

RAPPORT SAK 2404:

”Nettilknytning av småkraftverk i Drangedal”

- Nye kraftverk i Drangedal
- Dagens nett
- Flaskehalser
- Nye nettløsninger
- Teknisk – økonomiske vurderinger
- Lastflytanalyser, overføringstap, spenningsforhold

Oppdragsgiver: Drangedal Everk KF
v/ Jan Gunnar Thors

Dato: 28. august 2014.
Rev 20. februar 2015 (tredje revisjon)

Utført av: Kjetil R. Heggli



JØSOK PROSJEKT AS

INNHALDSFORTEGNELSE

1.0 INNLEDNING	4
1.1 DRANGEDAL EVERK KF	4
1.2 PROBLEMSTILLING	5
2.0 DEFINERING AV OPPGAVE.....	5
2.1 TERMISK OVERFØRINGSKAPASITET	5
2.2 SPENNINGSKVALITET	5
2.3 TEKNISKE OG ØKONOMISKE VURDERINGER	5
2.4 ANLEGGSBIDRAG	6
2.5 SAMMENDRAG OG KONKLUSJON	6
3.0 DAGENS 22 KV NETT I DRANGEDAL	6
3.1 LASTUTTAK I DRANGEDAL	7
3.2 UTVEKSLING MED VEST – TELEMARK KRAFTLAG	7
4.0 NETTUTVIKLING I NISSEDAL (VTK – OMRÅDE)	7
5.0 EKSISTERENDE OG NYE KRAFTVERK	8
5.1 EKSISTERENDE KRAFTVERK	8
5.2 NYE KRAFTVERK	9
6.0 FORUTSETNINGER	10
6.1 ØKONOMISKE FORUTSETNINGER	10
6.2 TEKNISKE FORUTSETNINGER	10
6.3 MODELLERING AV GENERATORER I NETTMODELLER	10
7.0 LASTFLYTANALYSER NYE KRAFTVERK PÅ EKSISTERENDE NETT	10
7.1 22 KV AVGANG SUVDØLA/TØRDAL	11
7.2 GJENVÆRENDE OVERFØRINGSKAPASITET I DAGENS 22 KV LEDNING DRANGEDAL - SUVDØLA	12
8.0 NYE NETTLØSNINGER PÅ 22 KV AVGANG SUVDØLA/TØRDAL	13
8.1 FORSTERKNING AV 22 KV NETT MELLOM DRANGEDAL OG SUVDØLA KRAFTVERK, ALTERNATIV 1	13
8.2 NY 132/22 KV TRAFOSTASJON VED TORSBULIA	15
8.3 OVERFØRING TIL NISSEDAL OG NY 132/22 KV TRAFOSTASJON PÅ SUNDSODDEN	17
9.0 LASTFLYTANALYSER PÅ FORSTERKET NETT	19
10.0 KOSTNADSOVERSLAG.....	20
11.0 SAMFUNNSØKONOMISK SAMMENLIGNING AV ALTERNATIV	21
11.1 SENSITIVITET PÅ KRAFTPRIS	23
11.2 SENSITIVITET PÅ BYGGEKOSTNADER.....	24
12.0 FORDELING AV ANLEGGSBIDRAG	24
12.1 DEFINISJON AV RADIETT OG MASKET NETT	25
12.2 ANLEGGSBIDRAG FOR ALTERNATIV 1.....	25
12.2.1 Samlet anleggsbidrag.....	25
12.2.2 Fordeling av anleggsbidrag på kraftverk	26
12.3 ANLEGGSBIDRAG FOR ALTERNATIV 2.....	27
12.3.1 Samlet anleggsbidrag.....	27
12.3.2 Fordeling av anleggsbidrag på kraftverk	28
13.0 KONKLUSJON OG ANBEFALING	29
13.1 KOORDINERING AV NETTUTVIKLINGSPLANER I DRANGEDAL OG NISSEDAL	29

Vedlegg

- Vedlegg 1: Dagens 22 kV bryteranlegg i Suvdøla kraftverk
- Vedlegg 2: Enlinjeskjema 132/22 kV trafostasjon i Torsbulia
- Vedlegg 3: Enlinjeskjema 22 kV bryteranlegg i Suvdøla kraftverk (alternativ 3).

Alle vedlegg unntatt offentligheten iht BfK § 6-2.

Sammendrag og konklusjon

I november 2014 startet NVE (Norges Vassdrags – og Energidirektorat) en behandling av totalt 7 omsøkte småkraftverk i Drangedal kommune i Telemark. Samlet installert effekt på de 7 omsøkte kraftverkene er ca 11,3 MW.

To av de omsøkte kraftverkene er konkurrerende prosjekter, det vil si at de konkurrerer om den samme vannressursen. Det vil si at det maksimalt kan bli realisert 6 småkraftverk i denne behandlingen. Maks installert effekt på de 6 kraftverkene er ca 11 MW.

I tillegg har 2 stk småkraftverk fått fritak fra å søke om konsesjon. Disse kraftverkene ligger i samme område som de omsøkte kraftverkene. De to småkraftverkene som er fritatt fra konsesjonsplikt har en samlet ytelse på ca 1,2 MW.

Samtlige av de omsøkte og de to konsesjonsfritatte kraftverkene er planlagt tilknyttet avgang Suvdøla fra Drangedal trafostasjon.

