samt øvrige aktører innenfor utredningsområdet som anleggs-, område- og fjernvarmekonsesjonærer, kraftforsyningens distriktssjefer, større nettkunder, kommuner, fylkeskommuner, fylkesmenn og relevante interesseorganisasjoner. Varslet skal inneholde en plan for arbeidet, fokusområder og kontaktinformasjon.

### Kraftsystemmøte

Utredningsansvarlig skal invitere systemansvarlig, utredningsansvarlige i tilgrensende områder og Norges vassdrags- og energidirektorat, samt anleggs-, område- og fjernvarmekonsesjonærer, kraftforsyningens distriktssjefer, større nettkunder, fylkeskommuner og fylkesmenn innenfor utredningsområdet til regionalt kraftsystemmøte. Det skal avholdes minst ett regionalt kraftsystemmøte i løpet av den toårige utredningsprosessen. Møtet skal ledes av utredningsansvarlig og avholdes senest seks måneder etter ferdigstillingen av forrige kraftsystemutredning. Utredningsansvarlig skal på dette møtet presentere forrige ferdigstilte kraftsystemutredning, informere om utredningsprosess, fremme forslag til fokusområder og skissere mulige utviklinger i behov for overføringskapasitet i utredningsområdet. Det skal på møtet velges representanter til kraftsystemutvalget.

### Kraftsystemutvalg

Kraftsystemutvalget skal bistå utredningsansvarlig ved utarbeidelse av kraftsystemutredningen. Kraftsystemutvalget skal bestå av utredningsansvarlig i det regionale utredningsområdet, utredningsansvarlig for transmisjonsnett og minimum tre representanter valgt av det regionale kraftsystemmøtet. Utredningsansvarlig for det regionale utredningsområdet skal lede

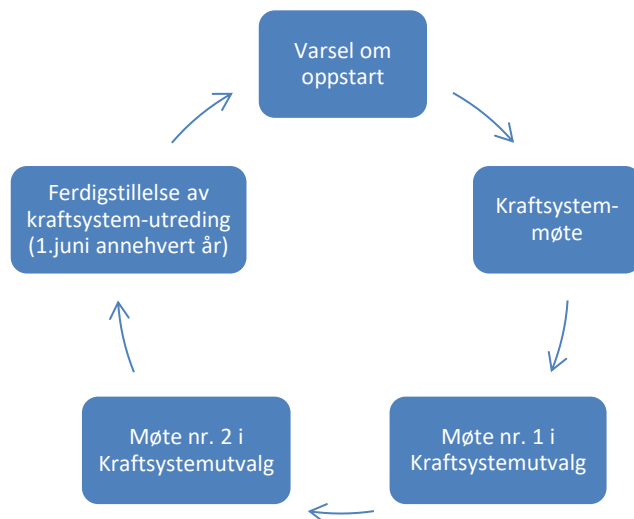
---

<sup>2</sup> [www.aenett.no](http://www.aenett.no)

kraftsystemutvalget. Kraftsystemutvalget skal ha minst to møter i tidsperioden mellom kraftsystemmøte ved oppstart av utredningsarbeidet og ferdigstillelse av kraftsystemutredningen.

### Ferdigstillelse av kraftsystemutredningen

Frist for ferdigstillelse av kraftsystemutredningen ble i vedtak fra NVE 2. mai 2013 satt til annen hvert år innen 1.juni (første gang innen 1. juni 2014). Fristen for innlevering av kraftsystemutredningen i 2022 ble av NVE utsatt med en måned fra 1. juni til 1. juli blant annet på grunn av at mange utredningsansvarlige nettselskaper hadde stort arbeidspress i forhold til å besvare en stor mengde tilkynningsforespørsler.



Figur 2 Overordnet utredningsprosess

Regionalt kraftsystemmøte for Agder ble sist avholdt 1. mars 2021. Følgende deltagere ble valgt inn i kraftsystemutvalget:

- Trond Arild Reiersølmoen, Agder Energi Nett (utredningsansvarlig og leder av kraftsystemutvalget)
- Jonas Skaare Amundsen, Statnett
- Øivind Håland, Agder Energi Vannkraft
- GauteTjensvoll, Fred. Olsen Renewables
- Øyvind Gunnufsen, Glencore Nikkelverk
- Jarl Torland, Elkem
- Dag Auby Hagen, Statsforvalteren i Agder

Møtene i kraftsystemutvalget ble avholdt 1. mars og 12.mai 2022.

I tillegg til deltakerne i kraftsystemutvalget har Wondwosen Eshetu Addisu i Agder Energi Nett utført store deler av det praktiske utredningsarbeidet.



## 2 Tekniske forutsetninger

I dette kapitlet presenteres de tekniske forutsetningene som ligger til grunn for vurderingen av framtidige overførings- og utbyggingsbehov.

### 2.1 Dimensjonerende driftssituasjoner

For å kunne si noe om framtidig overføringsbehov, og dermed framtidig utbyggingsbehov i det regionale distribusjonsnett, er det nødvendig å måle historisk lastuttak og produksjon. For hver transformatorstasjon, kraftstasjon og nettkunde direkte tilknyttet det regionale distribusjonsnett, blir det hver time målt energiforbruk/energiproduksjon (MWh/h). Dette gir informasjon om når det regionale distribusjonsnett som helhet har hatt høyest forbruk (normalt i vinterhalvåret mellom desember og mars), og når hver enkelt transformatorstasjon og industrikunde har hatt sitt høyeste forbruk (dette trenger ikke å være samtidig som når nettet som helhet har høyest belastning)

Tidspunkt for den høyeste belastningen i nettet sier noe om hva som er *dimensjonerende driftssituasjon*, altså hvilke forhold nettet må designes for. For noen deler av det regionale distribusjonsnett er høy last vinterstid og liten lokal produksjon dimensjonerende driftssituasjon. For andre deler av nettet er høy produksjon sommerstid i kombinasjon med lavt forbruk dimensjonerende. I noen tilfeller er begge driftssituasjoner dimensjonerende. På bakgrunn av dette er begge driftssituasjonene analysert. Unntak er gjort for 60 kV nettet under Holen kraftstasjon (se kapittel 5.5) hvor kun "høy last, lav produksjon" er dimensjonerende.

### 2.2 Dimensjoneringskriterier

Ved nybygging eller oppgradering/reinvestering av eksisterende kraftnett i Agder benyttes til enhver tid gjeldende normer og forskrifter. Noen overordnede dimensjoneringskriterier som ikke er omfattet i disse er kort beskrevet i påfølgende underkapitler.

#### 2.2.1 Valg av spenningsnivå

Det regionale distribusjonsnett i Agder er bygget med spenningsnivåene 132 kV, 110 kV, 60 kV og 50 kV.

I 1952 valgte tidligere Vest Agder Energiverk (VAE) 110 kV spenningsnivå for den videre utvikling av det regionale distribusjonsnett i Vest-Agder, selv om det er 60 kV og 132 kV som er de vanligste spenningene i Norge. Bakgrunnen for VAEs valg av 110 kV var en kostnadsvurdering. Tidligere ble det benyttet 60 kV, og da kapasiteten i dette nettet var for lav, ble ulike alternativer vurdert. Ved oppgradering til 110 kV kunne mange gamle master gjenbrukes, slik at dette var langt billigere enn oppgradering til 132 kV. 110 kV nettet kan dermed betraktes mer som et oppgradert 60 kV nett enn et "reduert" 132 kV nett.

Ved oppgradering, reinvestering eller nybygging, vurderes det alltid å oppgradere til 132 kV. 132 kV foretrekkes så sant det ikke medfører en betydelig samfunnsøkonomisk merkostnad. Dersom ikke oppgraderingen skjer umiddelbart legges det som oftest til rette for en framtidig spenningsoppgradering.

### 2.2.2 Valg av transformatorstørrelse, linjetverrsnitt og mastetype

For transformatorer i transformatorstasjoner med forsyning til lokalt distribusjonsnett tilstrebes det å etablere transformatorer med standard ytelse. Dette har en rekke fordeler, blant annet økt fleksibilitet i drift og utvikling av nettet.

Når nye linjer bygges eller gamle oppgraderes må det velges en type luftlinje eller kabel, med et egnet tverrsnitt (tykkelse). Tverrsnittet bestemmes hovedsakelig ut ifra overføringsbehov og samfunnsøkonomi. Ved valg av mastetype (tre, stål eller kompositt) er miljømessige vurderinger viktige, men også økonomiske og fysiske, samt vurdering av vedlikeholdsbehov.

### 2.3 Luftledning kontra kabel

Anvendelse av luftledning kontra kabel avhenger av økonomiske, estetiske, tekniske og praktiske forhold. Økonomisk sett vil luftledning normalt ha betydelig lavere utbyggingskostnad enn kabel. Hvor stor forskjellen vil være er avhengig av lokale forhold, blant annet om en eventuell kabelgrøft kan anlegges i løsmasser eller må bores/spreges. Normalt vil etablering av kabel i regionalt distribusjonsnett ha en utbyggingskostnad på 1,5 – 3 ganger utbyggingskostnad for luftlinje.

Estetisk er kabel ofte å foretrekke da kablen normalt vil være usynlig i driftsperioden. I byggeperioden vil derimot kabellegging ofte kreve betydelig anleggsarbeid (etablering av grøfter, asfaltering osv.).

De fleste luftledninger som bygges i dag har høyere kapasitet enn kabler. Dersom en kabel skal skøytes inn midt på en strekning med luftledning vil derfor kablen ofte kunne bli en uønsket flaskehals i kraftsystemet. Det må det derfor ofte legges dobbelt sett (eller trippelt sett) med kabler for å unngå å oppnå flaskehals i kraftsystemet, noe som ofte gjør kabel-alternativer svært kostbare.

Luftledninger er eksponert for omgivelsene, og krever av den grunn hyppigere vedlikehold (deriblant skogrydding) enn jordkabler som ikke er utsatt for omgivelsene i samme grad. Kabler har sjeldnere feil forårsaket av omgivelsene, men når en feil først inntreffer er reparasjonen ofte langvarig og kostbar. Hensynet til forsyningssikkerheten taler derfor ofte for å velge en luftledning dersom det er praktisk mulig.

Det nevnes også at i stortingsmeldingen «Vi bygger Norge – om utbygging av strømmettet», Meld. St. 14 (2011 – 2012)<sup>3</sup> er det beskrevet at «for nett fra over 22 kV og til og med 132 kV skal luftledning velges som hovedregel», og det er videre listet opp forhold som kan gjøre at det likevel kan velges kabel på begrensede delstrekninger. Dette legges til grunn i NVEs behandling av konsesjonssøknader og eventuell bruk av kabel må derfor dokumenteres godt i forhold til beskrivelsene i stortingsmeldingen for at det eventuelt skal gis tillatelse til bruk av kabel i regionalt distribusjonsnett.

### 2.4 Estetiske og miljømessige restriksjoner

Krav til estetikk, miljøhensyn, støy og magnetfelt er noen forhold som kan medføre anleggsmessige restriksjoner. AEN følger de pålegg som myndighetene gir i spørsmål knyttet til miljøet. Når nye linjer planlegges vil AEN, gjennom tett dialog med myndigheter, miljøorganisasjoner og lokalsamfunn, søke å minimalisere de estetiske ulempene som en utbygging medfører. Hensyn til miljø kan resultere i økte kostnader for prosjekter.

<sup>3</sup> <https://www.regjeringen.no/contentassets/19472ee2fcc54a0eaae169972fd61c98/no/pdfs/stm201120120014000dddpdfs.pdf>

Myndighetene har ikke fastsatt eksakte grenseverdier med hensyn på eksponering for magnetfelt. Det vises til Strålevern rapport 2005: 8 "Forvaltningsstrategi om magnetfelt og helse ved høyspentanlegg"<sup>4</sup>. I rapporten anbefales det å benytte 0,4 µT som utredningsnivå for om det skal iverksettes tiltak som kan redusere magnetfeltet. Det er ikke gitt at det skal gjennomføres tiltak. Mulige tiltak som kan iverksettes er beskrevet i kapittel 7 i overnevnte rapport.

---

<sup>4</sup> [https://dsa.no/sok/\\_/attachment/inline/8a6489e2-2a4c-4f72-91d7-2a2540b8397b:74e05da87c9acae68b1b4efae2c84b7ab8159014/straalevernrapport-2005-8-forvaltningsstrategi-om-magnetfelt-og-helse-ved-hoeyspentanlegg.pdf](https://dsa.no/sok/_/attachment/inline/8a6489e2-2a4c-4f72-91d7-2a2540b8397b:74e05da87c9acae68b1b4efae2c84b7ab8159014/straalevernrapport-2005-8-forvaltningsstrategi-om-magnetfelt-og-helse-ved-hoeyspentanlegg.pdf)

### 3 Økonomiske forutsetninger og antatt levetid for nettanlegg

I dette kapitlet presenteres forutsetningene for de økonomiske vurderingene som ligger til grunn i Kraftsystemutredningen

#### 3.1 Økonomiske kostnader og forutsetninger

I de økonomiske analysene er følgende kostnader vurdert:

- *Investeringskostnader* – Anleggskostnader, prosjekterings- og administrasjonskostnader, riggekostnader og kostnadsusikkerhet.
- *Drifts- og vedlikeholdskostnader* – Varierer ut ifra type anlegg, ytre påkjenninger, produktkvalitet osv.
- *Tapskostnader* – Overføringstap i kraftnettet som er avhengig av produksjons- og lastvariasjoner, og kan variere mye fra år til år.
- *Avbruddskostnader* – Samfunnsøkonomisk kostnad for avbrudd av strømforsyningen hos sluttbrukere.

For estimering av investeringskostnader er det benyttet erfaringstall fra nylig gjennomførte prosjekter, erfaringstall fra bransjen og/eller avtalepriser som AEN har inngått med leverandører for enkelte type komponenter. Kostnader som normalt er vanskeligst å estimere er grunnarbeid og bygningsmessige kostnader i forbindelse med transformator og/eller koblingsanlegg da disse kostnadene varierer sterkt etter lokale forhold. Disse forsøkes vurdert så godt som praktisk mulig avhengig av hvor detaljert aktuelt tiltak er planlagt.

Drifts- og vedlikeholdskostnader for nettanlegg varierer ut ifra type anlegg, ytre påkjenninger, produktkvalitet osv. I kraftsystemutredningen forutsettes det en årlig generell drifts- og vedlikeholdskostnad på 1,5 % av anleggets ny-verdi (anleggskostnad).

Kostnader for avbrudd skal beregnes etter beskrivelse i "Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer", kapittel 9<sup>5</sup>. Avbruddskostnader beregnes ut fra avbrutt effekt, varigheten av avbruddet, tidspunktet for når avbruddet inntreffer og om avbruddet er varslet eller ikke. Avbruddskostnader, såkalt KILE-kostnad (KILE = Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi) belastes nettselskapet ved at nettselskapets inntektsramme justeres som følge av avbruddskostnader for tilknyttede sluttbrukere. I denne kraftsystemutredningen er i hovedsak «NVEs modell for beregning av sannsynlige avbruddskostnader»<sup>6</sup> benyttet ved beregninger av avbruddskostnader.

Konsesjonær kan inngå avtale med sluttbruker om utbetaling av avbruddskostnader for avbrudd dersom visse vilkår beskrevet i § 9-3 i "Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer"<sup>5</sup> er oppfylt. I Agder har noe av storindustrien, med uttak fra det regionale distribusjonsnettet, individuelle KILE-avtaler.

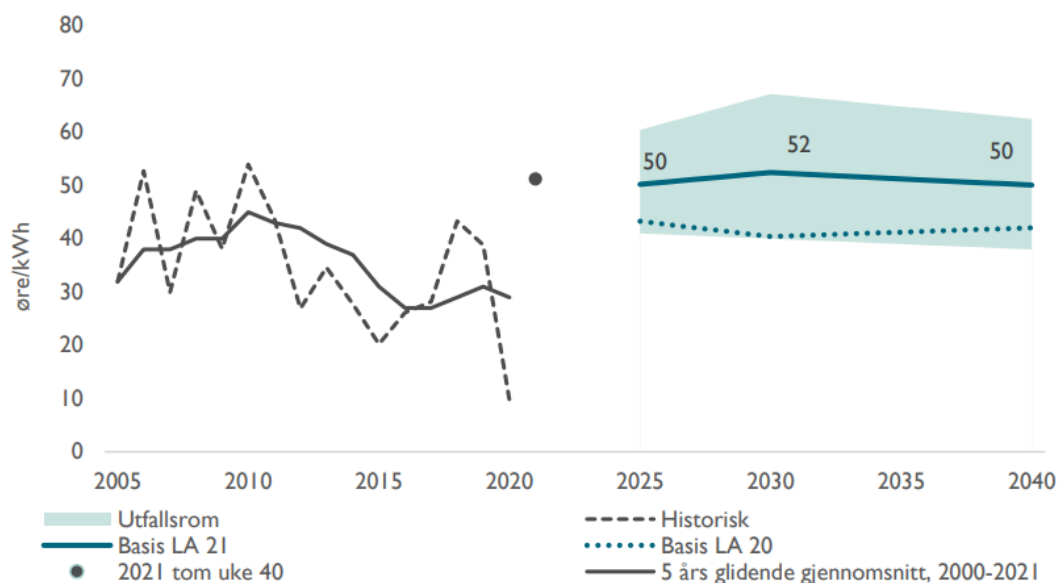
I NVE sitt veiledningsmateriale for kraftsystemutredninger er det angitt at kraftpris fra NVEs rapport Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021 - 2040<sup>7</sup> skal benyttes. I denne rapporten er fremtidig kraftpris

<sup>5</sup> [https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302/KAPITTEL\\_3#KAPITTEL\\_3](https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302/KAPITTEL_3#KAPITTEL_3)

<sup>6</sup> [https://www.nve.no/media/8729/beregning\\_avbruddskostnader\\_v2-1.xlsx](https://www.nve.no/media/8729/beregning_avbruddskostnader_v2-1.xlsx)

<sup>7</sup> [https://publikasjoner.nve.no/rapport/2021/rapport2021\\_29.pdf](https://publikasjoner.nve.no/rapport/2021/rapport2021_29.pdf)

estimert som vist i figur 3. Basert på dette er en «flat» kraftpris på 50 øre/kWh benyttet i denne kraftsystemutredningen.



Historiske, årlige gjennomsnittskraftpriser i Norge (grå linje) og vektet gjennomsnittlig norsk kraftpris fra 2025 til 2040 i vårt basisscenario i årets analyse (LA 21, blå heltrukken linje) og fjorårets analyse (LA 20, blå stiplet linje). Utfallsrommet rundt basisbanen (blått skravert felt) er gitt av lavere og høyere brensels- og CO<sub>2</sub>-priser. Alle priser målt i 2021-kroner.

**Figur 3 Historisk og prognosert kraftpris hentet fra NVEs rapport "Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021 - 2040"**

Kalkulasjonsrenten i kraftsystemutredningen er satt til 4 % og analyseperioden er satt til 40 år som anbefalt i NVE sitt veiledningsmateriale for kraftsystemutredninger<sup>8</sup>.

### 3.2 Levetid for nettanlegg

Benyttet levetid for nettanlegg i kraftsystemutredningen er basert på erfaringer fra eksisterende nettanlegg. Anlegg forutsettes å ha nådd sin levetid når det over tid blir like dyrt å drifte og vedlikeholde et eksisterende anlegg som å fornye det. Erfaringsmessig er levetiden for forskjellige typer anlegg i det regionale distribusjonsnettet på Agder fordelt slik:

- Kraftlinjer tremaster 60 år
- Kraftlinjer stålmaster 80 år
- Kabler 60 år
- Transformatorer 60 år
- Bygg (stasjonsbygg, transformatorceller o.l) 80 år
- Bryteranlegg 50 år
- Kontrollanlegg 30 år

For hvert enkelt anlegg vil levetiden variere ut ifra forhold som belastning (elektrisk), ytre påkjenninger (klima), historisk vedlikeholds nivå og produktkvalitet. Faktisk gjenværende levetid vurderes derfor alltid for hvert enkelt anlegg gjennom tilstandskontroller, og kan variere fra den teoretiske levetiden.

<sup>8</sup> <https://www.nve.no/energiforsyning/nett/kraftsystemutredninger/veiledningsmateriale/>

## 4 Særegne forhold i utredningsområdet

Området har relativt høy lynhyppighet i norsk målestokk. En stor andel av driftsforstyrrelsene i det regionale distribusjonsnettets skyldes lynoverspenninger. Vestlige deler av utredningsområdet som bl.a. Lista, Lindesnes og Flekkefjord-området er utsatt for de sterke vestavindene med saltholdig luft.

I tillegg kan vind fra øst og sydøst tidvis bringe inn store mengder tung våt snø vinterstid. Dette vil kunne medføre at ledningsnettene knekker sammen. Særlig sør-østlig vindretning kan gi store snø/islaste innenfor kysten. Den langvarige perioden med mye våt og tung snø i januar og februar 2018, med påfølgende betydelige skader på det lokale distribusjonsnettets, er et godt eksempel på en slik vær-situasjon.

Utenlandskabler tilknyttet transmisjonsnettets i Agder (Skagerrak, NorNed og NordLink) medfører tidvis stor flyt i overliggende transmisjonsnett i Agder. Dette sammen med at store deler av det regionale distribusjonsnettets i Agder driftes i parallell med transmisjonsnettets medfører at noe av effektflyten til/fra utlandskablene går igjennom det regionale distribusjonsnettets, ofte benevnt som «transittflyt». Dette medfører en høyere belastning av det regionale distribusjonsnettets enn hva som ville vært tilfelle uten utlandskabler eller uten at transmisjonsnettets og det regionale distribusjonsnettets var driftet i parallell. Dette er forhold som må tas hensyn til når det regionale distribusjonsnettets skal dimensjoneres.

Over 80 % av befolkningen i Agder bor i kystkommunene, samtidig som all større industri er lokalisert langs eller i nærheten av kysten. Vannkraftproduksjonen er i hovedsak plassert i indre deler av Agder. Det går derfor mange ledninger fra kraftproduksjonen i innlandet til forbruksstedene langs kysten, samt langs kysten mellom forbruksstedene.

For utveksling av over- eller underskudd av kraft er det tilknytninger til transmisjonsnettets i vest (Kvinesdal, Honna og Ertsmyra), i midten (Kristiansand), i nord (Brokke og Holen) og i øst (Arendal). I Sirdal og Bykle kommune er det betydelig kraftproduksjon som mates direkte inn på transmisjonsnettets. Denne produksjonen påvirker ikke det regionale distribusjonsnettets direkte og er ikke inkludert i denne utredningen.

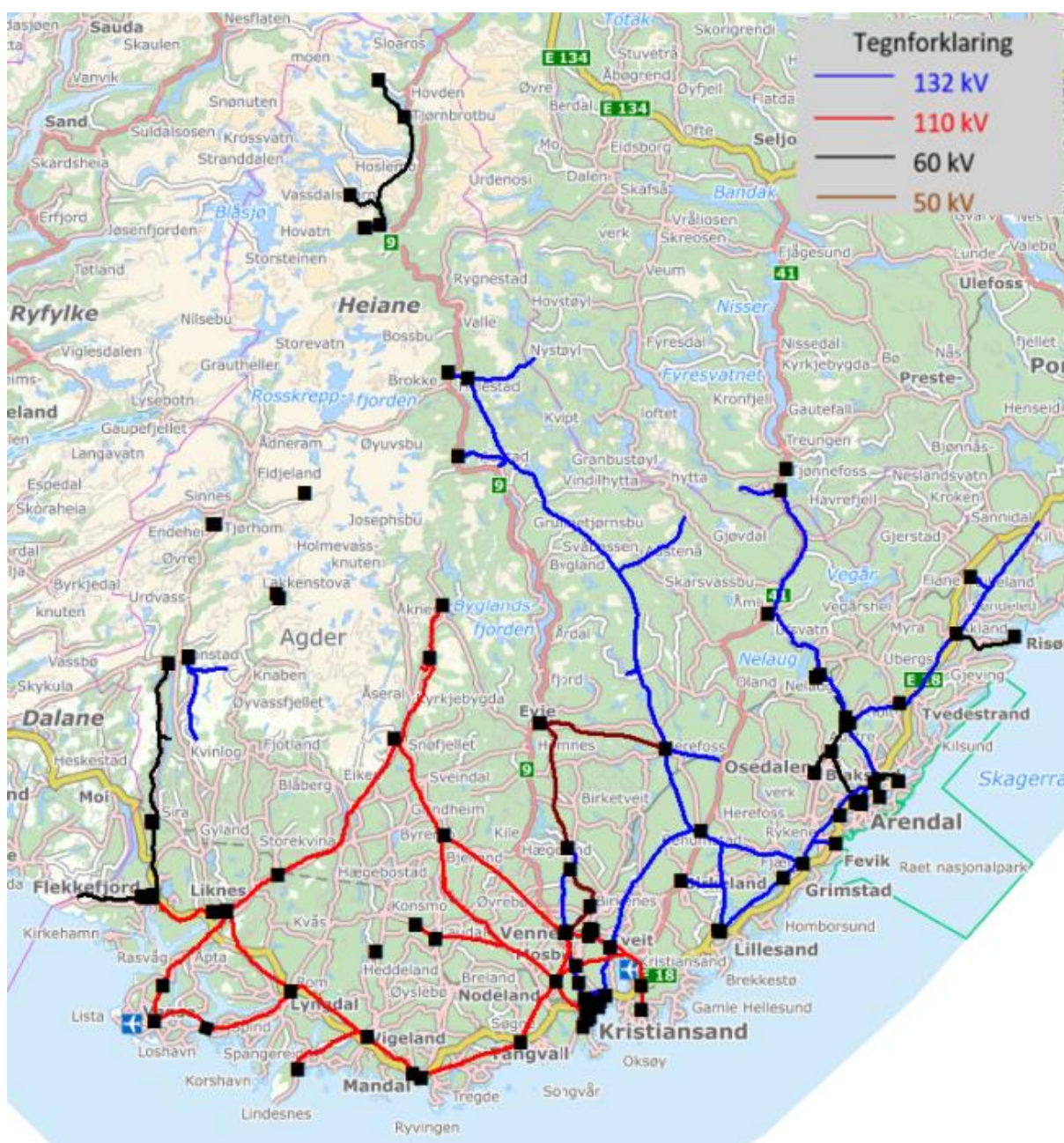


## 5 Generell beskrivelse av det regionale distribusjonsnettet i Agder

Figur 4 viser oversiktskart over det regionale distribusjonsnettet i Agder. Driftsmessig er det regionale distribusjonsnettet delt i 4 deler:

- 132 kV nett i østre del av Agder
- 110 kV nett i vestre del av Agder
- 132 kV nett i Tonstad-område i Sirdal (Ertsmyra)
- 60 kV nett i Bykle kommune

Under både 132 kV- og 110 kV nettet er det flere mindre 50 og/eller 60 kV nett med transformering fra 132 kV eller 110 kV.



Figur 4 Oversiktskart regionalt distribusjonsnett i Agder

## 5.1 Endringer i regionalt distribusjonsnett siden forrige Kraftsystemutredning

Siden forrige Kraftsystemutredning er følgende større endringer i det regionale distribusjonsnettet gjennomført:

### Omstrukturering av 110 kV nettet Bjelland – Kulia – Kristiansand

Agder Energi Nett fikk 16.3.2020 konsesjon for å bygge en ny 9,6 km lang kraftledning (inkl. en kortere strekning kabel) fra Kristiansand transformatorstasjon til Kulia transformatorstasjon, samt å rive eksisterende 110 kV linje (10,6 km) mellom Hallandsbru og Kulia transformatorstasjon og 110 kV linje (35 km) mellom Bjelland og Kulia transformatorstasjon. Ny kraftlinje mellom Kristiansand og Kulia ble satt på drift høsten 2021 og linjene Kulia – Hallandsbru og Kulia – Bjelland er revet.

### Austerdalen transformatorstasjon

Agder Energi Nett fikk 28.5.2020 konsesjon for å bygge Austerdalen transformatorstasjon i Kvinesdal kommune som er nødvendig for å tilknytte ny småkraftproduksjon i området.

Transformatorstasjonen ble satt på drift i desember 2021. Stasjonen overtar forsyningen av store deler av det lokale distribusjonsnettet som tidligere var forsynt fra Øye transformatorstasjon, inkludert lokalt distribusjonsnett med en del småkraftverk. Dette medfører lavere belastning på Øye transformatorstasjon både i perioder med mye forbuk og lite produksjon, og motsatt, enn tidligere.

### Ny transformeringsløsning Bjelland

Sommeren 2020 havarerte transformatoren som forsynte det lokale distribusjonsnettet under Bjelland kraft-/transformatorstasjon. Som erstatning for denne transformatoren som transformerte fra maskinspenning i Bjelland kraftstasjon til lokalt distribusjonsnett (22 kV) ble 110 kV bryteranlegg utvidet og en 110/22 kV transformator ble satt inn som erstatning. Transformatoren ble satt på drift i desember 2020.

## 5.2 132 kV regionalt distribusjonsnett i østre Agder

Det regionale distribusjonsnettet på 132 kV strekker seg over hele tidligere Aust-Agder og de østligste delene av tidligere Vest-Agder (Kristiansand og Vennessla kommune). 132 kV nettet er tilknyttet transmisjonsnettet i Arendal transformatorstasjon, Brokke kraftstasjon og Kristiansand transformatorstasjon. Fra Bjørgedalen like øst for Brokke kraftstasjon går det en dobbel luftlinje østover til Telemark. Denne er normalt utkoblet, men muliggjør forsyning til Telemark ved behov.

132 kV nettet fortsetter fra Akland transformatorstasjon inn i Telemark, men er normalt delt mot Akland i Holtane transformatorstasjon i nærheten av Kragerø.

## 5.3 110 kV regionalt distribusjonsnett i vestre Agder

Det regionale distribusjonsnettet på 110 kV strekker seg over hele gamle Vest-Agder med unntak av Flekkefjord og deler av Sirdal som forsynes fra underliggende 60 kV nett. 110 kV nettet er tilknyttet transmisjonsnettet i Kristiansand, Honna og Kvinesdal transformatorstasjon.

60 kV nettet i Flekkefjord og Sirdal er tilknyttet 110 kV nettet i Austadvika transformatorstasjon, med tilknytningsmuligheter til 60 kV nettet under Åna-Sira kraftstasjon ved behov for alternativ forsyning.

#### 5.4 132 kV regionalt distribusjonsnett under Ertsmyra

Høsten 2018 ble Ertsmyra transformatorstasjon satt på drift, med transformering fra 420 kV til 132 kV. I tillegg til 132/22 kV transformeringen som forsyner det lokale distribusjonsnett som tidligere ble forsynt fra Finså kraft-/transformatorstasjon, er Tonstad og Buheii vindkraftverk tilknyttet dette regionale distribusjonsnett. I løpet av 2022 planlegges det å tilknytte Finså kraftstasjon til Ertsmyra transformatorstasjon, noe som medfører mulighet for sanering av deler av 60 kV nettet mellom Sira og Finså. For mer informasjon om planlagt utvikling av dette nettet, se kapittel 15.1.

#### 5.5 60 kV regionalt distribusjonsnett under Holen kraftstasjon

Det regionale distribusjonsnett på 60 kV under Holen kraftstasjon strekker seg fra Holen kraftstasjon til Breive pumpestasjon, og forsyner nordlige deler av Bykle kommune (Hovdenområdet). Dette regionale distribusjonsnett er tilknyttet til transmisjonsnett i Holen Kraftstasjon.

#### 5.6 Lokalt distribusjonsnett

AEN eier og drifter det meste av det lokale distribusjonsnett tilknyttet det regionale distribusjonsnett i Agder. Fra det regionale distribusjonsnett i Agder er det i tillegg et uttak i Høgefoss transformatorstasjon til lokalt distribusjonsnett i Telemark (Vest-Telemark Kraftlag). I det lokale distribusjonsnett som er forsynt fra Ertsmyra transformatorstasjon er det en forbindelse til et begrenset lokalt distribusjonsnett i Rogaland som eies av Enida. I øvre Sirdal forsynes det lokale distribusjonsnett direkte fra Tjørhom og Kvinen kraftstasjoner. Uttaket fra Tjørhom og Kvinen kraftstasjoner er ikke inkludert i denne kraftsystemutredningen da det ikke er tilknyttet det regionale distribusjonsnett i Agder.

#### 5.7 Eierskap til nettanlegg i utredningsområdet

Det regionale distribusjonsnett i Agder eies og driftes hovedsakelig av Agder Energi Nett AS (AEN) men følgende selskap eier noen mindre deler av nettet:

- Otra Kraft DA (OK)
- Arendals Fossekompani AS (AF)
- Skagerak Nett
- BaneNOR
- Agder Energi Vannkraft (AEVK)
- Risdal Energi AS
- Småkraft AS

Statnett (SN) eier transmisjonsnett (300 kV og 420 kV) i fylket. 300 KV 420 KV behandles i kraftsystemutredningen for transmisjonsnett.

En rekke industribedrifter er tilknyttet det regionale distribusjonsnett med mindre regionale distribusjonsnettanlegg og/eller egne lokale distribusjonsnett. Dette gjelder følgende industribedrifter:

- Elkem AS
- Glencore Nikkelverk AS
- Hunsfos Fabrikker AS.

- Huntonit AS
- Fiven Norge AS
- Hydro Vigelands Brug
- NO1 Utilities

I Agder er det også to bedrifter med tilknytning direkte til transmisjonsnettene med egen områdekonsesjon:

- Eramet Norway Kvinesdal AS (tidl. Tinfos Jernverk)
- Alcoa Lista (tidl. Elkem Aluminium Lista)

De to sistnevnte bedriftene er ikke inkludert i denne kraftsystemutredningen da de ikke er tilknyttet det regionale distribusjonsnett.

## **5.8 Overføringskapasitet i eksisterende regionalt distribusjonsnett**

Det har i den senere tid vært gjennomført flere tiltak for å bedre overføringskapasiteten i det regionale distribusjonsnett, blant annet etablering av nye transformatorstasjoner mellom transmisjonsnettene og det regionale distribusjonsnett og mellom regionalt- og lokalt distribusjonsnett. Et fåtall transformatorstasjoner er fortsatt høyt belastet de aller kaldeste dagene i året som medfører behov for omkoblinger i kraftnettet i kuldeperioder for å hindre overbelastning. I perioder med høy produksjon og lite forbruk må også driften av nettet tilpasses visse steder for å unngå overbelastning. Slike omkoblinger og tilpasninger lar seg normalt gjøre uten påvirkning på kundenes forsyning men kan medføre utfordringer med å forsyne alle kunder dersom det skulle oppstå feilsituasjoner samtidig som omkoblinger/tilpasninger er nødvendig.



## 6 Statistikk produksjon og forbruk 2012 – 2021

I dette kapittelet presenteres statistikk for kraftproduksjon og forbruk i perioden 2012 – 2021.

### 6.1 Statistikk grunnlag

Statistikk for produksjon og forbruk i det regionale distribusjonsnettet i denne delen av kraftsystemutredningen er basert på timesmålte verdier for hvert utvekslingspunkt mot produksjonsanlegg eller lastuttak i det regionale distribusjonsnettet. Det er kun last- og produksjon tilknyttet det regionale distribusjonsnettet i Agder som er medregnet (ikke last/produksjon direkte tilknyttet transmisjonsnettet).

Forbruksstatistikken er delt opp i:

- Forbruk i lokalt distribusjonsnett
- «Mindre kunder» tilknyttet regionalt distribusjonsnett
- Stort forbruk tilknyttet regionalt distribusjonsnett
- Uprioritert forbruk tilknyttet det regionale distribusjonsnettet

For stort forbruk er Statnett sin definisjon for stort forbruk (tidligere kraftkrevende industri) benyttet etter anbefaling fra NVE. Denne definisjonen krever et maksimalt forbruk på over 15 MW og en brukstid på 5000 timer eller mer for å bli definert som stort forbruk. Kunder direkte tilknyttet det regionale distribusjonsnettet men som ikke faller inn under definisjonen for stort forbruk er beskrevet som «mindre forbruk» i regionalt distribusjonsnett. Felles for begge disse gruppene er at forbruket i praksis er industrikunder med direkte tilknytning til regionalt distribusjonsnett via egne nett-/transformeringsanlegg.

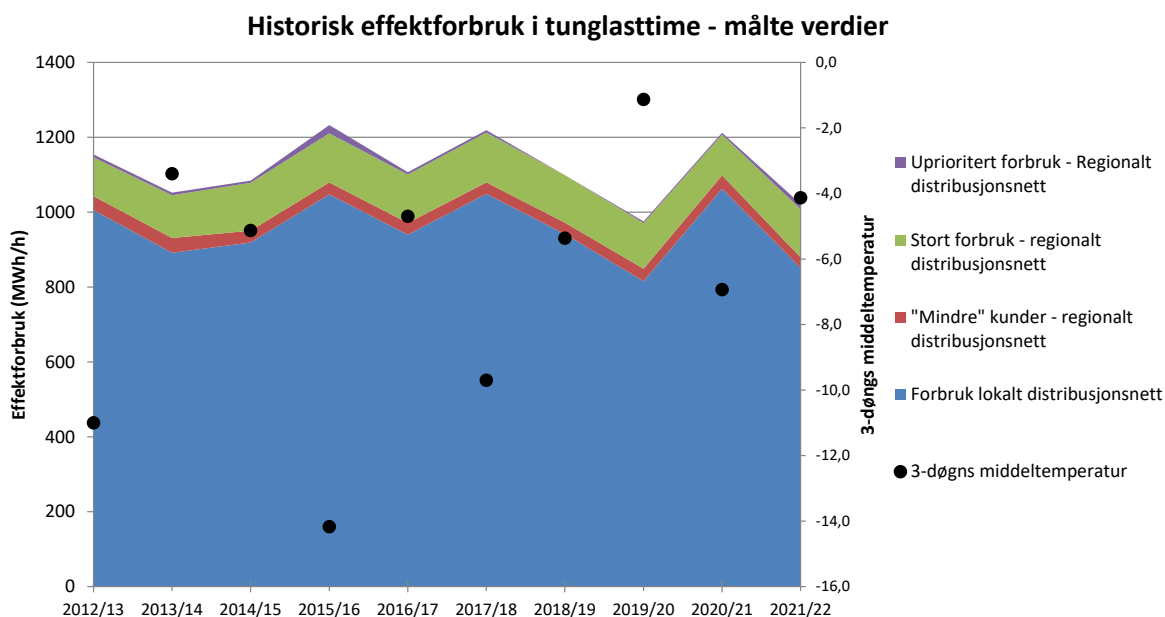
Temperaturkorrigering av forbruk kun er aktuelt for forbruk i lokalt distribusjonsnett da forbruket i de andre gruppene i liten grad påvirkes av temperatur.

Produksjonsstatistikken er delt opp i produksjon tilknyttet regionalt distribusjonsnett (i hovedsak store kraftverk over 10 MW) og produksjon tilknyttet lokalt distribusjonsnett (i hovedsak småkraftverk under 10 MW).

Verdier i dette kapittelet for effektforbruk og tilhørende effektproduksjon henviser til den timen i hver vintersesong hvor forbruket var høyest totalt sett i det regionale distribusjonsnettet (heretter kalt tunglasttimen).

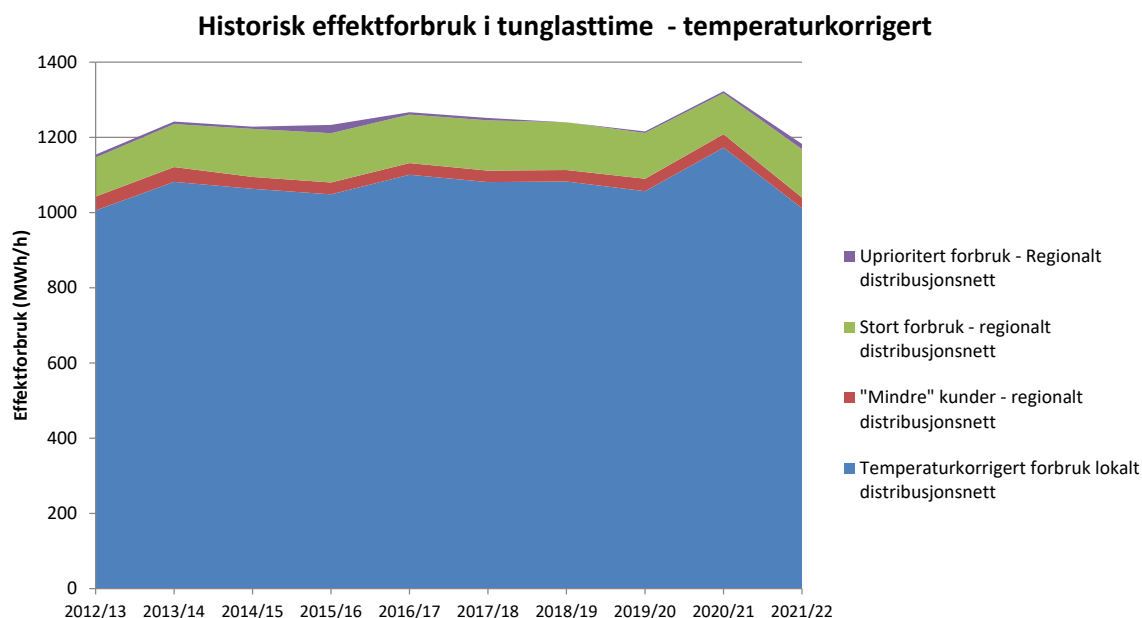
### 6.2 Historisk effektforbruk, produksjon og balanse

Figur 5 viser historisk målt effektforbruk i tunglasttimen. Figuren viser en variasjon i maksimalt effektforbruk mellom 975 MW i vintersesongen 2019/20 til over 1232 MW i vintersesongen 2015/16. Forbruk i lokalt distribusjonsnettet varierer mellom 816 MW i vintersesongen 2019/20 og 1062 MW i vintersesongen 2020/21 (som er historisk maksimalforbruk i distribusjonsnettet). Forbruket til «mindre kunder» i regionalt distribusjonsnett er noe redusert de siste 10 årene, fra 40 MW vintersesongen 2013/14 til 28 MW vintersesongen 2021/22, blant annet på grunn av noen bedriftsnedleggelse. Stort forbruk varierer fra ca. 104 MW (2012/13) til ca. 134 MW (2017/18).



**Figur 5 Historisk effektforbruk i tunglasttime – målte verdier**

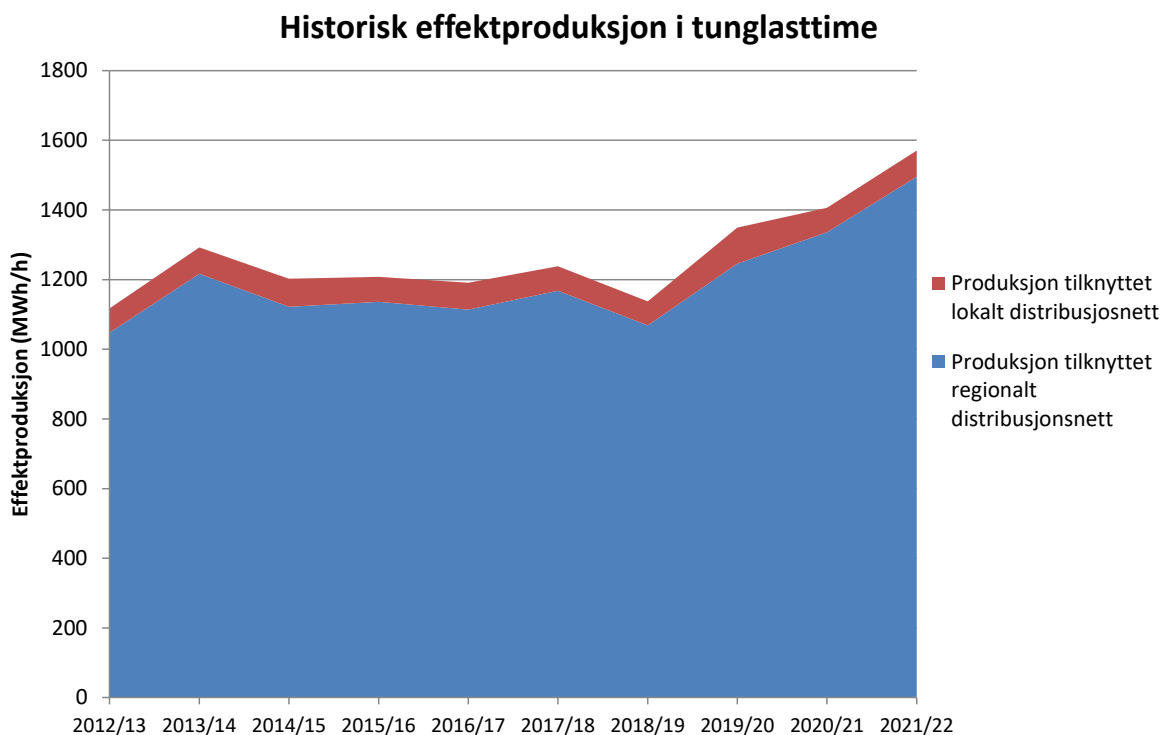
Figur 6 viser historisk temperaturkorrigert effektforbruk i tunglasttiden. I forhold til figur 5 viser denne figuren en noe jevnere utvikling av effektforbruk i tunglasttiden med høyest verdi vintersesongen 2020/21 på 1323 MW. Av disse er 1173 MW representert av temperaturkorrigert forbruk i lokalt distribusjonsnett. Temperaturkorrigert maksimalt effektforbruk vintersesongen 2021/22 er det laveste på mange år. Svært høy strømpris denne vintersesongen kan være en forklaring på denne nedgangen.



**Figur 6 Historisk effektforbruk i tunglasttime – temperaturkorrigerede verdier**

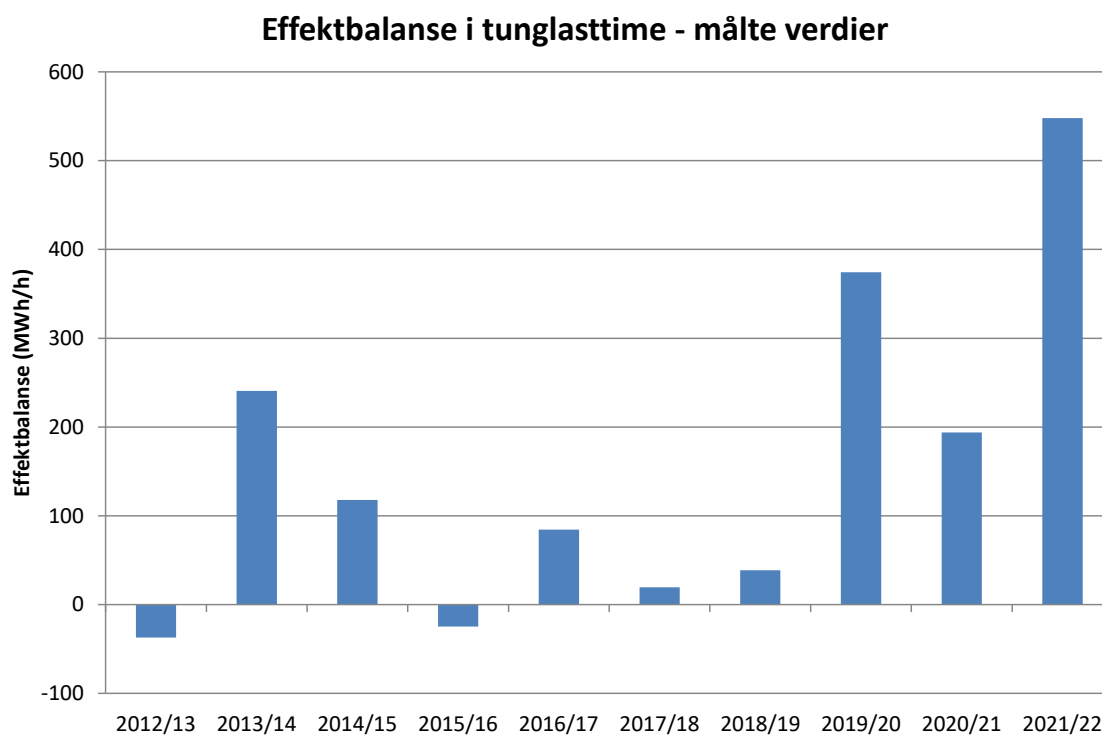
Figur 7 viser historisk effektproduksjon i tunglasttiden. Effektproduksjonen i tunglasttiden varierer etter kraftpris/ressurstilgang og varierer fra 1117 MW i 2012/13 til 1570 MW i 2021/22. Økningen de siste årene kan til en stor grad tilskrives utbygging av ny kraftproduksjon og da spesielt vindkraft (Tonstad og Buheii vindkraftverk), samt høye kraftpriser vintersesongen 2021/22.





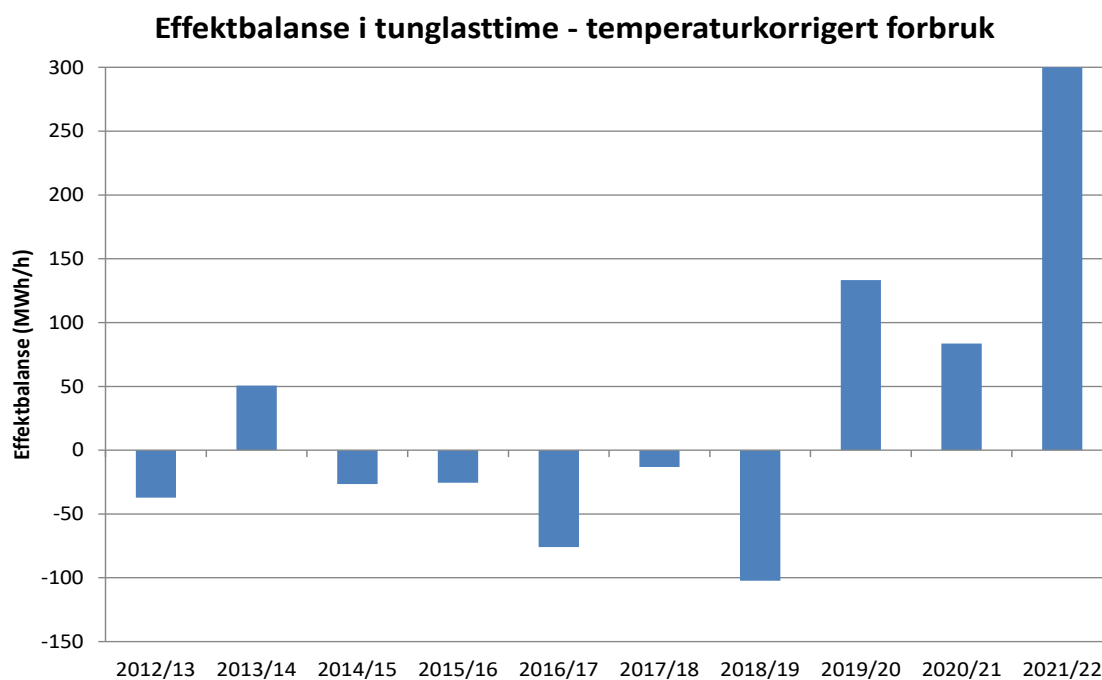
Figur 7 Historisk effektproduksjon i tunglasttime

Figur 8 viser historisk målt effektbalanse i tunglasttime. Positiv effektbalanse representerer produksjonsoverskudd i regionalt distribusjonsnett. Effektbalansen varierer fra - 37 MW (2012/13) til 548 MW (vinteren 2021/22).



Figur 8 Historisk effektbalanse i tunglasttime – målte verdier

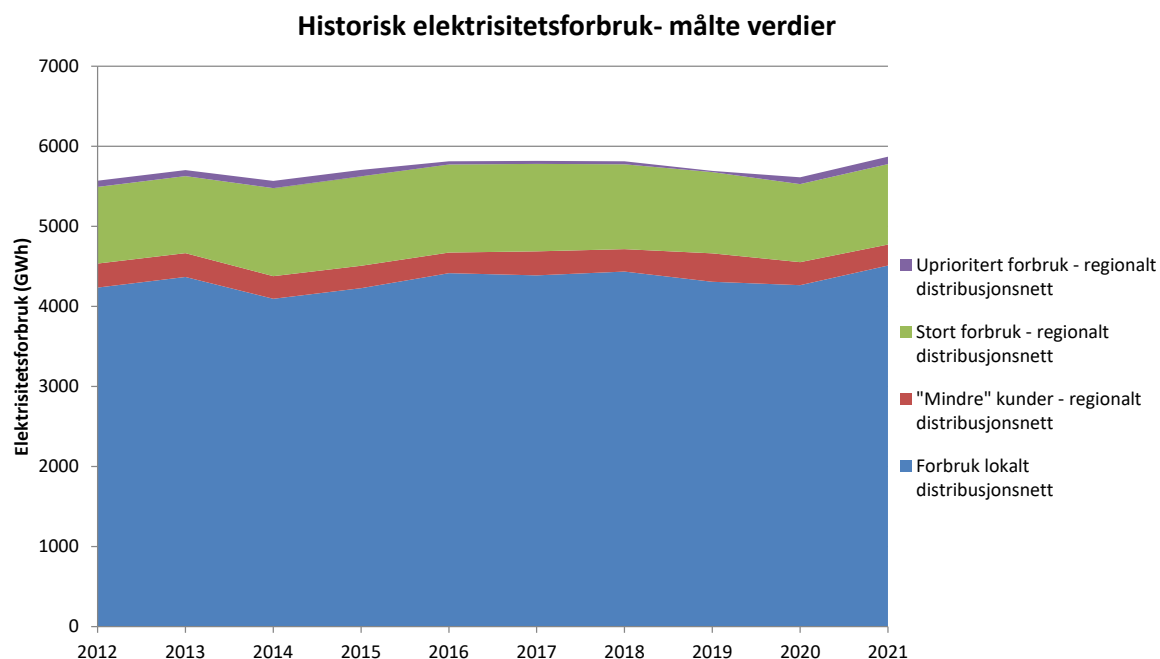
Figur 9 viser historisk effektbalanse i tunglaststimen med temperaturkorrigert forbruk. Effektbalansen blir mindre (mindre produksjonsoverskudd) når temperaturkorrigert forbruk benyttes da temperaturkorrigert lastuttak mange år er betydelig høyere enn målt lastuttak pga. relativt høy (vinter)temperatur i tunglaststimen. Maksimalt produksjonsunderskudd med temperaturkorrigert forbruk er 102 MW i 2018/19.



Figur 9 Historisk effektbalanse i tunglasttime – temperaturkorrigert forbruk

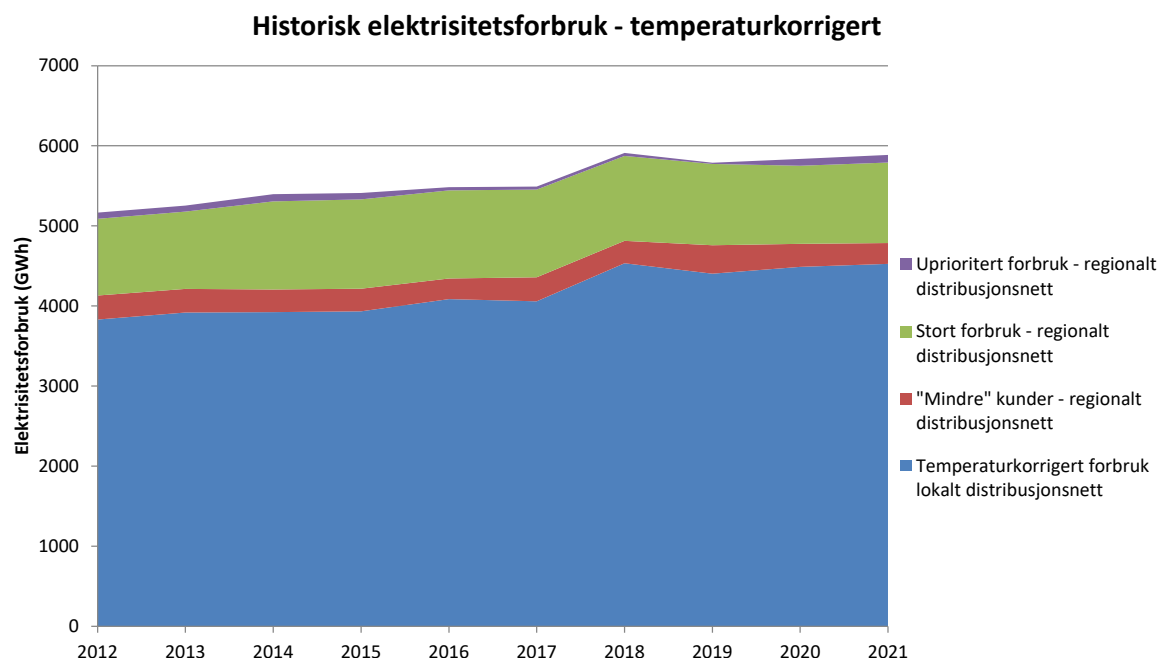
### 6.3 Historisk elektrisitetsforbruk, -produksjon og -balanse

Figur 10 viser historisk utvikling av målt elektrisitetsforbruk pr. år. Elektrisitetsforbruket er høyest i 2021.



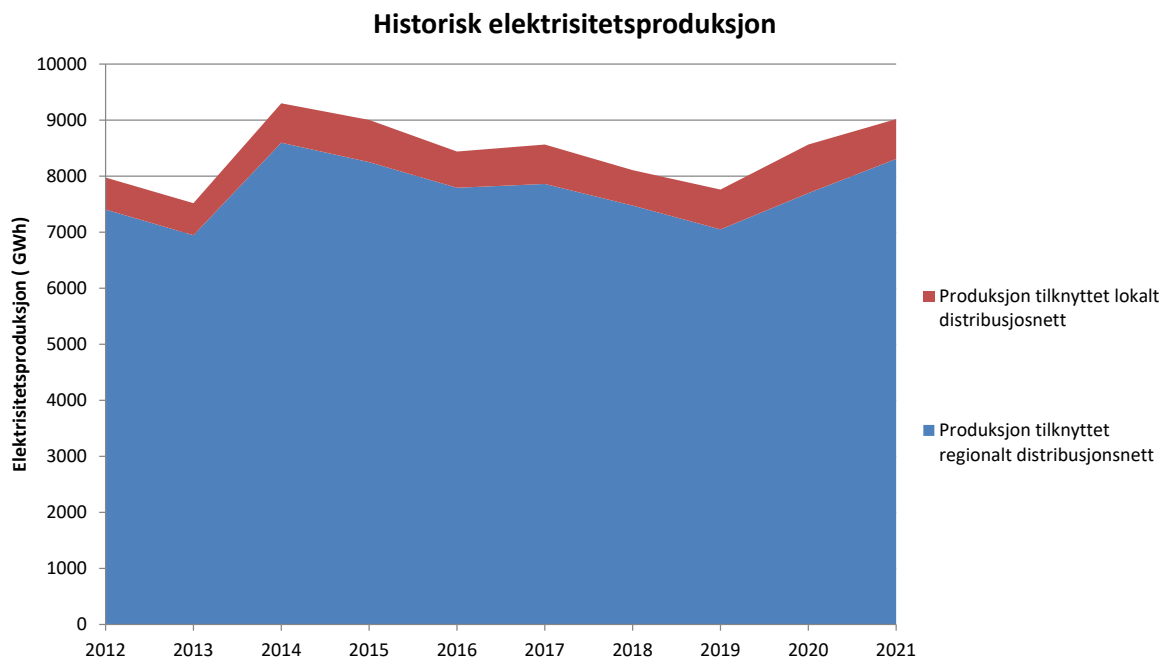
Figur 10 Historisk elektrisitetsforbruk – målte verdier

Figur 11 viser historisk utvikling av temperaturkorrigert elektrisitetsforbruk.



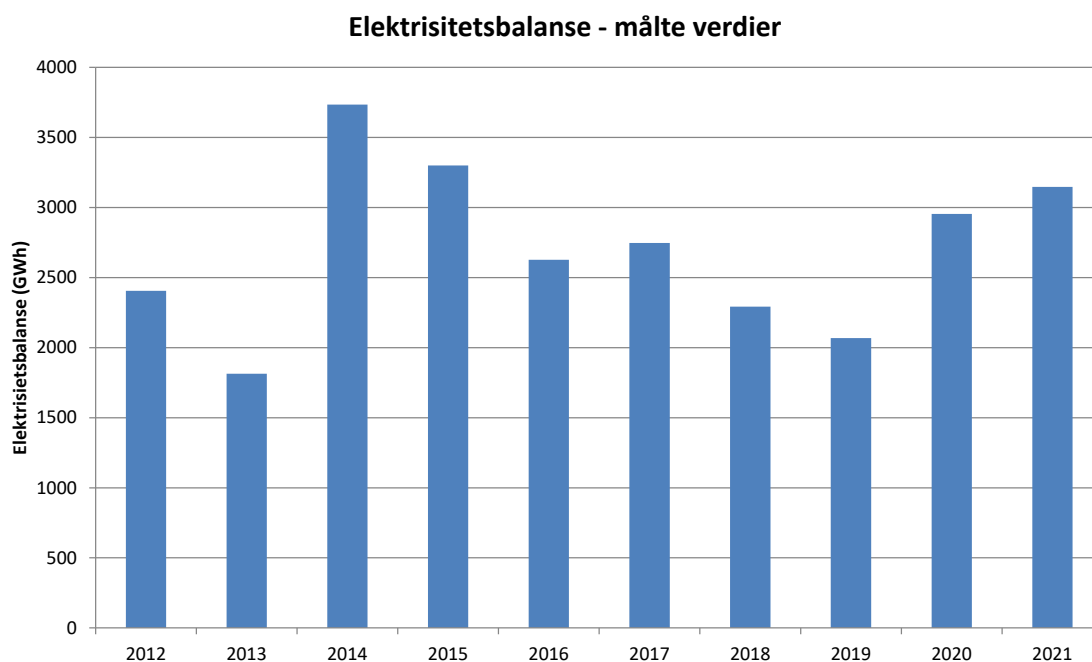
Figur 11 Historisk elektrisitetsforbruk – temperaturkorrigerede verdier

Figur 12 viser historisk utvikling av elektrisitetsproduksjon. Figuren viser en variasjon i elektrisitetsproduksjonen de siste 10 årene fra 7 516 GWh i 2013 til 9301 GWh i 2014. Figuren viser en økning i produksjon tilknyttet det lokale distribusjonsnettet som et resultat av småkraftutbygging de siste 10 år.



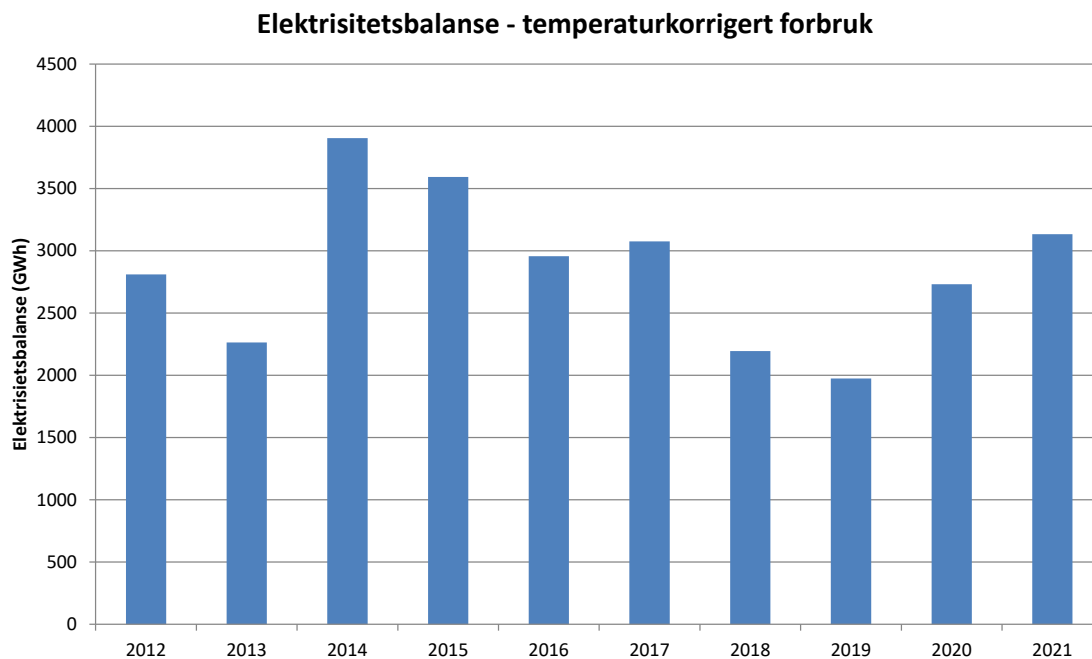
Figur 12 Historisk elektrisitetsproduksjon

Figur 13 viser historisk elektrisitetsbalanse med målt elektrisitetsforbruk.



Figur 13 Historisk elektrisitetsbalanse – målte verdier

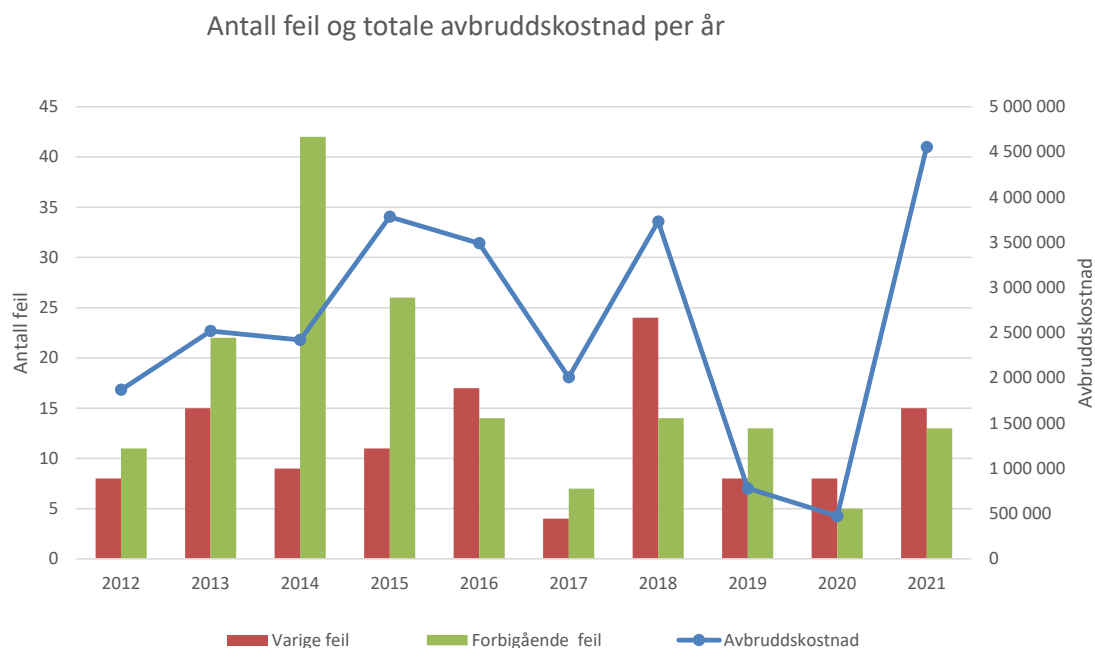
Figur 13 viser historisk elektrisitetsbalanse med temperaturkorrigert elektrisitetsforbruk.



Figur 14 Historisk elektrisitetsbalanse – temperaturkorrigert forbruk

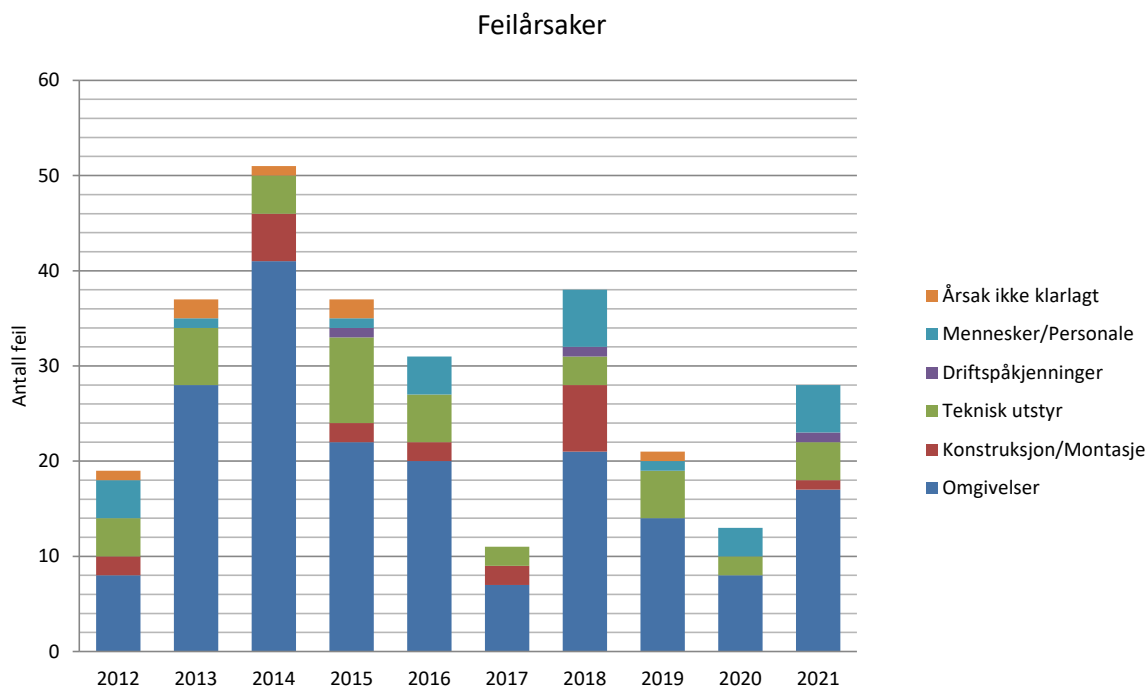
## 7 Feilstatistikk for perioden 2012 - 2021

Dette kapitlet viser feilstatistikk for det regionale distribusjonsnettet i Agder for perioden 2012 - 2021. Det skilles mellom varige og forbigående feil. En varig feil krever en reparasjon eller justering før enheten igjen er driftsklar. Forbigående feil gjelder feil som ikke medfører like store tiltak (f.eks. kun gjeninnkobling av en bryter eller utskifting av en sikring). Figur 15 viser antall varige feil, antall forbigående feil og tilhørende avbruddskostnader per år.



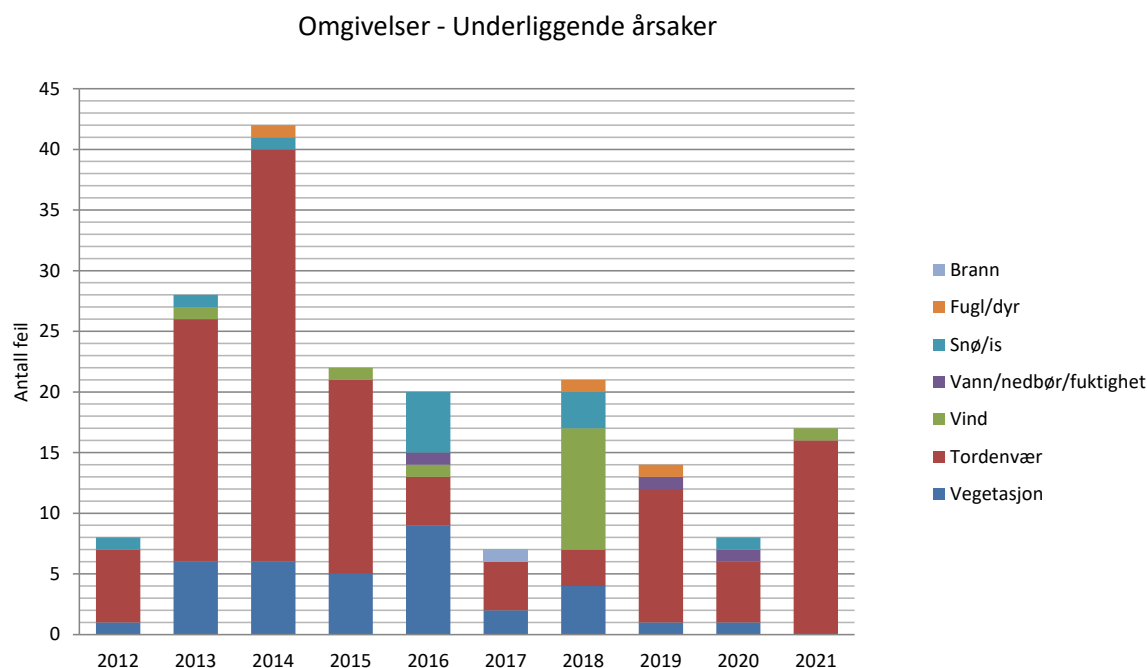
Figur 15 Antall registrerte feil i regionalt distribusjonsnett i perioden 2012 - 2021, fordelt på forbigående og varige feil.

Figur 16 viser det totale antall feil per år fordelt på kategorien årsak. Statistikken viser tydelig at omgivelsene, for eksempel trefall på linjer eller lynnedslag, er den største feilkilden i perioden. Spesielt 2014 var assosiert med mange feil forårsaket av omgivelsene. Etter *omgivelser* følger *teknisk utstyr*, *mennesker/personale* og *konstruksjon/montasje* som de vanligste årsakene til feil.



Figur 16 Antall feil i regionalt distribusjonsnett fordelt på årsak

Figur 17 viser nærmere på de underliggende årsakene til feil forårsaket av *omgivelser*. Av alle registrerte feil i denne kategorien står *tordenvær* for hele 64 %, etterfulgt av *vegetasjon* med 19 %. Vann, vind, snø/is, brann, dyr og fugler står tilsammen for de siste 17 %.



Figur 17 Underliggende årsaker til feil forårsaket av omgivelsene



## 8 Forsyningssikkerhet i utredningsområdet

Forsyningssikkerheten i utredningsområdet er generelt god. Mange transformatorstasjoner har 2-sidig forsyning fra det regionale distribusjonsnettet. Sammen med stedvis relativ stor lokal produksjonskapasitet medfører dette at det er relativt få feil i det regionale distribusjonsnettet som vil medføre utfall uten mulighet for gjenoppretting av forsyningen i løpet av kort tid (timer).

Et fåtall feilsituasjoner i det regionale distribusjonsnettet er vurdert til å være kritiske med hensyn på langvarig og/eller større utfall. Noen tiltak for å redusere konsekvensene ved slike feil er analysert og planlegges utført i forbindelse med framtidige reinvesteringer eller nybygging mens andre tiltak er under utredning pr. juni 2022.

Noen utvekslingspunkter kan ikke fullt ut forsynes dersom visse feil i nettet oppstår i perioder med høyt forbruk. Dersom feil oppstår i regionalt distribusjonsnett (f.eks. transformatorstasjoner) må normalt lasten forsynes fra nabostasjoner via underliggende lokalt distribusjonsnett. For noen transformatorstasjoner er det ikke tilstrekkelig kapasitet i underliggende lokalt distribusjonsnett eller transformator kapasitet i nabostasjon til å kunne forsyne all utkoblet last. På grunn av normalt korte tidsrom (kortvarige kuldeperioder vinterstid) med reduserte muligheter for reserveforsyning, sammen med relativ liten sannsynlighet for feil, er det sjeldent vurdert som samfunnsøkonomisk lønnsomt å gjennomføre investeringer som kun øker reservekapasiteten. Ved behov for andre tiltak i aktuelle områder (f.eks. reinvestering av anlegg eller forsterkning av anlegg på grunn av forbruks- eller produksjonsøkning) kan derimot økt reservekapasitet oppnås med begrensede (ekstra) investeringstiltak og er dermed ofte vurdert som samfunnsøkonomisk lønnsomme.

For resterende transformatorstasjoner vil intern omkobling i stasjonen (f.eks. flytting av forbruk fra transformator med feil til transformator uten feil), og /eller reserveforsyning fra nabo-stasjon normalt gi full reservekapasitet. I visse feiltilfeller vil også omkobling i det regionale distribusjonsnettet være aktuelt (innkobling av forbindelser som normalt ligger utkoblet). For alle disse transformatorstasjonene vil en feil medføre et kortvarig avbrudd i forsyningen frem til omkobling er gjennomført. Tiden frem til omkobling er gjennomført vil variere noe fra sted til sted, og er blant annet avhengig av hvor mange fjernstyrte brytere som er etablert i området. Normalt vil omkoblinger være utført i løpet av et par timer.

## 9 Tilgjengelig kapasitet for ny produksjon

I Agder er det stort potensial for utbygging av ny kraftproduksjon. Kapasitet i eksisterende nett kan imidlertid være begrensende faktorer for utbygging av ny produksjon. I denne delen av kraftsystemutredningen er nettkapasitet for ny kraftproduksjon beskrevet.

Det bemerkes at en eventuell utbygging av Oddeheia og Bjelkeberget vindkraftverk i Birkenes kommune vil legge beslag på mye av den ledige nettkapasiteten for ny produksjon i østre del av Agder. Det er i denne kraftsystemutredningen sett bort i fra dette vindkraftverket da prosjektet har fått avslag på utsatt idriftsettelse fra NVE 6.7.2020. Avslaget er anket til OED og saken er pr. juni 2022 ikke endelig avklart. Birkenes kommune har i kommunestyret anbefalt å ikke gi utsatt idriftsettelse og på bakgrunn av dette er det ansett som svært lite sannsynlig at dette vindkraftverket realiseres (at OED gjør om på vedtaket fra NVE) basert på erfart praksis for andre liknende klagesaker i Norge.

### 9.1 Tilgjengelig nettkapasitet for småkraftverk tilknyttet distribusjonsnett

Tabell 1 og figur 18 viser en oppsummering pr. kommune av omsøkt ny kraftproduksjon (småkraftverk) med planlagt tilknytning til lokalt distribusjonsnettet og tilgjengelig nettkapasitet. Kraftverk som har søkt Agder Energi Nett om nettilknytning og/eller har søkt konsesjon om bygging av kraftverket til NVE er inkludert.

Fargen i status-kolonnen i tabell 1 eller kommunefarge i figur 18 er angitt etter følgende kategorier:

- **Rød kategori:** Ingen kapasitet for tilknytning av ny småkraft
- **Gul kategori:** Begrenset/noe kapasitet for tilknytning av ny småkraft
- **Grønn kategori:** Ingen begrensning på kapasitet for tilknytning av ny småkraft
- **Hvit kategori:** Ikke potensial for ny småkraft

I kommuner som er i hvit kategori er det ikke omsøkt ny kraftproduksjon og det er derfor ikke vurdert tilgjengelig nettkapasitet for ny produksjon i disse kommunene. Med bakgrunn i at store deler av befolkningen i Agder er bosatt her (som medfører et betydelig lastuttak), og at det i de fleste av disse kommunene ikke er installert større produksjonsanlegg tidligere, vil det som oftest være kapasitet for en viss mengde ny produksjon. Etablering av mindre solcelleanlegg er et eksempel på dette.

Det presiseres at beskrivelse av tilgjengelig nettkapasitet henviser til kapasitet i det regionale distribusjonsnettet og/eller transformering mot transmisijsnettet. Ved tilknytning av småkraftverk i det lokale distribusjonsnettet vil det kunne være nødvendig med forsterkning i det lokale distribusjonsnettet for å opprettholde påkrevd spenningskvalitet og/eller overholde belastningsgrenser. Dette forsterkningsbehovet er ikke beskrevet eller vurdert i denne rapporten.

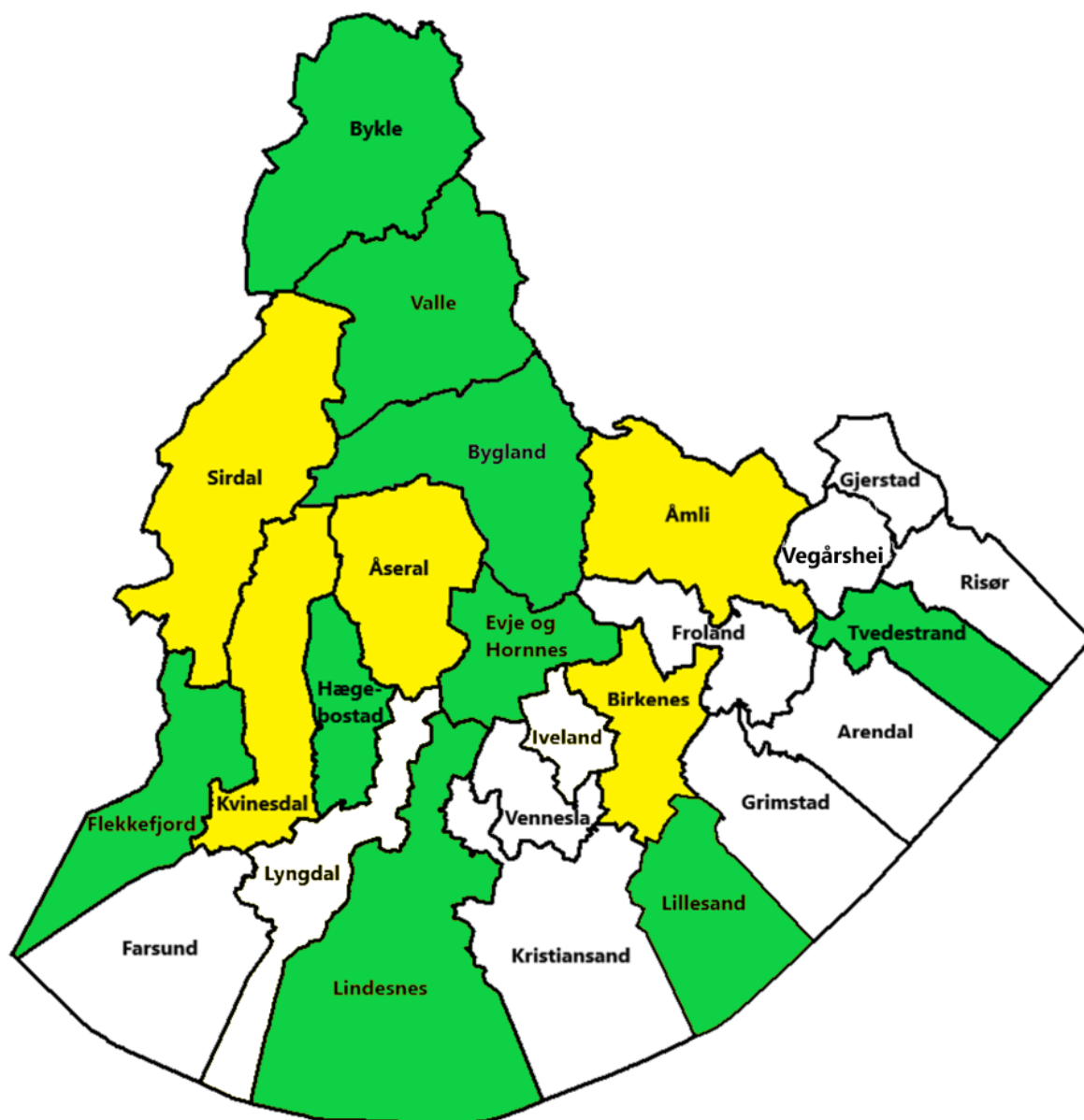
Kommune	Småkraft-potensial [MW]	Status	Begrensning
Arendal	0	Hvit	
Birkenes	13,6	Gul	Transformorkapasitet regionalt-/lokalt distribusjonsnett Vegusdal
Bygland	7,9	Grønn	
Bykle	3,7	Grønn	
Evje og Hornnes	9,5	Grønn	
Farsund	0	Hvit	
Flekkefjord	2,5	Grønn	
Froland	0	Hvit	
Gjerstad	0	Hvit	
Grimstad	0	Hvit	
Hægebostad	0,2	Grønn	
Iveland	0	Hvit	
Kristiansand	0	Hvit	
Kvinesdal	19,1	Gul	Transformorkapasitet transmisjonsnett/regionalt distribusjonsnett Ertsmyra
Lillesand	13,5	Grønn	
Lindesnes	6,3	Grønn	
Lyngdal	0	Hvit	
Risør	0	Hvit	
Sirdal (inkl. deler av Lund kommune i Rogaland fylke)	17,1	Gul	Transformorkapasitet transmisjonsnett/regionalt distribusjonsnett Ertsmyra
Tvedestrand	0,6	Grønn	
Valle	0,8	Grønn	
Vegårshei	0	Hvit	
Vennesla	0	Hvit	
Åmli	8,8	Gul	Transformorkapasitet regionalt-/lokalt distribusjonsnett Vegusdal
Åseral	12,7	Gul	Begrenset kapasitet transformering maskinspenning/regionalt distribusjonsnett i Logna kraftstasjon
Fyresdal og Nissedal (Telemark fylke)	6,5	Grønn	

**Tabell 1 Oppsummering nettkapasitet for ny småkraft (tilknyttet lokalt distribusjonsnett)**

I Evje transformatorstasjon er det begrenset transformorkapasitet mellom regionalt og lokalt distribusjonsnett for tilknytning av nye småkraftverk. På bakgrunn av dette, samt reinvesteringsbehov, er Evje transformatorstasjon under ombygging og ny stasjon med tilstrekkelig transformorkapasitet er planlagt satt i drift høsten 2022. Det er i tabell 1 og figur 18 lagt til grunn at ny stasjon er satt på drift.

Nye småkraftverk i deler av Sirdal, Kvinesdal og Lund kommune (Rogaland fylke) er planlagt tilknyttet det lokale distribusjonsnettet under Ertsmyra transformatorstasjon. Inkludert eksisterende kraftverk i området vil total produksjonskapasitet overstige transformorkapasiteten i Ertsmyra transformatorstasjon mot transmisjonsnettet. Med bakgrunn i nærmere vurderinger av transmisjonsformatorens egenskaper, forventning i sammenfallende produksjon i de forskjellige kraftverkene og forventet lokalt forbruk i området har Statnett godkjent tilknytning av opp til 358,8 MW installert effekt under Ertsmyra transformatorstasjon. Pr. juni 2022 er det installert eller under bygging totalt 351,4 MW installert effekt under Ertsmyra transformatorstasjon. Dvs. at det pr. juni 2022 er ledig kapasitet for ca. 7,4 MW ytterligere produksjon i området.

I tilknytning til det lokale distribusjonsnettet under Logna kraftstasjon er det 6 småkraftverk som har fått konsesjon med en samlet installert effekt på 8,1 MW. Basert på dagens belastning i eksisterende transformator i Logna kraftstasjon har eier av transformatoren (Agder Energi Vannkraft) vurdert det som driftsmessig forsvarlig å tilknytte 3 – 3,5 MW produksjon i underliggende distribusjonsnett med dagens transformorkapasitet.



Figur 18 Kommunevis oversikt over nettkapasitet for ny småkraft i Agder (tilknyttet lokalt distribusjonsnett)

I tilknytning til det lokale distribusjonsnettet under Vegusdal transformatorstasjon er det i tillegg til eksisterende småkraftverk med installert effekt på 6,7 MW under utbygging 9,9 MW ny produksjon pr. juni 2022. I tillegg er det potensial for utbygging av ytterligere 10,7 MW. Dersom alt realiseres vil eksisterende transformator i Vegusdal transformatorstasjon kunne bli overbelastet i situasjoner med full produksjon i alle kraftverk samtidig med lite lokalt forbruk. Forsterkning av lokalt distribusjonsnett mot nabo-transformatorstasjon (Evje) og omkobling av ett kraftverk slik at det mater mot Evje i stedet for Vegusdal transformatorstasjon kan være et aktuelt tiltak dersom all produksjon skulle realiseres i stedet for økning av transformatorkapasiteten i Vegusdal transformatorstasjon.

## 9.2 Tilgjengelig nettkapasitet for større kraftverk (RN-tilknytning)

Tilgjengelig nettkapasitet for tilknytning av større kraftverk (tilknyttet det regionale distribusjonsnettet) vil kunne være avhengig av flere forhold. Mulighetene for tilknytning kan påvirkes av forhold relativt lang fra selve tilknytningspunktet. F.eks. vil tilknytning av et større

kraftverk i det regionale distribusjonsnettet påvirke effektflyten i mange kraftlinjer og transformeringspunkter mot transmisjonsnettet. Hvilken påvirkning et større kraftverk vil ha vil være avhengig av plasseringen i nettet. I tillegg vil tilknytning av ett kraftverk (eller en større uttakskunde) kunne påvirke ledig kapasitet til ett annet kraftverk betydelig.

Videre vil viktigheten av å holde det regionale distribusjonsnettet i drift for å unngå betydelige avbruddskostnader være med på å begrense hvor mye nettet kan belastes av nye kraftverk. Da det regionale distribusjonsnettet er bygget opp for å håndtere enkle utfall (N-1) må også slike driftssituasjoner tas i betraktning når kapasitet for ny produksjon vurderes.

Med bakgrunn i dette vil det måtte gjøres en grundig analyse/vurdering av hvert enkelt større kraftverk som omsøkes når detaljert plassering og maksimal ytelse er definert, og vurderes ut ifra de forutsetningene som til enhver tid er kjent med hensyn til andre kraftverk og/eller større lastuttak.

I dette kapitlet er tilgjengelig nettkapasitet for tilknytning av større kraftverk overordnet beskrevet for hvert regionale distribusjonsnett med de forutsetningene som ligger til grunn pr. juni 2022.

### **9.2.1 132 kV nett i østre del av Agder**

Transformatorene i Brokke kraftstasjon mot transmisjonsnettet er allerede tilnærmet fullt ut utnyttet i situasjoner med høy produksjon og lavt forbruk. Tilknytning av større kraftverk i nærheten av Brokke (nordlige deler av 132 kV nettet) krever derfor tiltak. Da det regionale distribusjonsnettet er driftet sammenkoblet mellom de tre transmisjonsnettpunktene Kristiansand, Brokke og Arendal påvirker også tilknytning av kraftverk nær Arendal eller Kristiansand effektflyten i Brokke, og må tas hensyn til. Et grovt anslag for hva som vil være mulig å tilknytte av større kraftverk er i størrelsesorden 10 – 100 MW avhengig av plassering (størst kapasitet nær Arendal eller Kristiansand).

Transformatorkapasiteten mellom 60 kV og 132 kV regionalt distribusjonsnett i Bøylefoss er høyt belastet allerede med dagens kraftstasjoner og tilknytning av større stasjoner i 60 kV nettet vil kreve nettförsterkning.

### **9.2.2 110 kV nett i vestre del av Agder**

Transformatorkapasitet mellom transmisjonsnettet (420 eller 300 kV) og det regionale distribusjonsnettet (110 kV) i Vest-Agder er blitt betydelig forsterket de siste årene med etablering av nye Honna og Kvinesdal transformatorstasjon. Et grovt anslag for hva som vil være mulig å tilknytte av større kraftverk er i størrelsesorden 100 MW. Hvor i nettet eventuelle kraftverk plasseres vil kunne påvirke kapasiteten noe med hensyn på blant annet begrensninger i 110 kV kraftlinjer.

### **9.2.3 132 kV nett under Ertsmyra transformatorstasjon i Sirdal**

Som beskrevet i kapittel 9.1 er det begrensninger i hvor mye ny kraftproduksjon det er kapasitet til i det regionale distribusjonsnettet under Ertsmyra transformatorstasjon.

### **9.2.4 60 kV nett i Bykle kommune**

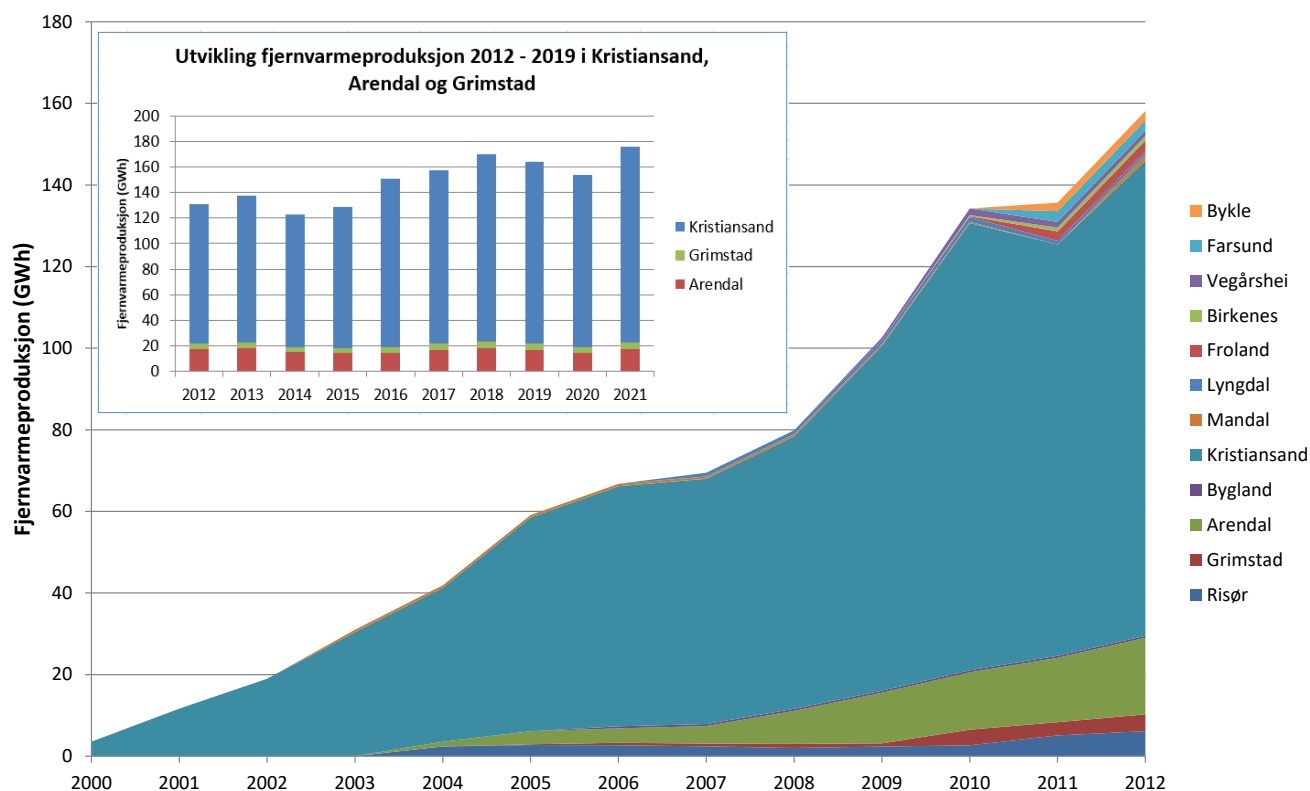
60 kV nettet i Bykle kommune er tilknyttet transmisjonsnettet i Holen kraftstasjon via to transformatorer. I Holen kraftstasjon er det 3 stk. generatorer hvor installert generatorytelse er identisk til transformatorytelse mot transmisjonsnettet. Transformatorene mot (420 kV nettet) er sånn sett dimensjonert med hensyn på Holen kraftstasjon alene. Pr. juni 2022 er i tillegg Skarg kraftverk og Kaldsåni kraftverk tilknyttet dette 60 kV nettet.

Ut ifra de planlagte kraftverkene som var beskrevet i kraftsystemutredningen i 2018 (maksimalt 7,3 MW) utførte Otra Kraft (eier av transformering i Holen kraftstasjon) en vurdering av belastningsgraden i eksisterende transformering mot transmisisjonsnettet. Vurderingen viste at det er noe ledig nettkapasitet i normal drift av nettet, og utredningsansvarlig har fått bekreftet at det er tilstrekkelig transformorkapasitet for eventuell tilknytning av de planlagte småkraftverkene på totalt 7,3 MW. Dersom det skulle bli aktuelt med flere kraftutbygginger i området må nye kapasitetsvurderinger gjennomføres. I denne kraftsystemutredningen (2022) er aktuell ny produksjon i området redusert til 3,7 MW.

## 10 Utvikling ikke-elektrisk energiforbruk (fjernvarme)

Historisk utvikling av ikke-elektrisk energiforbruk er beskrevet pr. kommune i lokale energiutredninger. Energiutredningene for kommunene på Agder ble sist oppdatert høsten 2013. Figur 19 viser utvikling av fjernvarmeproduksjon fra 2000 til 2012 fordelt på kommunene i Agder. Figuren viser en økning fra noen få GWh i 2000 til ca. 160 GWh i 2012. Figuren viser også at det er fjernvarmeproduksjonen i Arendal og Kristiansand som står 86 % av total fjernvarmeproduksjon pr. 2012. Statistikken er ikke oppdatert etter 2012 da lokale energiutredninger ikke lenger utarbeides. Tilgjengelig informasjon om fjernvarmeproduksjon i Kristiansand, Arendal og Grimstad<sup>9</sup>, som stod for ca. 90 % av fylkets fjernvarmeproduksjon i 2012, viser at fjernvarmeproduksjonen i disse kommunene er økt med ca. 45 GWh fra 2012 til 2021 (innfelt figur i figur 19).

Utvikling fjernvarmeproduksjon i Agder 2000 - 2012 fordelt på kommune



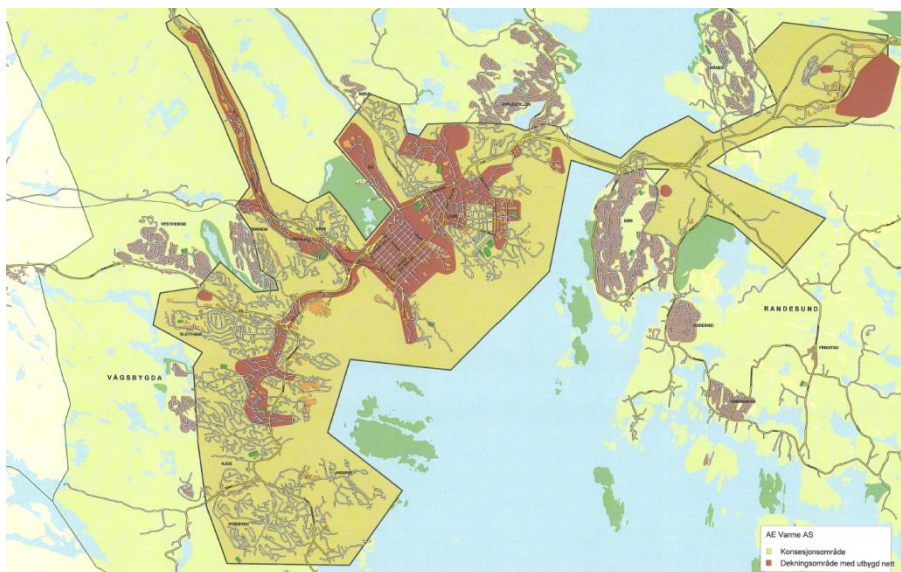
Figur 19 Utvikling fjernvarmeproduksjon i Agder 2000 – 2012 fordelt på kommuner og utvikling i fjernvarmeproduksjon 2012 – 2021 i Kristiansand, Arendal og Grimstad

<sup>9</sup> <http://www.fjernkontrollen.no>



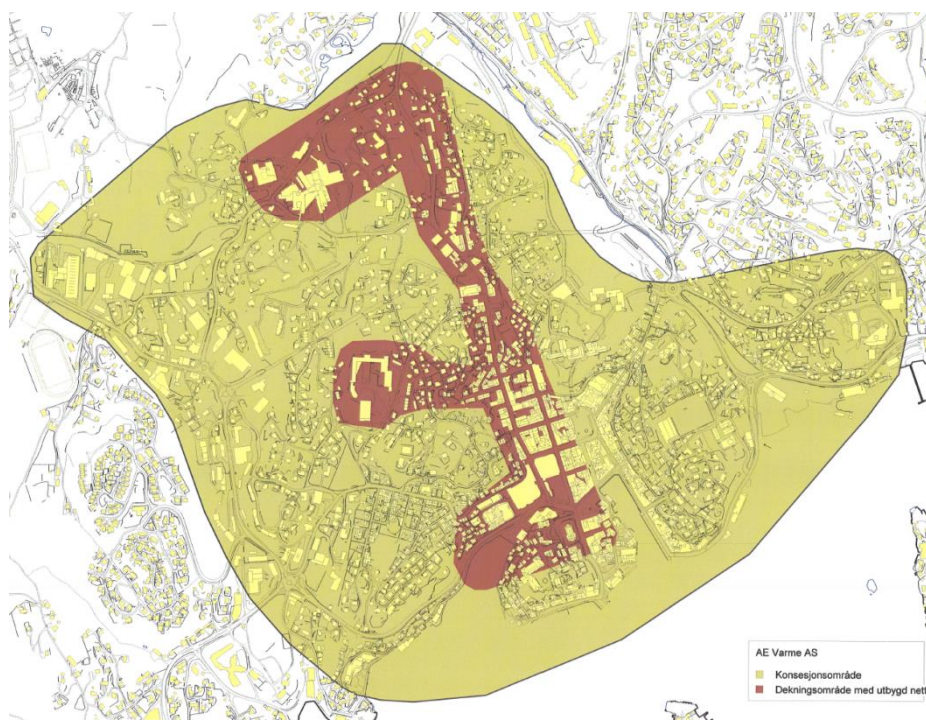
Av 175,6 GWh fjernvarmeproduksjon i Kristiansand, Arendal og Grimstad i 2021 var ca. 0,4 % basert på elektrisitet. Resten av fjernvarmeproduksjonen er basert på gjenvunnet varme, bioenergi og olje.

Utbygging av fjernvarme vil påvirke elektrisitetsforbruket på kalde dager. Figur 19 viser at det er Kristiansand som har den klart største fjernvarmeproduksjon og trolig størst påvirkning på elektrisitetsforbruket på kalde dager. Arendal har nest størst fjernvarmeproduksjon. Figur 20 viser konsesjonsområdet og eksisterende dekningsområde for utbygd fjernvarmenett i Kristiansand. Som figuren viser er hele Kvadraturen (sentrumsområdet) utbygd med fjernvarmenett. I tillegg er deler av Lund og Vågsbygd bygd ut, men ikke like fullstendig som i Kvadraturen.



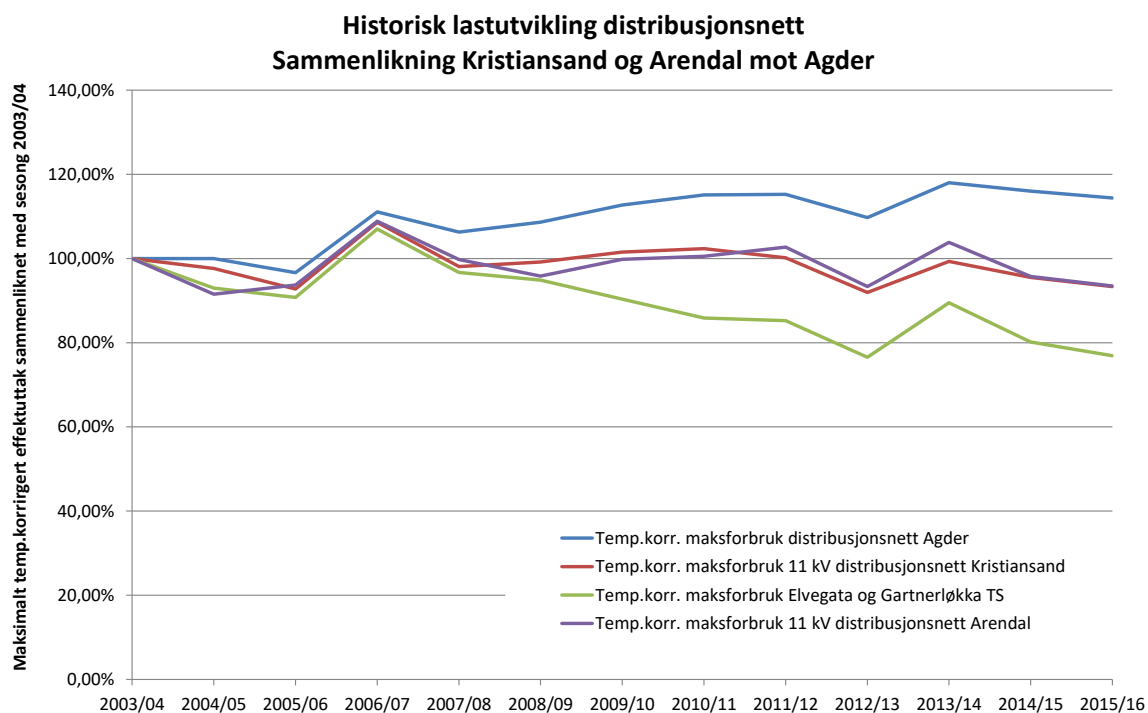
**Figur 20 Konsesjonsområde og dekningsområde for utbygd fjernvarmenett i Kristiansand**

Figur 21 viser konsesjonsområdet og eksisterende dekningsområde for utbygd fjernvarmenett i Arendal. Som figuren viser er deler av sentrumsområdet utbygd med fjernvarmenett i tillegg til sykehusområdet og området rundt Stinta skole.



**Figur 21 Konsesjonsområde og dekningsområde for utbygd fjernvarmenett i Arendal**

Figur 22 viser historisk maksimalt temperaturkorrigert elektrisk effektuttak i Kristiansand og Arendal sammenliknet med effektuttaket i det lokale distribusjonsnettet i hele Agder for vintersesongene 2003/04 – 2015/16. Sammenliknet med økningen i Agder totalt (i området 15 – 19 %) har det elektriske lastuttaket i Kristiansand og Arendal vært tilnærmet konstant. Utbygging av fjernvarme er trolig en av de største årsakene til denne utviklingen. Figuren viser videre at lastutviklingen i Kvadraturen (forsynt fra Elvegata og Gartnerløkka transformatorstasjoner) er redusert de siste årene (ca. 20 %). Dette sett i sammenheng med at flere kvartaler i Kvadraturen er ombygd og tilknyttet fjernvarmenettet de siste årene, er det sannsynlig at utbyggingen av fjernvarmenettet har medført redusert elektrisitetsforbruk.



**Figur 22 Temperaturkorrigert effektuttak i 11 kV nettet i Kristiansand og Arendal sammenliknet med hele Agder**

Oppsummert viser eksemplene fra Kristiansand og Arendal at større fjernvarmeutbygging i områder kan ha betydelig påvirkning på det elektriske maksimale effektuttaket. Dette sammen med at sentrumsområder allerede er relativt godt utnyttet gjør at sentrumsområder med pågående utbygging og tilkobling av bebyggelse til fjernvarmeanlegg bør vurderes spesielt når det prognoseres fremtidig effektuttak.

## 11 Fremtidig endring i forbrukerfleksibilitet

Forbrukerfleksibilitet er et mål på forbrukernes evne og vilje til å bytte energibærer eller endre sitt energiforbruk på kort eller mellom-lang sikt. Forbrukerfleksibilitet skiller seg fra energieffektivisering som er varige tiltak for energisparing eller permanent omlegging av deler av forbruket til andre energibærere enn elektrisitet.

Med tidligere teknologi og tariffsystem er det i hovedsak energieffektivisering som strømpris- og nettleienivå påvirker. Historisk ser man at år med høye kraftpriser og stort fokus på dette i media kan medføre redusert elektrisitetsforbruk, men slike endringer skjer relativt langsomt.

I fremtiden er det flere aktuelle virkemidler og endringer i energisystemet som kan medføre økt forbrukerfleksibilitet. Eksempler på dette er innført avansert målesystem (AMS), endring av netttariffer (effekt-tariffer), ny teknologi for styring av effektforbruk (laststyring) og nye markedsløsninger som f.eks. fleksibilitetsmarkeder.

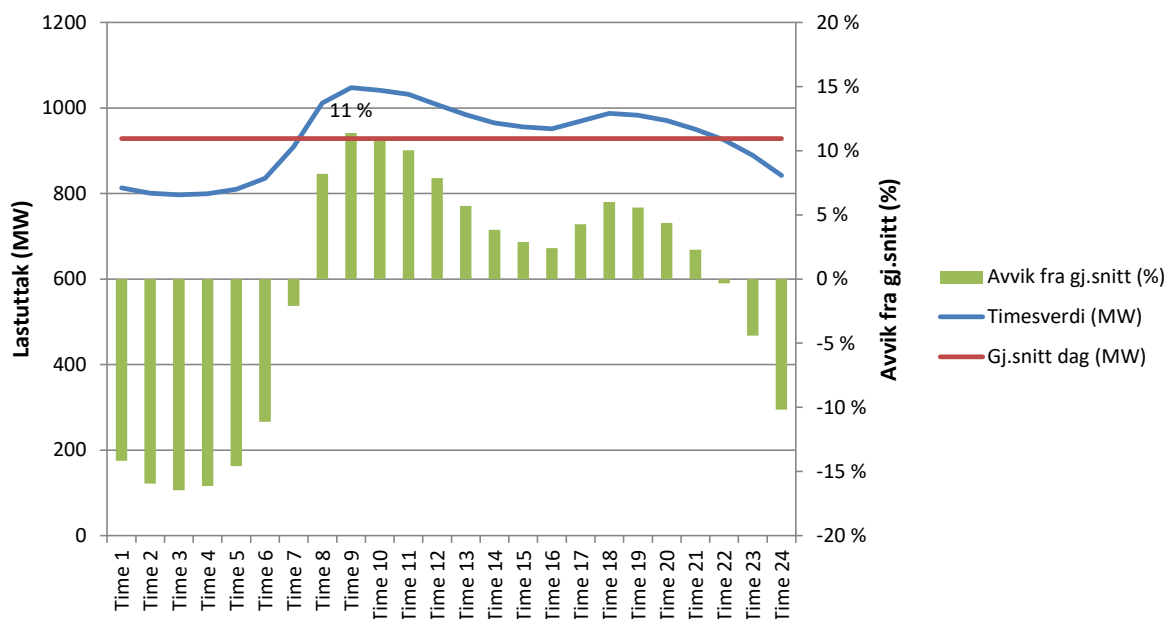
Det har vært gjennomført flere FoU-prosjekter på forbrukerfleksibilitet i Norge, hvorav ett av prosjektene er Fredrikstad Energi Nett (nå Norges Nett) sitt pilotprosjekt på Hvaler, hvor det er undersøkt hvor mye energi-/effektreduksjon en effekttariff kan medføre. Resultater av dette prosjektet, hvor 25 frivillige husholdningskunder deltok, viser ca. 20 % reduksjon i både energi og maksimalt effektforbruk. Stor interesse fra de frivillige deltakerne i prosjektet, samt et eget display som hele tiden viste faktisk strømforbruk, kan ifølge prosjektet ha farget resultatene en del<sup>10</sup>. 20 % reduksjon på grunn av effekttariff i større skala (hvor alle kunder er med) virker dermed urealistisk høyt. Videre kan både redusert energi- og effektforbruk tyde på at dette prosjektet resulterte i en betydelig energieffektivisering, og i mindre grad forbrukerfleksibilitet.

For å få et grovt overslag på hva forbrukerfleksibiliteten (med bakgrunn i mulighet for å endre energiforbruk på kort sikt) på Agder kan være i dag, sett fra regionalt distribusjonsnett, er historisk lastprofil for lastuttak i lokalt distribusjonsnett i uken 18.1 – 24.1.2016 studert.

Figur 23 viser lastvariasjon for alt lastuttak tilknyttet lokalt distribusjonsnett i Agder 21.1.2016. Som figuren viser varierte lastuttaket fra ca. 800 MW på nattestid til 1047 MW på morgenen (maksimalt i time 9). Dersom alle kundene hadde endret effektforbruket innenfor dette døgnet optimalt, slik at effektforbruket var jevnt hele døgnet, men med samme totale energiforbruk, ville lastuttaket vært redusert til ca. 928 MW (jevnt over hele døgnet). Dette tilsvarer et redusert effektforbruk på 11 % i forhold til opplevd maksforbruk på 1047 MW. I figur 24 er samme beregningen utført for en utvalgt transformatorstasjon (Froland). For denne transformatorstasjonen isolert er forbrukerfleksibiliteten noe lavere (8 %) enn hele Agder samlet.

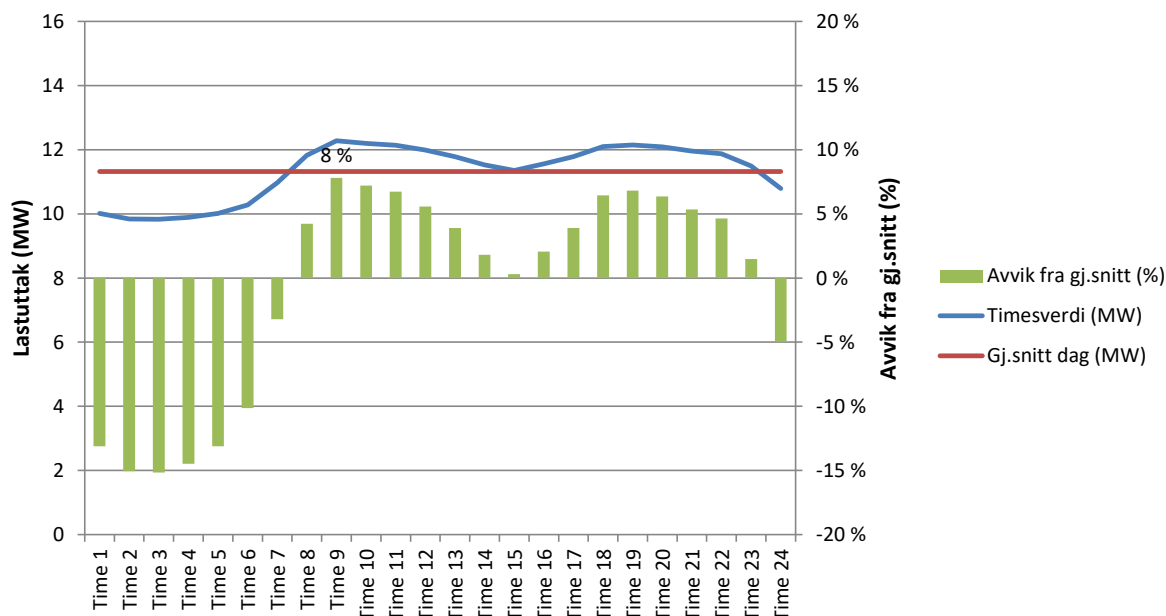
<sup>10</sup> <http://www.tu.no/artikler/da-kundene-matte-betale-for-effekt-i-stedet-for-forbruk-gikk-stromforbruket-ned-med-20-prosent/223269>

### Hele Agder 21.1.2016



Figur 23 Lastprofil for lastuttak i lokalt distribusjonsnett i Agder 21.1.2016

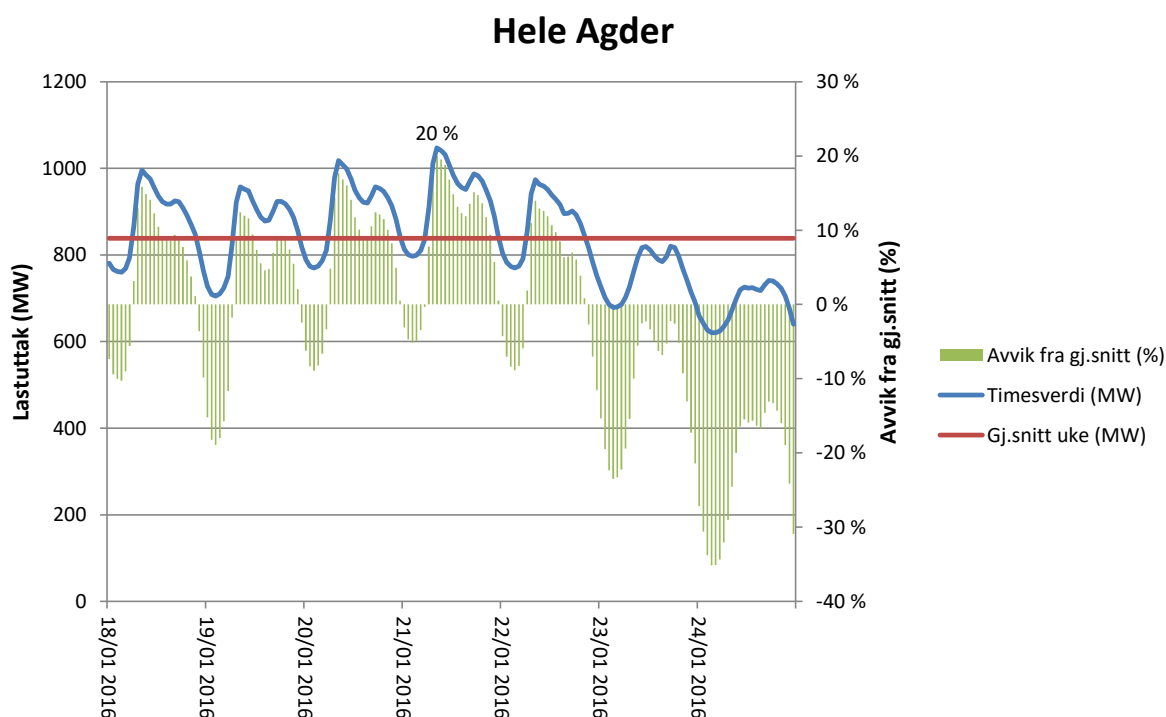
### Froland 21.1.2016



Figur 24 Lastprofil for lastuttak i lokalt distribusjonsnett under Froland transformatorstasjon 21.1.2016

For å kunne endre på energiforbruket på kort sikt ut over 1 døgn uten å endre betydelig på komfort (lufttemperatur, varmtvannstemperatur o.l.) vil man i stor grad være avhengig av å lagre energi lokalt, på en annen måte enn det som er vanlig i dag. Lokale batterier kan gi denne muligheten. Hvis man med et slikt energilager hadde hatt kapasitet til å utjevne effektforbruket fra kraftnettet over en

periode på en uke, viser figur 25 en økning i forbrukerfleksibilitet opp til 20 % dersom hele Agder legges til grunn. For Froland transformatorstasjon øker forbrukerfleksibiliteten da opp til 17 %.



**Figur 25 Lastprofil for lastuttak i lokalt distribusjonsnett i Agder 18.1.2016 - 24.1.2016**

Fremtidig økning i bruk av effektkrevende utstyr, som blant annet lading av el-biler, vil kunne medføre ytterligere økt mulighet for utjevning av effektforbruket (så sant dette økte lastuttaket er på i perioder med høyt uttak fra før (dvs. morgen og/eller ettermiddag)).

Så god utjevning av effekten som er lagt til grunn i beregningene i dette kapittelet er i praksis umulig å oppnå da forbruk slås på/av i definerte mengder, samt at jevnt effektforbruk hele døgnet ville medført behov for totalt sett økt energiforbruk for å opprettholde samme innetemperatur på dagtid (nattsinking vil ikke være mulig). Et praktisk nivå på forbrukerfleksibilitet basert på mulighet for å endre energiforbruk på kort sikt vil derfor være relativt begrenset med dagens forbruksmønster, anslått til i området 5 %. I tillegg vil forbrukefleksibilitet med årsak i å bytte energibærer på kort sikt være tilstede. Det er uvisst hvor stor denne forbrukerfleksibiliteten er, men med en antagelse på 5 % også her ser man en maksimal (praktisk) total forbrukerfleksibilitet på ca. 10 % med dagens forbruksmønster.

Dersom man i fremtiden får et energisystem med økt bruk av effektkrevende utstyr og/eller lokal lagring vil forbrukerfleksibilitet basert på mulighet for å endre energiforbruk på kort sikt trolig øke. Forbrukerfleksibilitet med årsak i å bytte energibærer vil også kunne øke i fremtiden, men vil være avhengig av den økonomiske besparelsen man vil kunne oppnå ved å investere i (og ha tilgjengelig) flere typer oppvarmingskilder. Utforming av effekttariffer og offentlige støtteordninger vil kunne ha stor betydning for dette.



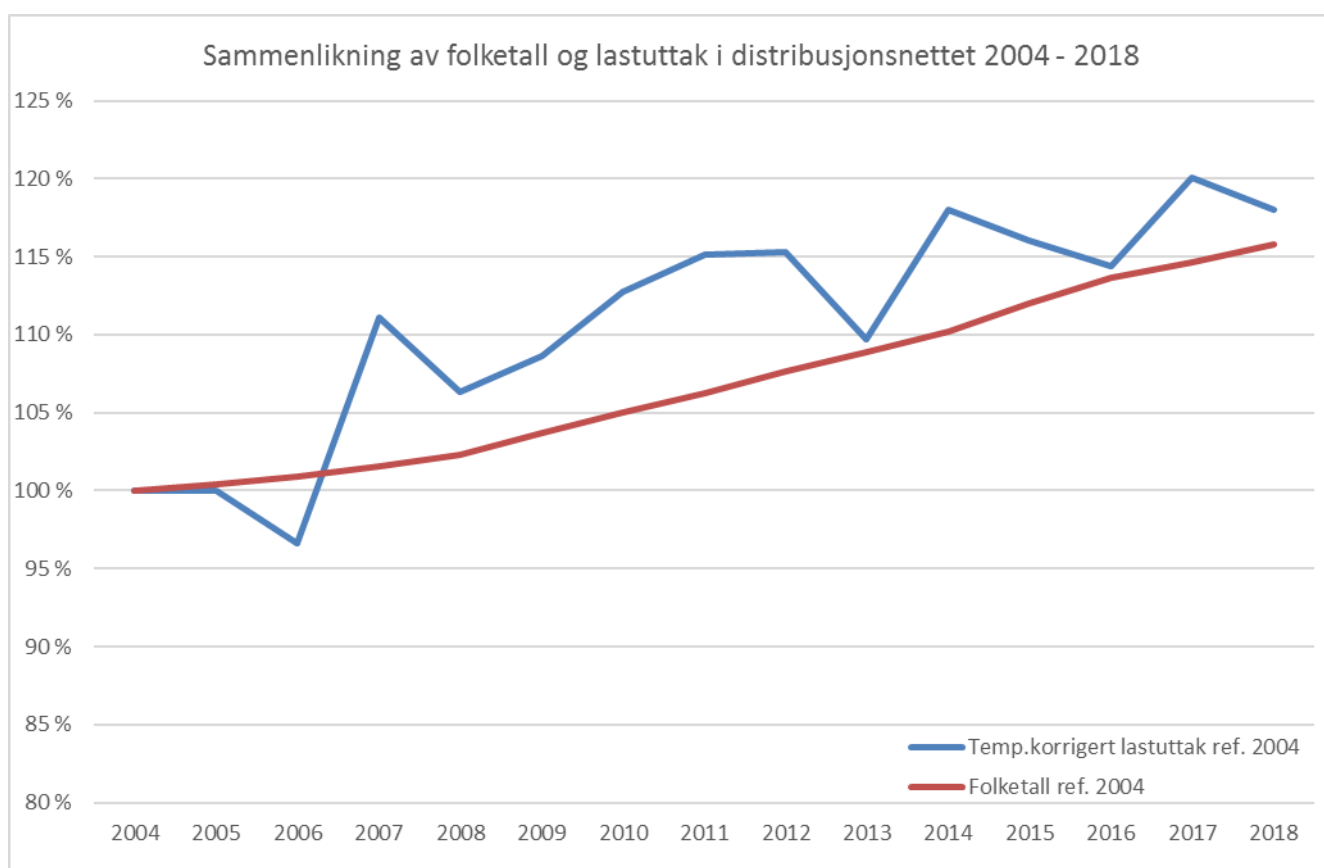
## 12 Drivere som påvirker fremtidig behov for overføringskapasitet

Behovet for overføringskapasitet i kraftsystemet styres av en rekke mer eller mindre ukontrollerbare faktorer som politiske rammer, økonomisk vekst, forventninger til forsyningsikkerhet, ekstremvær, nedleggelse eller ny etablering av industri, klimaendringer, forbruksmønstre osv. Det er derfor stor usikkerhet knyttet til det fremtidige behovet for overføringskapasitet. Planlegging av kraftnettet er en tidkrevende prosess, utbygging er kostbart, og når anlegg først bygges har de lang levetid. Det er derfor viktig å ha et langtidsperspektiv i planleggingen, og usikkerheten ved fremtiden må belyses. Scenarier er et verktøy som brukes for å håndtere denne usikkerheten.

Denne delen av kraftsystemutredningen danner grunnlag for videre benyttede scenarier for last- og produksjonsutvikling i det regionale distribusjonsnettet i Agder frem til 2041. Syv drivere, som vurderes å ha størst betydning for fremtidig behov for overføringskapasitet i det regionale distribusjonsnettet i Agder, er nærmere beskrevet.

### 12.1 Befolkningsutvikling (økonomisk vekst)

Befolkningsutvikling i Agder påvirker behovet for overføringskapasitet da lastuttaket (i hovedsak lastuttak fra lokalt distribusjonsnett) blant annet er avhengig av hvor mange kunder som er tilknyttet. Sammenlikning av historisk befolkningsutvikling og lastuttak i figur 26 tyder på en relativt klar sammenheng mellom disse.



Figur 26 Sammenlikning av befolkningsutvikling og temperaturkorrigert lastuttak i lokalt distribusjonsnett i Agder

Befolkningsutviklingen i Agder er videre avhengig flere faktorer, deriblant den økonomiske veksten i lokalt næringsliv. Disse påvirker effektuttaket direkte med hensyn på virksomheten, men også



indirekte ved at industrien tiltrekker seg ansatte fra både utland og innland som medfører at befolkningen og dermed det alminnelige forbruket øker (tilflytting/nybygging boliger).

## 12.2 Forbrukerfleksibilitet

Forbrukerfleksibilitet er (som beskrevet i kapittel 11) et mål på forbrukernes evne og vilje til å bytte energibærer eller endre sitt energiforbruk på kort eller mellom-lang sikt. Fremover er det flere aktuelle virkemidler og endringer i kraftsystemet som kan medføre økt forbrukerfleksibilitet, og da spesielt på kort sikt. Eksempler på dette er:

### - AMS

Installering av AMS (avansert målesystem) har medført at kunden slipper å lese av strømmåleren sin. Informasjonen går automatisk til kraftleverandøren via nettselskapet og kan leses av kunden på f.eks. internett eller eget display. Kunden kan kjøpe strøm basert på eksakte målinger time for time og får dermed større mulighet til å reagere på prissvingningene i markedet. Mulighetene forbundet med AMS er ikke fullt utnyttet av kundene enda, men vil i framtiden kunne føre til et mer fleksibelt strømforbruk, som vil kunne gi bedre utnyttelse av kraftsystemet ved at blant annet maksimalt effektuttak kan reduseres.

### - Effekttariffer

Med historisk nettleie-tariff er det hovedsakelig prisvariasjoner i strømprisen over døgnet som gir insentiv til å flytte effektforbruket bort fra de timene med høyest pris (og da ofte samtidig med høyest total effektbelastning). Endring fra en energibasert til en effektbasert tariffstruktur, vil medføre økt insentiv til å holde maksimalt effektforbruk nede..

### - Ny teknologi

Ny teknologi kan medføre at styring av effektforbruket gjøres mer eller mindre automatisk. Dette kan tenkes realisert ved at husholdningsapparater med en viss termisk treghet (varmtvannsbereder, panelovner, varmekabler) automatisk kobles ut ved annet høyt effektforbruk (f.eks. ved matlaging eller klesvask). En annen mulighet er å benytte batterier til forsyning av deler av husholdningen (f.eks. i el-biler) i perioder med høyt effektuttak.

## 12.3 Nye elektriske artikler

Det blir stadig flere elektriske artikler i husholdningene. Mange av disse bruker svært begrenset med effekt, som nettbrett, PCer og elektriske styringsenheter. Noen nye artikler, som el-biler, induksjonskomfyrer og gjennomstrømningsvarmere, vil imidlertid kunne øke maksimalt effektbehov i husholdningene merkbart.

Småskala produksjonsanlegg, som solceller, små vindturbiner og solfangere, blir mer og mer vanlige i husholdninger. Hvilken effekt disse har på effektforbruket den kaldeste vinterdagen i året er imidlertid usikkert, men trolig små, da de er avhengige av visse metrologiske forhold (vind eller sol) for å kunne bidra.

## 12.4 Elektrifisering av transportsektoren

Pr. 2022 vurderes elektrifisering av transportsektoren, med økt lading av el-biler, elbusser og etter hvert lastebiler, samt økende satsing på landstrøm og el-ferjer, som den type nye elektriske artikler som vil påvirke det fremtidige effektforbruket i det lokale distribusjonsnettet mest. De siste årene har Agder Energi Nett mottatt søknader om tilknytning av stadig flere ladestasjoner, både for el-biler,

men også elbusser og lastebiler, samt landstrømanlegg. Effektforbruket til slike ladestasjoner og landstrømanlegg varierer mye fra anlegg til anlegg, fra typisk 1 MW til 10 MW.

### 12.5 Ny industri / næring

Agder Energi Nett har de siste par årene stadig mottatt søknader om tilknytning av ny kraftintensiv industri/næring som datasentre, landbasert fiskeoppdrett, batterifabriker og hydrogen- og ammoniakkproduksjon. Henvendelsene varierer med hensyn på planlagt effektuttak fra typisk 10 til 300 MW. Pr. juni 2022 foreligger det søknader om tilknytning tilsvarende ca. 1800 MW. Sammenliknet er maksimalt historisk målt effektforbruk i regionalt distribusjonsnett i Agder på 1232 MW (se kapittel 6.2). Realisering av disse planene, helt eller delvis, vil medføre betydelige forsterkningsbehov i både transmisijsnett (transformeringskapasitet mot regionalt distribusjonsnett) og i det regionale distribusjonsnettet. Etablering av ny kraftintensiv industri/næring vurderes pr. juni 2022 som den driveren som vil påvirke det fremtidige effektforbruket i det regionale distribusjonsnettet totalt klart mest.

### 12.6 Energieffektivisering (effekteffektivisering)

Fremtidig energieffektivisering er avhengig av både tiltak i eldre bygninger (f.eks. etterisolering) og fremtidige krav til utforming av nye bygg. Energieffektivisering i bygg vil også kunne bidra til en viss effekteffektivisering, dvs. reduksjon av maksimalt effektbehov, men dette er avhengig av hvordan energieffektiviseringen gjennomføres. For eksempel vil økt isolasjonsgrad i bygninger kunne bidra til en viss effekteffektivisering, men benyttelse av gjennomstrømningsvarmere for å unngå varmetap fra varmtvannsspreder vil kunne øke det maksimale effektforbruket.

### 12.7 Politiske rammevilkår

Innføring av det felles norsk-svenske elsertifikatmarkedet fra 1. januar 2012 var en viktig politisk rammebetingelse for den interessen man har sett for etablering av ny produksjonskapasitet i Norge og Sverige det siste 10-året.

Mindre gunstige politiske rammer fremover vil kunne medføre mindre utbygging av ny fornybar energiproduksjon, mens en forlenget politisk satsing på fornybar energi kan gi en videre større utbygging. Utvikling i energipris vil også kunne bety mye for hvor mye ny produksjon som vil være lønnsomt å etablere. Fremtidig konsesjonsordning for utbygging av blant annet vindkraft, både på land og offshore, vil også kunne påvirke utbyggingen.

Politiske rammevilkår som avgifts- og momsreduksjon på el-biler, offentlig støtte til energieffektivisering og/eller lokal elektrisitetsproduksjon (sol), kan ha betydelig innvirkning på fremtidig forbruksutvikling hos vanlige sluttbrukere. Videre vil utvikling i politiske rammer for industrien kunne ha stor betydning for hvordan elektrisitetsforbruket hos kraftkrevende industri utvikler seg og hvor mange nye industrietableringer (se kapittel 12.5) som realiseres.

## 13 Scenario-beskrivelser

Det er valgt å etablere 2 ulike scenarier med betegnelsene *Basis* og *Høy*. Scenariene baserer seg i stor grad på føringer gitt fra NVE<sup>11</sup>. Disse føringene gir blant annet forslag til forutsetninger for:

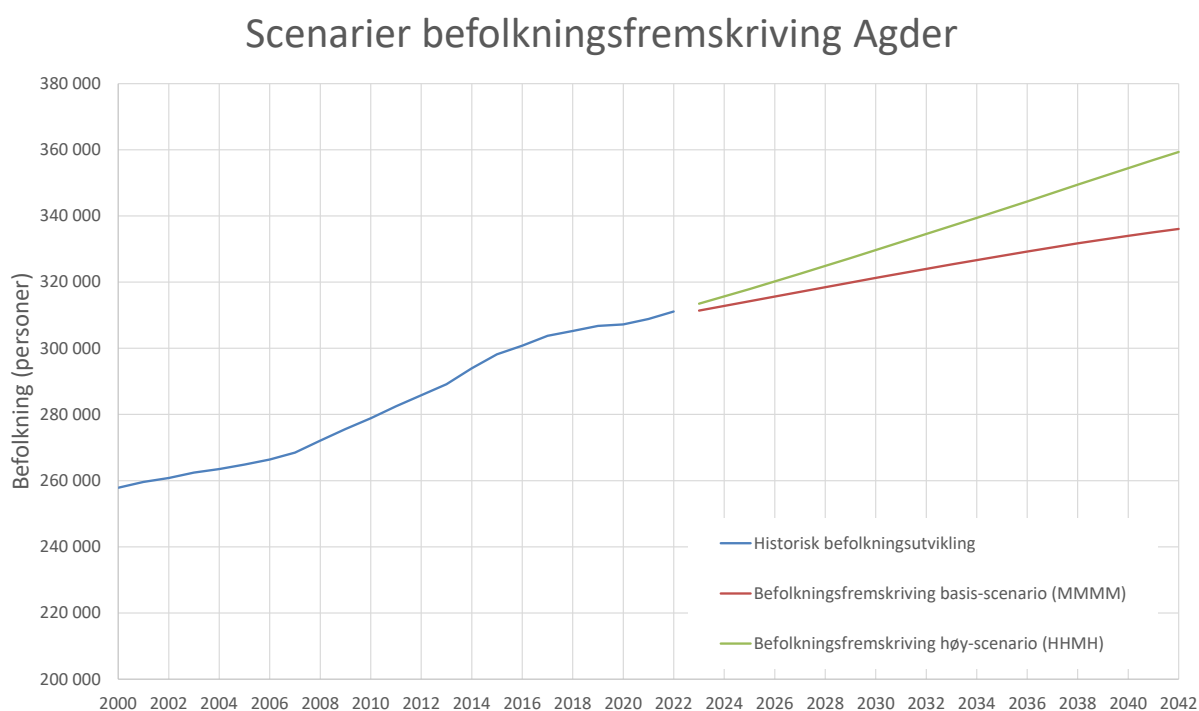
- Befolkningsvekst
- Hvilke større konkrete tilknytningssaker (over 1 MW) som skal inkluderes
- Fremtidig effektforbruk som følge av elektrifisering av transportsektoren

For produksjonsutvikling er tilgjengelig informasjon om planlagte kraftverk benyttet.

Informasjonskilder er NVEs oversikt over konsesjonssaker, kundedialog med kraftprodusentene i Agder i forbindelse med KSU-arbeidet samt interne oversikter i AEN basert på tidligere kundedialog med kraftprodusentene.

### 13.1 Befolkningsvekst

I basis-scenariet er hovedalternativet (MMMM) for befolkningsframskriving fra SSB benyttet, mens det for høy-scenariet er benyttet høyalternativet (HHMH). Figur 27 viser befolkningsframskriving for Agder benyttet i de to scenariene, samt historisk befolkningsutvikling fra år 2000.



Figur 27 Scenarier befolkningsframskriving

### 13.2 Forbrukerfleksibilitet og energi(effekt)effektivitet

Basert på beskrivelsene av forbrukerfleksibilitet og energi(effekt)effektivisering i kapittel 11 og 12 er antatt forbrukerfleksibilitet og energieffektivisering i bygg beskrevet i tabell 2. Verdiene er differensiert i nye kunder (nye bygg) og eksisterende kunder (eksisterende bygg) da det trolig vil være enklere å oppnå både forbrukerfleksibilitet og energieffektivisering i nye bygg (i forhold til eksisterende bygg) enn ved oppgradering av gamle bygg. Forbrukerfleksibiliteten er forventet å øke

<sup>11</sup> Brev «NVEs forventninger og føringer for KSU 2022» datert 27.1.2022

årlig fra og med 2022. Det forventes en gradvis innføring av effekt-tariffer fra og med 2022. Energi(effekt)effektiviteten er forventet å øke årlig i hele perioden. For nye kunder (for nye hus) er det antatt en energi(effekt)effektivitet på 90 % i forhold til dagens kundemasse (bygningssmasse) fra starten av på grunn av dagens bygningskrav.

	Nye kunder	Eksisterende kunder
<b>Forbrukerfleksibilitet</b>	Økning på 0,5 % pr. år fra 2022	Økning på 0,25 % pr. år fra 2019
<b>Energi(effekt)effektivitet i forhold til dagens nivå</b>	90 % i 2022 + økning på 0,5 % pr. år	Økning på 0,2 % pr. år

Tabell 2 Antatt utvikling forbrukerfleksibilitet og energieffektivitet

### 13.3 Elektrifisering (av transportsektoren)

For prognosering av effektbehov for lading av elbiler (personbiler og varebiler) er det benyttet en gjennomsnittlig effektbehov pr. elbil i tunglasttiden på 0,4 kW. Dette er basert på flere analyser av lademønster gjennomført de siste årene som NVEs anbefaling baserer seg på.

For lastebiler er det antatt et gjennomsnittlig effektbehov på 20 kW pr. lastebil i tunglasttiden. Da det foreløpig er svært begrenset bruk av elektriske lastebiler foreløpig er dette estimatet relativt usikkert.

For busser er det antatt et gjennomsnittlig effektbehov på 70 kW pr. buss basert på målinger av elbusslading i Oslo.

Scenario	Type kjøretøy	Andel elektriske kjøretøy (%)	
		2032	2042
Basis	Personbil	60 %	90 %
	Varebiler	40 %	80 %
	Lastebiler	10 %	30 %
	Busser	35 %	70 %
Høy	Personbil	70 %	100 %
	Varebiler	50 %	100 %
	Lastebiler	15 %	50 %
	Busser	50 %	90 %

Tabell 3 Forutsatt andel elektriske kjøretøy i forskjellige scenarier

Forutsatt andel elektriske kjøretøy av forskjellige typer er oppsummert i tabell 3.

Basert på forutsetningene beskrevet over og prognosert vekst i antall kjøretøy frem til 2041 viser tabell 4 estimert effektøkning på grunn av «hjemmelading» av de forskjellige kjøretøykategoriene (hurtiglading av person- og varebiler er ikke inkludert).

Scenario	Type kjøretøy	Antall kjøretøy			Effektøkning i forhold til 2021 (MWh/h)	
		2021	2032	2042	2032	2042
Basis	Personbil	21 218	105 467	171 322	34	60
	Varebiler	343	11 659	25 251	5	10
	Lastebiler	5	288	935	6	19
	Busser	11*	153	307	11	21
	<b>SUM</b>				<b>55</b>	<b>110</b>
Høy	Personbil	21 218	123 045	190 358	41	68
	Varebiler	343	14 573	31 564	6	12
	Lastebiler	5	432	1 558	9	31
	Busser	11*	219	394	15	28
	<b>SUM</b>				<b>70</b>	<b>139</b>

\* = Tall fra Agder Kollektivtransport (AKT) pr. 2020

Tabell 4 Estimert effektøkning på grunn av «hjemmelading» av personbiler, varebiler, lastebiler og busser

I tillegg til «hjemmelading» av elektriske kjøretøy vil det være effektbehov til hurtiglading av elektriske kjøretøy på offentlige ladestasjoner. Det er antatt at det i hovedsak er personbiler og varebiler som vil lade på offentlige ladestasjoner (lastebiler og busser vil i hovedsak lade «hjemme» på egne ladeanlegg på bussdepoter/holdeplasser eller hos transportfirmaene). Pr. 2022 er det om lag 100 elbiler pr. hurtigladestasjon og stasjonene har en gjennomsnittlig effekt pr. lader på ca. 100 kW. Dette forholdet er antatt tilstrekkelig og videreført frem til 2042. Videre er det antatt en sammenlagingsfaktor for utredningsområde på 20 %. Basert på antall personbiler og varebiler beskrevet i tabell 4 er estimert effektøkning til hurtiglading for utredningsområdet som beskrevet i tabell 5.

Scenario	Effektøkning til hurtiglading i forhold til 2021 (MWh/h)	
	2032	2042
Basis	19	36
Høy	23	41

Tabell 5 Effektøkning hurtiglading

Etablering av fremtidige landstrømanlegg og hvordan disse vil påvirke effektforbruket i tunglasttiden er vanskelig å spå. Hvordan disse vil påvirke vil blant annet være avhengig av hvilken type båter som skal bruke landstrømanlegget. Det er for eksempel stor forskjell på om det er cruise-båter som i hovedsak ligger korte og «tilfeldige» perioder hovedsakelig sommerstid i forhold til rutegående båter som f.eks. Danskebåtene mellom Kristiansand og Danmark med jevnlig liggetider hele året. For Agder er det flere havner det vil kunne bli aktuelt med landstrømanlegg, blant annet i etablerte havner Kvinesdal, Farsund, Mandal, Kristiansand og Arendal. I noen av disse havnene er det allerede etablert noe landstrømanlegg, men det er flere steder ytterligere landstrømanlegg under planlegging og forventet fremtidig elektrifisering av sjøtransport vil sannsynligvis øke behovet betydelig.

Scenario	Effektøkning til landstrømanlegg i forhold til 2021 (MWh/h)	
	2032	2042
Basis	20	25
Høy	35	40

Tabell 6 Effektøkning landstrømanlegg

Basert på informasjon fra noen av havnene i Agder, eksisterende anlegg og anlegg under planlegging er det i denne utredningen forutsatt en økning i landstrøm-forbruk som beskrevet i tabell 6.

### 13.4 Større konkrete tilknytningssaker over 1 MW

I Agder foreligger det pr. juni 2022 en rekke forespørsler fra kunder som ønsker tilknytning av større forbruk (over 1 MW). Flere av forespørslene gjelder hurtigladestasjoner, ladestasjoner for elbuss eller elektriske lastebiler og landstrømanlegg. Disse forespørslene er i denne utredningen inkludert som en del av prognosene for slikt forbruk som beskrevet i kapittel 13.3. Resten av de større konkrete tilknytningssakene, som gjelder blant annet planlagte batterifabrikker, landbasert fiskeoppdrett, datasentre, hydrogenproduksjonsanlegg etc. er fordelt på tilknytningssaker med tilknytningspunkt i regionalt- eller lokalt distribusjonsnett.

Basert på anbefaling fra NVE er tilknytningssakene inkludert i scenariene ut ifra hvor langt i tilknytningsprosessen sakene er kommet. Tilknytningsprosessen hos Agder Energi Nett er oppsummert i figuren under. Mer informasjon om tilknytningsprosessen kan finnes på Agder Energi Nett sin nettside<sup>12</sup>.

<sup>12</sup> <https://www.aenett.no/bygge-og-grave/tilknytning-til-nett/ledig-nettkapasitet/>



**Figur 28 Tilknytningsprosess for større tilknytningsaker hos Agder Energi Nett**

I basis-scenariet er tilknytningsaker som det er gjennomført, pågår eller som venter på avtale om koordinert prosjektutvikling inkludert, og som er vurdert å være driftsmessig forsvarlig å tilknytte uten betydelig nettforsterkninger ut over allerede planlagte tiltak. Forventet forbruksendring hos eksisterende større industrikunder er også inkludert.

I høy-scenariet er det i tillegg til sakene inkludert i basis-scenariet inkludert tilknytningsaker som har inngått avtale eller venter på avtale om konseptvalgutredning. Kjente planer om forbruksøkning hos eksisterende større industrikunder er også inkludert. For å kunne tilknytte flere av disse tilknytningsakene er det, forutsatt at de fleste tilknytningsakene som er kommet lenger i tilknytningsprosessen realiseres, vurdert som nødvendig med betydelig forsterkning av transformatorkapasitet mot transmisjonsnettet og regionalt distribusjonsnett for å kunne tilknyttes.

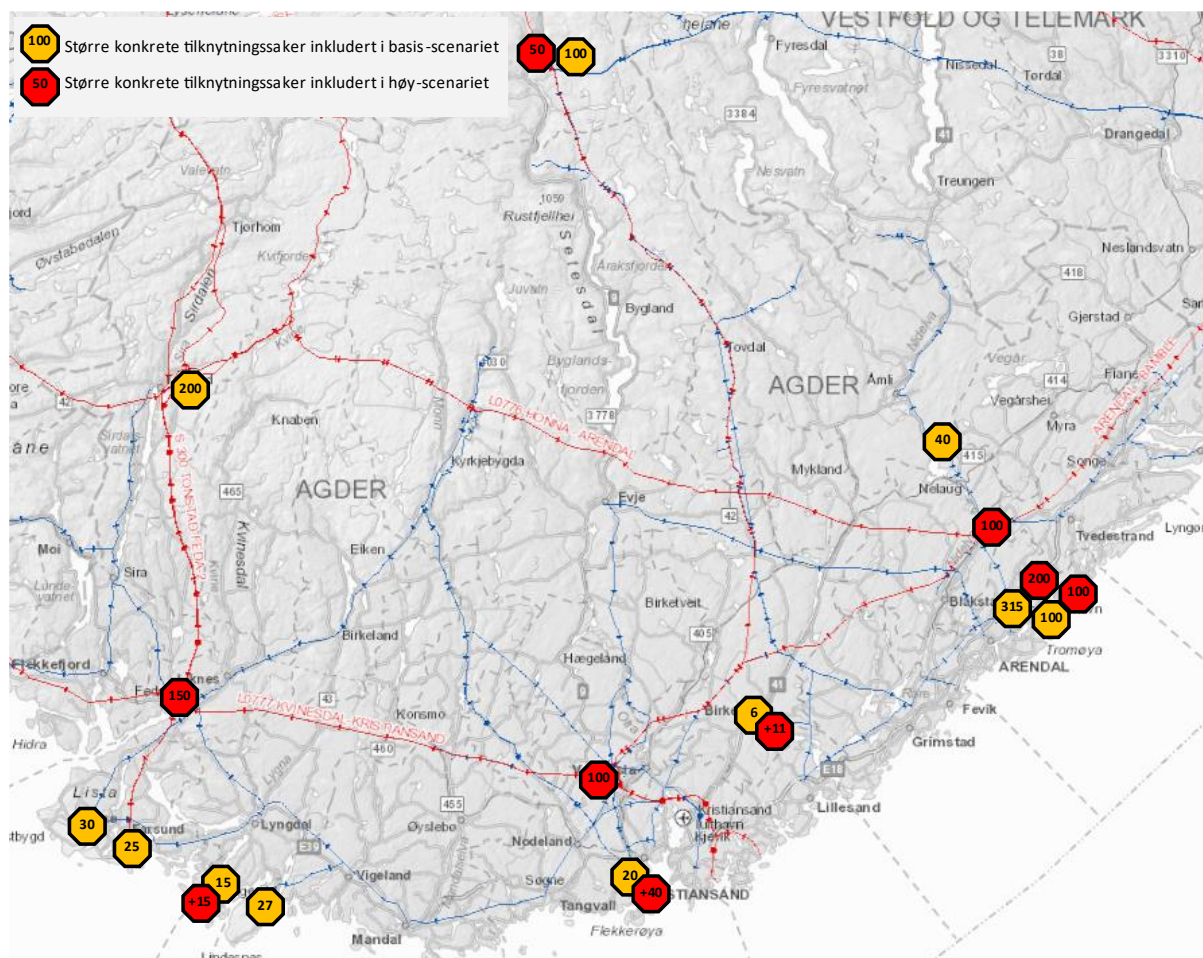
I tillegg er det i begge scenarier lagt til grunn noen nettilknytninger over 1 MW i lokalt distribusjonsnett ut over de innmeldte tilknytningsakene. For basis-scenariet er det lagt til grunn totalt 20 MW økning på grunn av dette innen 2041. I Høy-scenariet er det lagt til grunn 40 MW.

Med hensyn til nettselskapenes taushetsplikt er ikke tilknytningsakene nevnt med navn/firmanavn i denne utredningen med mindre det foreligger offentlig informasjon om tilknytningsaken, f.eks. i offentlig tilgjengelige konsesjonssøknader eller liknende, eller at det er avtalt med kunde at navn/firmanavn kan beskrives i denne rapporten.

For de eksisterende industribedriftene tilknyttet regionalt distribusjonsnett er det forutsatt samme forbruksnivå som i dag med mindre det foreligger kjente planer om endringer.

Figur 29 viser plassering og effektbehov for tilknytningsakene som er inkludert i de forskjellige scenariene.





Figur 29 Oversikt over større tilknytningssaker inkludert i scenariene. Verdi representerer forespurt effektbehov i MW. Plassering representerer tilknytningspunkt i regionalt distribusjonsnett i Agder. Røde linje = Transmisjonsnett. Blå linjer = regionalt distribusjonsnett

### 13.5 Kraftproduksjon

For ny kraftproduksjon er kraftproduksjon som Agder Energi Nett er kjent med er under bygging eller forbereder bygging tatt med i basis-scenariet. I høy-scenariet er all kraftproduksjon som har søkt Agder Energi Nett om tilknytning og som har fått konsesjon, er under konsesjonsbehandling eller er under planlegging inkludert.

Det bemerkes at utbygging av Oddeheia og Bjelkeberget vindkraftverk i Birkenes kommune ikke er inkludert i noen av scenariene. Dette er gjort med bakgrunn i at prosjektet har fått avslag på utsatt idriftsettelse fra NVE 6.7.2020. Avslaget er anket til OED hvor saken pr. juni 2022 er til behandling. Birkenes kommune har anbefalt å ikke gi utsatt idriftsettelse og på bakgrunn av dette er det ansett som svært lite sannsynlig at dette vindkraftverket realiseres (at OED gjør om på vedtaket fra NVE) basert på erfart praksis for andre liknende klagesaker i Norge.

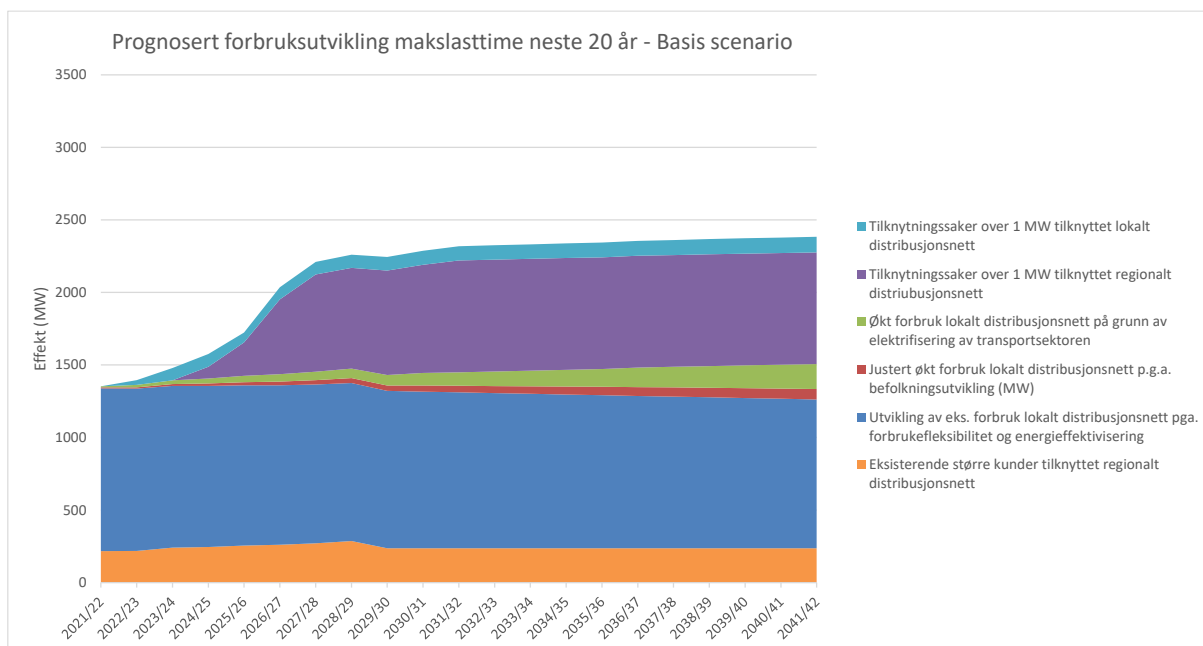
## 14 Scenarioenes påvirkning på forbruks- og produksjonsutvikling

Basert på scenario-beskrivelsene i kapittel 13 er forventet forbruksutvikling for basis- og høy-scenariet vist i figur 30 og figur 31. For både basis- og høy-scenariet viser figurene at det er tilknytningssaker over 1 MW som dominerer forventet forbruksøkning. Tidspunkt for idriftsettelse av nye større tilknytninger er basert på omsøkt tilknytningstidspunkt. Som tidligere beskrevet vil en del

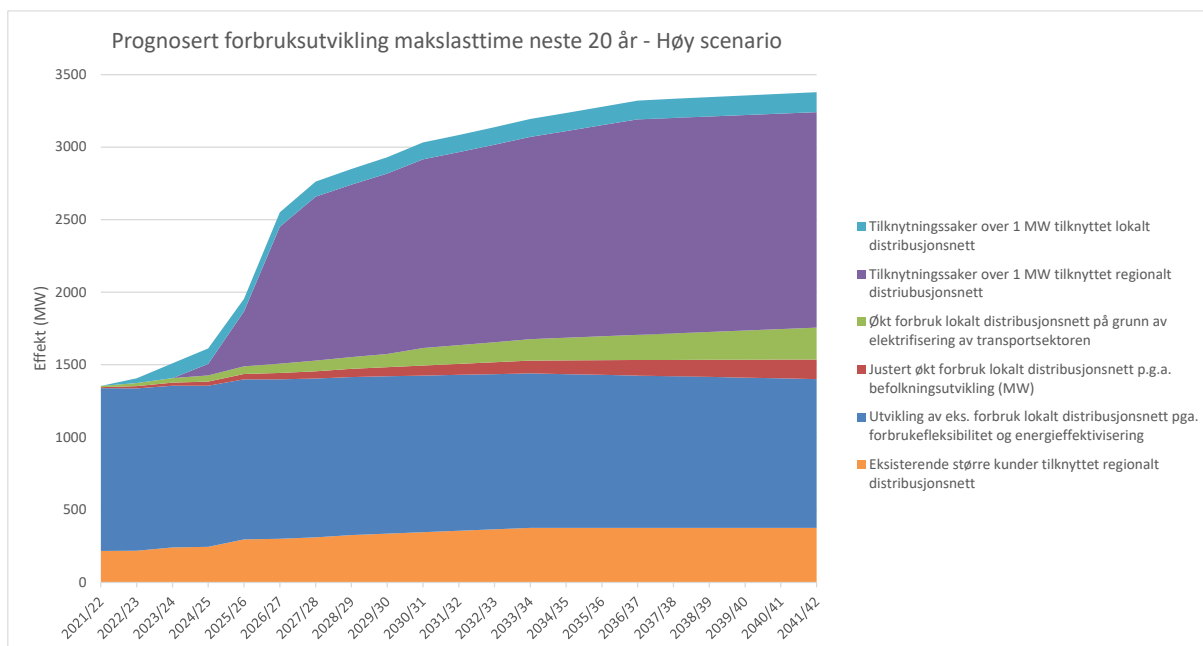


av tilknytningssakene, spesielt i høy-scenariet, kreve betydelige nettførsterkninger, som kan medføre at idriftsettelse ikke er mulig å gjennomføre på omsøkt tidspunkt. Forbruksøkningen for høy-scenariet vil derfor potensielt måtte «dras noe ut i tid» i forhold til det figuren viser på grunn av praktisk realiseringstid for nødvendig nettanlegg.

Figurene viser videre at det er forventet at eksisterende effektforbruk i lokalt distribusjonsnett vil avta noe på grunn av økende grad av forbrukerfleksibilitet og/eller energi-/effekteffektivisering. Økt elektrifisering i transportsektoren medfører likevel at det forventes en forbruksvekst i lokalt distribusjonsnett også utenom spesifikke større tilknytningssaker.

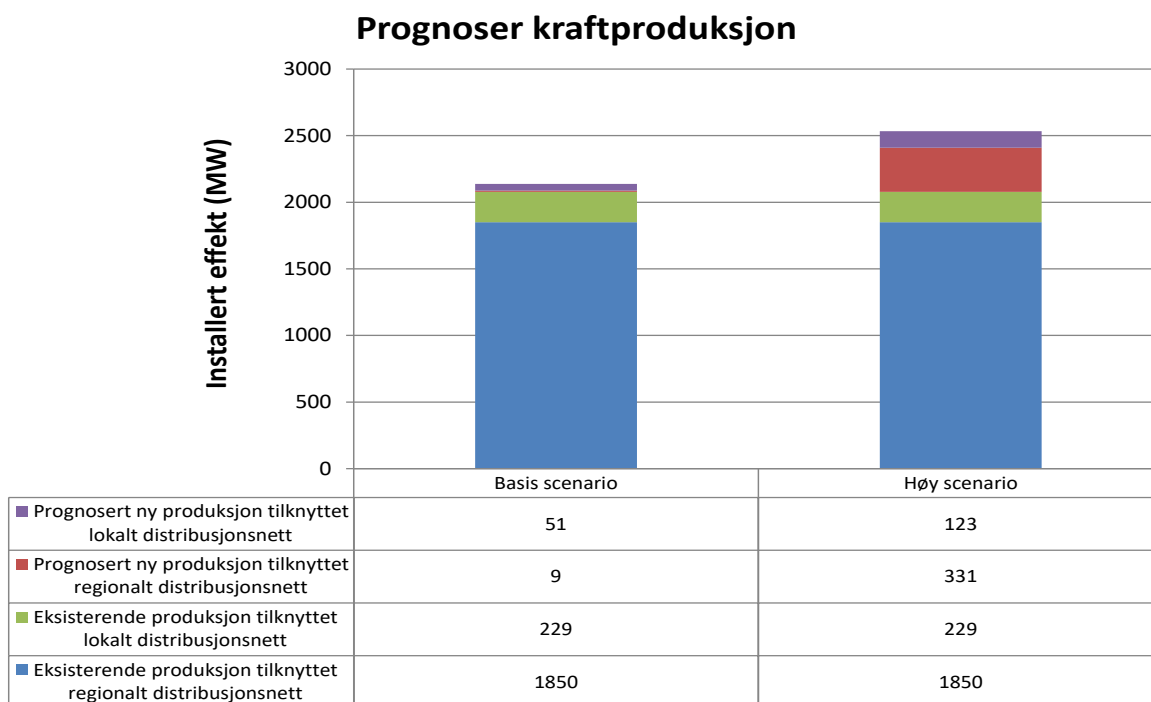


Figur 30 Prognosert forbruksutvikling for basis-scenariet



Figur 31 Prognosert forbruksutvikling for høy-scenariet

Figur 32 viser forventet produksjonsutvikling for basis- og høy-scenariet frem til 2041.



Figur 32 Produksjonsprognose

## 15 Forutsatte endringer

Flere utbyggingstiltak som planlegges utført innen få år vil ha innvirkning på kapasitet og struktur i eksisterende nett. Utbyggingstiltak som er under utbygging og/eller som har fått konsesjon er forutsatt gjennomført i analysene av fremtidig nettbelastning. Planlagte tiltak innen få år som ikke har fått konsesjon men som vil endre eller forsterke nettstrukturen betydelig er også forutsatt i analysene. For større tilknytningssaker der det er gjennomført konseptvalgutredning er anbefalt nettiltak inkludert i analysene. Tiltak som er forutsatt er beskrevet i påfølgende underkapitler.

### 15.1 Tilknytning av Finså kraftstasjon til Ertsmyra transformatorstasjon

Agder Energi Nett fikk 7.3.2019 konsesjon til å bygge en ny 132 kV kabel fra Finså kraftverk til Ertsmyra transformatorstasjon i Sirdal kommune. Arbeidet med kabelen pågår og er forventet satt på drift i slutten av november 2022.

### 15.2 Nedleggelse av 60 kV forsyning til Hunsfos Næringspark

Hunsfos Næringspark overtok tidligere Hunsfos fabrikk sitt lokale distribusjonsnettanlegg når Hunsfos fabrikk la ned sin virksomhet i 2011. Hunsfos Næringspark overtok med dette anleggskonsesjonen for det lokale distribusjonsnettet og har konsesjon for å drifte dette ut 2022. Dette lokale distribusjonsnettet er forsynt fra en transformator tilknyttet et 60 kV nett fra Vennesla transformatorstasjon. Området er under omlegging til næring/husholdning og er fra 2023 planlagt forsynt på 22 kV nivå fra Vennesla transformatorstasjon. Forbruket fra 60 kV forventes derfor å falle bort ("overført" til Vennesla transformatorstasjon) i løpet av 2022 og tilhørende 60 kV anlegg er forutsatt fjernet.

### 15.3 Nye Evje transformatorstasjon:

Agder Energi nett fikk 15.6.2020 konsesjon for bygging av nye Evje transformatorstasjon i Evje og Hornnes kommune. Bakgrunnen for tiltaket er fornyelse av eksisterende stasjon og tilrettelegging for økt produksjon i underliggende lokalt distribusjonsnett. Tiltaket vil også medføre en omstrukturering av forsyningen til Evje transformatorstasjon med spenningsheving fra 50 kV til 132 kV på den ene av to forsyningslinjer til stasjonen, samt legge til rette for fremtidig 132 kV ringforsyning av stasjonen. Arbeidet pågår og er planlagt satt på drift i løpet av høsten 2022.

### 15.4 Reinvestering av 110 kV luftlinje Honna - Logna

Agder Energi Nett fikk 11.12.2013 konsesjon for reinvestering av 110 kV luftlinje fra Honna transformatorstasjon til Logna kraftstasjon. I etterkant har det blitt gitt tillatelse for utsatt frist for idriftsettelse, tillatelse for mindre traséendringer og endret mastetype, med siste tillatelse gitt i 2020. Arbeidet pågår og planlegges ferdigstilt i løpet av 2022.

### 15.5 Ombygging/nybygging av regionalt distribusjonsnett fra Arendal transformatorstasjon til Bjorendal transformatorstasjon

I forbindelse med blant annet etablering av Morrow Batteries batterifabrikk i Arendal kommune er det sendt inn 3 konsesjonssøknader for forsterkning av det regionale distribusjonsnettet fra Arendal transformatorstasjon (Statnett sin transmisijsnettstasjon) til Bjorendal transformatorstasjon. Dette innebærer 2 nye stasjonsanlegg (Bøylestad koblingsstasjon like ved Arendal transformatorstasjon og Eyde koblingsstasjon like ved Morrow Batteries og Bjorendal transformatorstasjon) og 2 nye 11 km lange 132 kV linjer mellom de nye stasjonsanleggene. Eksisterende Monehagen koblingsstasjon

erstattes med disse tiltakene av ny Bøylestad koblingsstasjon og eksisterende linjer som i dag går inn til Monehagen må legges om til Bøylestad. For mer informasjon om tiltakene henvises det til konsesjonssøknadene som er tilgjengelige på NVE sin nettside.

I tillegg til forsterkning av det regionale distribusjonsnettet må transformatorkapasiteten mot transmisjonsnettet økes for å gjøre tilknytning av Morrow Batteries driftsmessig forsvarlig. Dette er under planlegging av Statnett og er nærmere beskrevet i kapittel 15.11.2.

### **15.6 Ny 132/23 kV transformator Bjorendal**

På grunn av høy belastning av eksisterende transformator i Bjorendal transformatorstasjon, samt tilknytning av Morrow Batteries pilotfabrikk, søkte Agder Energi Nett konsesjon for å etablere en ny transformator i Bjorendal transformatorstasjon i desember 2021. Konsesjon for tiltaket ble gitt av NVE 17.2.2022. Arbeidet i Bjorendal transformatorstasjon pågår og er planlagt ferdigstilt i løpet av høsten 2022.

### **15.7 Utvidelse av Havik, Vanse og Ramslandsvågen transformatorstasjoner**

I forbindelse med konseptvalgutredninger for tilknytning av nye større kunder eller utvidelse av eksisterende industrikunder i Farsund og Lindesnes kommuner er det foreslått utvidelse av Havik, Vanse og Ramslandsvågen transformatorstasjoner. Videre planlegging og utarbeidelse av konsesjonssøknad er pr. juni 2022 under arbeid. Følgende tiltak er anbefalt for Vanse, Havik og Ramslandsvågen transformatorstasjoner

#### **Vanse og Havik transformatorstasjon**

I Vanse transformatorstasjon er det anbefalt etablert en ny transformator for forsyning av en større næringspark og en ny transformator for forsyning av et landbasert oppdrettsanlegg.

Oppdrettsanlegget er planlagt normalt forsynt fra Havik transformatorstasjon men økt transformatorkapasitet i Vanse er nødvendig for å etablere tilstrekkelig redundans i forsyningen via underliggende lokalt distribusjonsnett. I Havik transformatorstasjon er det planlagt etablert en ny transformator for hovedforsyning av oppdrettsanlegget.

#### **Ramslandsvågen transformatorstasjon**

I Ramslandsvågen transformatorstasjon er det planlagt etablert en ny transformator for å håndtere økt forbruk i eksisterende industrivirksomhet tilknyttet underliggende lokalt distribusjonsnett.

### **15.8 Tilknytning av Tonstad Datapark – Ertsmyra transformatorstasjon**

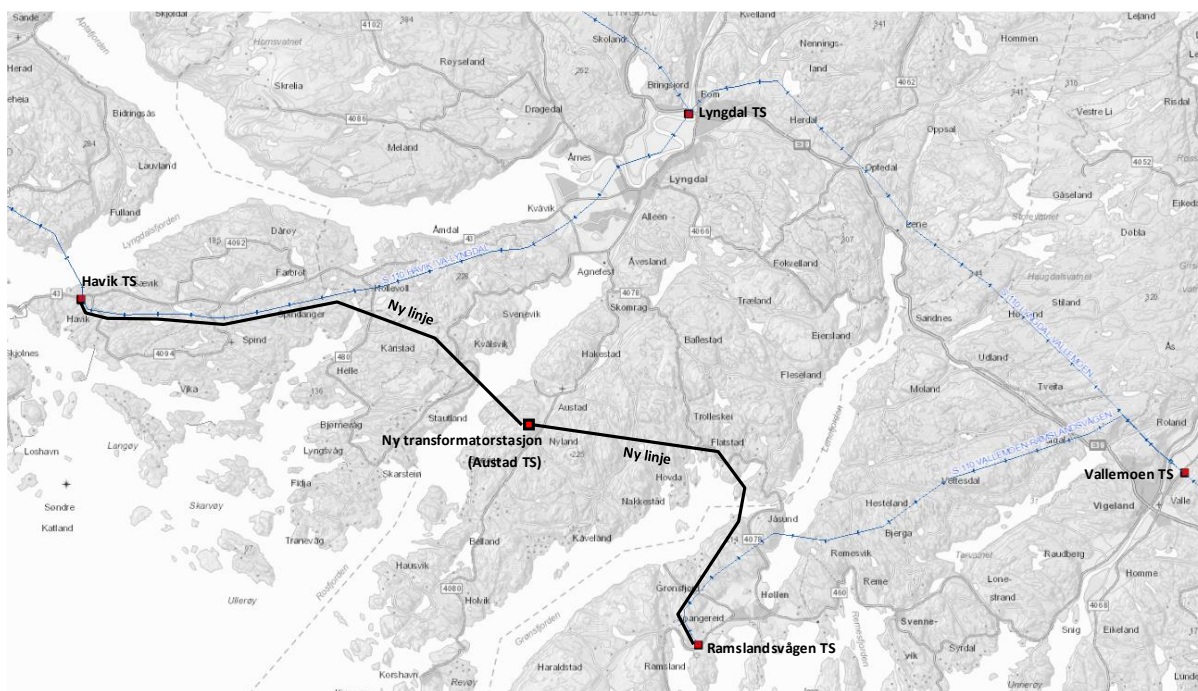
Tonstad Datapark AS har fått konsesjon for bygging av Tonstad Datapark transformatorstasjon og jordkabler fra Tonstad Datapark frem til eksisterende Ertsmyra transformatorstasjon. Statnett og Agder Energi Nett har gjennomført konseptvalgutredninger for å avklare hvilke tiltak som må gjennomføres i Ertsmyra transformatorstasjon for å tilknytte Tonstad Datapark. I Agder Energi Nett sin 132 kV stasjon må det etableres 3 nye 132 kV bryterfelt. I Statnett sin (del av) stasjonen må det etableres en ny transformator inkl. nødvendig 420 kV bryterfelt.

### **15.9 Tilknytning av produksjonsanlegg for biodrivstoff – Åmli kommune**

Planlagt produksjonsanlegg for biodrivstoff på Simonstad i Åmli kommune krever etablering av en ny transformatorstasjon tilknyttet forbipasserende 132 kV linje. Det er derfor forutsatt etablert en ny transformatorstasjon i området.

## 15.10 Tilknytning av landbasert fiskeoppdrett og annen industriutvikling på Hausvik

Planlagt etablering av landbasert fiskeoppdrett og annen industriutvikling på Hausvik i Lyngdal kommune krever betydelig nettførsterkning i området. Gjennomført konseptvalgutredning anbefaler etablering av en ny transformatorstasjon i nærheten av Hausvik (Austad-området) med forsyning fra Ramslandsvågen transformatorstasjon og Havik transformatorstasjon. Figur 33 viser en prinsippskisse over nødvendige nye kraftlinjer og stasjonsanlegg. Viste linjetraseer er kun å anse som en prinsipiell illustrasjon på anbefalt systemløsning da nærmere vurdering av løsning, linjetraséer etc. er under arbeid pr. juni 2022.



Figur 33 Prinsippkisse for etablering og forsyning av ny transformatorstasjon for forsyning av nytt forbruk på Hausvik

## 15.11 Forventede investeringer i transmisjonsnettet som er relevant for utredningsområdet:

### 15.11.1 Økt transformatorkapasitet Kvinesdal

Flere større tilknytningssaker, blant annet tilknytningssakene beskrevet i kapittel 15.7 og 15.10, krever etablering av ny transmisjonsnettransformator i Kvinesdal transformatorstasjon for at tilknytningene skal være driftsmessig forsvarlig. Statnett er pr. juni 2022 i gang med planlegging av tiltaket. Tiltaket er forutsatt gjennomført i analysene av fremtidig nettbelastning.

### 15.11.2 Økt transformatorkapasitet Arendal

Som beskrevet i kapittel 15.5 kreves det etablering av nye transmisjonsnettransformatorer i Arendal transformatorstasjon for å blant annet kunne tilknytte den planlagte batterifabrikken til Morrow Batteries. Statnett er pr. juni 2022 i gang med planleggingsarbeidet med utvidelsen av Arendal stasjon som blant annet innebærer etablering av to nye transformatorer mellom transmisjonsnettet og det regionale distribusjonsnettet. Tiltaket er forutsatt gjennomført i analysene av fremtidig nettbelastning.

### 15.11.3 Ny transmisjonsnettstasjon / økt transformatorkapasitet Kristiansand

I forbindelse med planlagt utvidelse/utbygging av datasenterer like ved Kristiansand transformatorstasjon, samt forventet økt forbruk i underliggende regionalt distribusjonsnett, har Statnett gjennomført en konseptvalgutredning for å avklare hvilket tiltak som er mest hensiktsmessig å gjennomføre for å kunne tilknytte økt forbruk i Kristiansandsområdet. Konklusjonen i konseptvalgutredningen er at det er mest hensiktsmessig å etablere en ny transmisjonsnettstasjon i området i stedet for å utvide eksisterende stasjon. Statnett er pr. juni 2022 i gang med planlegging av stasjonsplassering, tekniske løsninger etc. og vil etter planen sende konsesjonssøknad for ny stasjon senest i løpet av 2023. Ny stasjon vil legge til rette for økt transformeringskapasitet mot regionalt distribusjonsnett, både 110 kV og 132 kV nivå, og AEN er delaktig i pågående planleggingsaktivitet for å samordne behov på tvers av nettnivåene. Arbeidet er pr. juni 2022 ikke kommet så langt at antall og ytelse på transformatorer mot regionalt distribusjonsnett er besluttet og tiltaket er derfor ikke forutsatt i analysene.

### 15.11.4 Økt transformatorkapasitet Ertsmyra

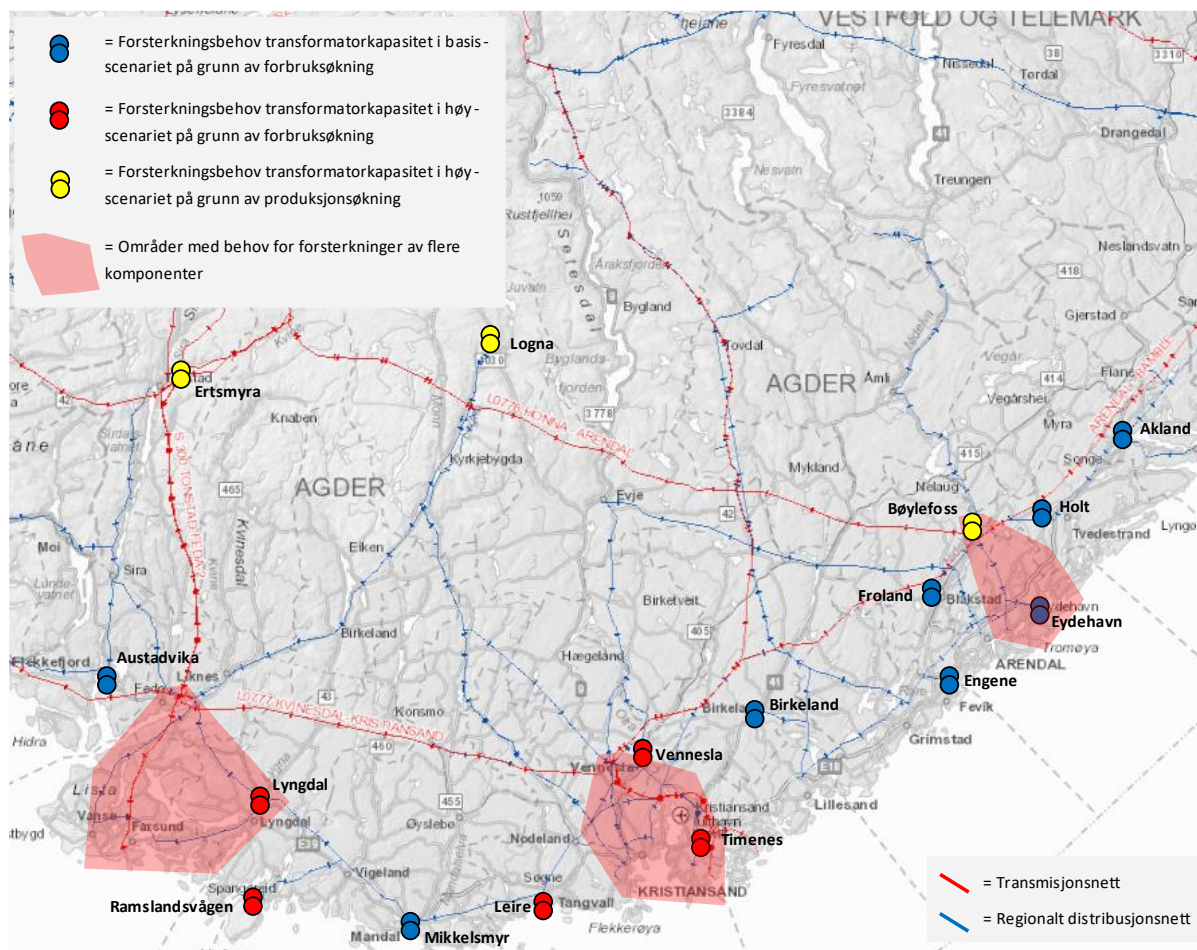
Som beskrevet i kapittel 15.8 kreves det en ekstra transmisjonsnettransformator i Ertsmyra transformatorstasjon for tilknytning av Tonstad Datapark. Tiltaket vil også legge til rette for etablering av mer kraftproduksjon i området, se kapittel 9.1. Statnett er pr. juni 2022 i gang med planlegging av tiltaket. Tiltaket er forutsatt gjennomført i analysene av fremtidig nettbelastning.



## 16 Fremtidig nettbelastning

Basert på beskrevne scenarier i kapittel 13 og 14, samt forutsatte endringer i kapittel 15, er det gjennomført lastflytanalyser for scenariene beskrevet i 13. Lastflytanalysene viser hvilke komponenter som vil kunne bli overbelastet i normal drift av kraftnettet. Det regionale distribusjonsnettet må også håndtere enkle feil eller revisjoner av nettanlegg, og ved tilknytning av nye større kunder (tilknytningssak) gjennomføres derfor en mer detaljert driftsmessig forsvarlig vurdering for å avklare om tilknytningen medfører utfordringer ved feil eller revisjoner. En slik vurdering for alle kunder / scenarier er ikke utført i denne utredningen da det er svært arbeidskrevende og krever mer detaljerte opplysninger om de forskjellige kundenes forbruksbehov, redundansbehov, forbruksvariasjon i nettområdet etc. enn det som foreligger til denne utredningen. Resultater fra tidligere utførte driftsmessig forsvarlig vurderinger for noen av tilknytningssakene er derfor benyttet som tilleggsgrunnlag for å beskrive hvilke tiltak som anses som nødvendig for å håndtere prognosert forbruksutvikling.

Basert på beregningsresultatene av fremtidig nettbelastning er det vurdert at anleggene markert i figur 34 vil kunne få behov for tiltak på grunn av økt fremtidig belastning.



Figur 34 Oversikt over nettanlegg i det regionale distribusjonsnettet med mulig behov for tiltak på grunn av økt fremtidig belastning



## 17 Nettanlegg med behov for tiltak på grunn av alder/tilstand

Dette kapittelet viser hvilke anlegg som har behov for tiltak grunnet alder/tilstand i løpet av analyseperioden.

### 17.1 Linjer, kabler og transformatorer

Total lengde linje/kabel som oppnår forutsatt levetid i løpet av analyseperioden (2022 – 2041) er 309 km. Totalt 61 transformatorer oppnår forutsatt levetid (60 år) i løpet av analyseperioden. 16 av disse er kraftstasjonstransformatorer, 7 er transformatorer med forsyning til industri-/næringsanlegg og de resterende er transformatorer mellom transmisjonsnett, regionalt distribusjonsnett og/eller lokalt distribusjonsnett.

### 17.2 Andre anlegg med behov for tiltak på grunn av alder/tilstand

I dette kapittelet er det beskrevet større anlegg, som ikke er nevnt tidligere, som har et forventet reinvesteringsbehov i løpet av analyseperioden. Oversikten er begrenset til der hele eller deler av anlegg forventes reinvestert, f.eks. hele transformatorstasjoner eller større deler av transformatorstasjoner, f.eks. reinvestering av hele 132 kV bryteranlegget. Mindre reinvesteringer som f.eks. utskifting av vern- og kontrollanlegg eller 22 kV bryteranlegg er ikke nevnt spesifikt men må påregnes i en rekke stasjoner i løpet av analyseperioden.

#### 17.2.1 Koblingsanlegg i Nomeland og Steinsfoss kraftstasjoner

60 kV koblingsanlegg i Nomeland og Steinsfoss kraftstasjoner er fra ca. 1960 og har behov for reinvestering i løpet av analyseperioden. Mulige fremtidige endringer i omkringliggende regionale distribusjonsnett, som er under utredning, kan ha betydning for når og hvordan anleggene bør reinvesteres. Agder Energi Vannkraft søkte i april 2022 konsesjon om reinvestering/spenningsoppgradering av deler av Steinsfoss kraftverk som beskriver en del av de nødvendige reinvesteringstiltakene.

#### 17.2.2 Senumstad koblingsstasjon

Store deler av 132 kV bryteranlegg i Senumstad koblingsstasjon er bygget tidlig på 1960-tallet og har behov for reinvestering i løpet av analyseperioden.

Planer om etablering av Oddeheia og Bjelkeberget vindkraftverk i Birkenes kommune har i mange år medført «utsettelse» av tiltak i Senumstad. Dette da planlagt nødvendig koblingsstasjon for Oddeheia og Bjelkeberget vindkraftverk (som er lokalisert like vest for Senumstad) var tenkt å overta funksjonen som Senumstad koblingsstasjon har i dagens kraftnett. Som beskrevet i kapittel 13.5 er det i denne utredningen forutsatt at Oddeheia og Bjelkeberget ikke realiseres. Alternative løsninger for reinvestering av Senumstad (uten å være en del av koblingsstasjon til Oddeheia og Bjelkeberget vindkraftverk) er pr. juni 2022 under utredning.

#### 17.2.3 Kulia transformatorstasjon

Kulia transformatorstasjon ble i 2015 utvidet med en ny transformator på grunn av lastøkning i underliggende lokale distribusjonsnett. Utskifting av noen nye 110 kV effektbrytere er utført på grunn av økt kortslutningsytelse i 110 kV nettet de siste årene, samt mindre endringer i forbindelse i med etablering av ny 110 kV linje fra Kristiansand transformatorstasjon til Kulia i 2021. Disse mindre tiltakene har samlet sett økt levetiden til stasjonen noe, men stasjonen (hovedsakelig 110 kV koblingsanlegg) vil både på bakgrunn av alder/tilstand og økt strømføring gjennom stasjonen, som

mulig fremtidig omstrukturering av det regionale distribusjonsnettet i området rundt Kulia vil kunne medføre, ha behov for fornyelse i analyseperioden.

#### 17.2.4 Øye transformatorstasjon

Øye transformatorstasjon i Kvinesdal kommune har på grunn av alder/tilstand behov for reinvestering i løpet av analyseperioden. I tillegg til reinvesteringsbehov er deler av anleggsløsningen i stasjonen og tomteforhold (flomutsatt) forhold som aktualiserer fornyelse og eventuelt flytting av transformatorstasjonen.

#### 17.2.5 Fjære transformatorstasjon

132 kV koblingsanlegg i Fjære transformatorstasjon har på grunn av alder/tilstand et reinvesteringsbehov i løpet av analyseperioden.

#### 17.2.6 50 kV koblingsanlegg Krossen transformatorstasjon

50 kV koblingsanlegget i Krossen transformatorstasjon er et eldre innendørs koblingsanlegg med «åpne» komponenter (samleskinne etc.) som har behov for reinvestering, både på grunn av alder/tilstand, men også i forhold til dagens krav til personsikkerhet, i løpet av analyseperioden. Forventet forsterkning av nettkapasiteten i området vil også øke kortslutningsytelsen i anlegget som kan kreve ombygging/forsterkning av anlegget.

## 18 Aktuelle utredninger og tiltak (PlanNett)

Analyseresultater (kapittel 16) og oversikt over anlegg med forventet utgått levetid i løpet av analyseperioden (kapittel 17) viser hvor det forventes å bli behov for investeringstiltak ut over forutsatte tiltak beskrevet i kapittel 15.

NVE og nettselskapene arbeider med overgang til en ny digital plattform for å dele KSU-informasjon. Plattformen har fått navnet [PlanNett](#). PlanNett muliggjør at nettselskapene kan holde oppdatert en oversikt over egne utredninger og tiltak i regionalt distribusjonsnett og transmisjonsnettet, og dele denne oversikten med hverandre, myndigheter og offentligheten. NVE vil dele informasjon fra konsesjonsprosessen og vise dette i samme løsning. I PlanNett vil man derfor finne en oversikt over pågående utredninger og tiltak, med viktig informasjon som status og milepælsplan, geografisk plassering, behovsbeskrivelse, omfang og annen nøkkelinformasjon. PlanNett åpnes for offentligheten 15. august 2022. For mer informasjon se [plannett.nve.no](http://plannett.nve.no)

PlanNett-løsningen overtar den delen som i tidligere Regionale Kraftsystemutredninger er beskrevet som «Samfunnsøkonomiske vurdering av alternative investeringstiltak». I Regional Kraftsystemutredning for Agder 2020 – 2039 var dette beskrevet i kapittel 19 i Hovedrapporten. En forskjell i PlanNett-løsningen i forhold til tidligere beskrivelse i denne rapporten er at det ikke stilles krav til beskrivelse av alternative tiltak (inkludert kostnader) for tiltak som er planlagt eller er under utredning, men kun for tiltak der utredningen er ferdigstilt. Det kreves heller ikke beskrivelse av utredninger av tiltak som det p.t. er vurdert stor usikkerhet rundt om det blir behov for, f.eks. utredning av tiltak som kun er nødvendig dersom forbruksprognosen for høy-scenariet slår til.