Det er i dag kun ca 1,5 – 1,8 MVA gjenstående overføringskapasitet på 22 kV avgang Suvdøla fra Drangedal trafostasjon i de perioder med full produksjon i eksisterende kraftverket og lite lastuttak. For å kunne ta mot mer enn ca 1,5 MW ny kraftproduksjon langs denne avgangen må det gjennomføres tiltak i dagens 22 kV nett.

I Drangedal trafostasjon er det montert en 20 MVA 132/22 kV transformator. Analyser viser at det ikke vil være behov for å øke 132/22 kV trafokapasitet i Drangedal som følge av kraftproduksjonen fra de aktuelle kraftverk.

Som beskrevet over er det ikke mulig å ta mot all produksjon fra de omsøkte kraftverkene. Det er i denne rapporten vurdert 3 stk nettløsninger som tar høyde for å ta mot produksjonen fra de planlagte kraftverkene og føre den videre til overliggende 132 kV nett (Brokke – ledningene). Følgende alternativ er vurdert:

Alt 1	Forsterke så å si hele dagens 22 kV luftledning mellom Suvdøla og Drangedal trafostasjon. Ca 70 % av dagens 22 kV luftledning erstattes med nye 22 kV jordkabler.
Alt 2	Etablere ny 132/22 kV trafostasjon i vestre Drangedal, tilknyttet en av Brokke – ledningene. Plassering av ny trafostasjon i nærheten av Torsbulia like ved Suvdøla kraftverk.
Alt 3	Forsterke dagens 22 kV forbindelse fra Suvdøla til Sundsodden i Nissedal. Det er vurdert å bygge en ny 132/22 kV trafostasjon her i forbindelse med utbygging av småkraftverk i nordre Nissedal. Alternativ 3 er avhengig av at en slik trafostasjon blir realisert.
	All eksisterende og ny planlagt kraftproduksjon ved Suvdøla og nordvest i Drangedal føres mot Sundsodden. Resterende eksisterende og ny planlagt kraftproduksjon føres mot Drangedal trafostasjon.

Det er utført en samfunnsøkonomisk analyse for å undersøke hvilken nettløsning som er den beste. Tabellen under viser resultatet fra den samfunnsøkonomiske analysen.

S	SAMFUNNSØKONOMISK SAMMENLIGNING	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3
4	Sum investeringskostnader	37 146 000	31 821 500	46 795 000
5	Planleggings - og administrasjonskostnader	3 714 600	3 182 150	4 871 500
6	Kapitaliserte driftskostnader	8 243 112	8 167 892	12 129 929
7	Kapitaliserte overføringstap	23 543 449	9 773 457	29 544 476
8	Sum samfunnsøkonomiske kostnader	72 647 161	52 944 999	93 340 905
9	Differanse samfunnsøkonomiske kostnader	19 702 162	0	40 395 906
10	Totale kostnader pr installert MW [kr/MW]	6 610 297	4 817 561	8 493 258
11	Totale kostnader [kr/kWh]	1.65	1.20	2.12

Tabellen viser at det er alternativ 2 som er den beste samfunnsøkonomiske nettløsningen for å ta mot produksjonen fra de planlagte kraftverkene. Den er i tillegg til å være samfunnsøkonomisk rimeligste løsning også den nettløsningen som medfører lavest investering i eksisterende 22 kV nett.

Det er videre alternativ 2 som er den beste tekniske løsningen, i og med at den medfører minst avstand fra nye/eksisterende kraftverk og til overliggende nett. De øvrige to vurderte nettløsningene innebærer overføring av til dels store mengder eksisterende/ny kraftproduksjon over lengre distanse. Dette vil medføre et elektrisk mer ustabil 22 kV nett enn det man får ved alternativ 2.

Det er beregnet anleggsbidrag for de to beste nettløsningene som er vurdert, alternativ 1 og alternativ 2. Beregningene viser at maksimalt anleggsbidrag som kan kreves inn fra de omsøkte småkraftprosjektene ved alternativ 1 og 2 er henholdsvis inntil 30,5 millioner NOK og inntil 4,4 millioner NOK. Det er ikke gjennomført befaringer for å fastslå gjenstående levetid for dagens 22 kV forbindelser, men det er gjennomført beregninger for anleggsbidrag på bakgrunn av varierende gjenstående levetid.

Det må kommenteres at alternativ 2 og 3 i utgangspunktet/prinsippet er samme løsning, bortsett fra at alternativ 3 innebærer en lang overføringsledning fra Suvdøla til Sundsodden (Nissedal). Denne forbindelsen medfører større overføringstap i 22 kV nett (enn for alternativ 2), som igjen utgjør størsteparten av den samfunnsøkonomiske kostnadsdifferansen mellom alternativ 2 og 3.

Det er vår vurdering at alternativ 2 er den beste løsningen, både investeringsmessig, teknisk og samfunnsøkonomisk.

Det anbefales følgende prosedyre for videre behandling/saksgang:

1. Samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk analyse for å konstatere at utbygging av kraftverkene er lønnsom.
2. Dersom en ønsker å gå videre med prosjektet, må det klargjøres med Skagerak Nett om det vil påløpe kostnader ved nettførsterkning i SN sitt regionalnett og størrelse på nettariff i dette nettet.
3. Grov beregning av innmatingstariff for nye kraftverk. Gjelder både i 22 kV nett og 132 kV regionalnett. Dette skal kunne forespeiles utbygger av kraftverk som del av grunnlaget for investeringsbeslutning i tillegg til blant annet størrelsen på anleggsbidrag.

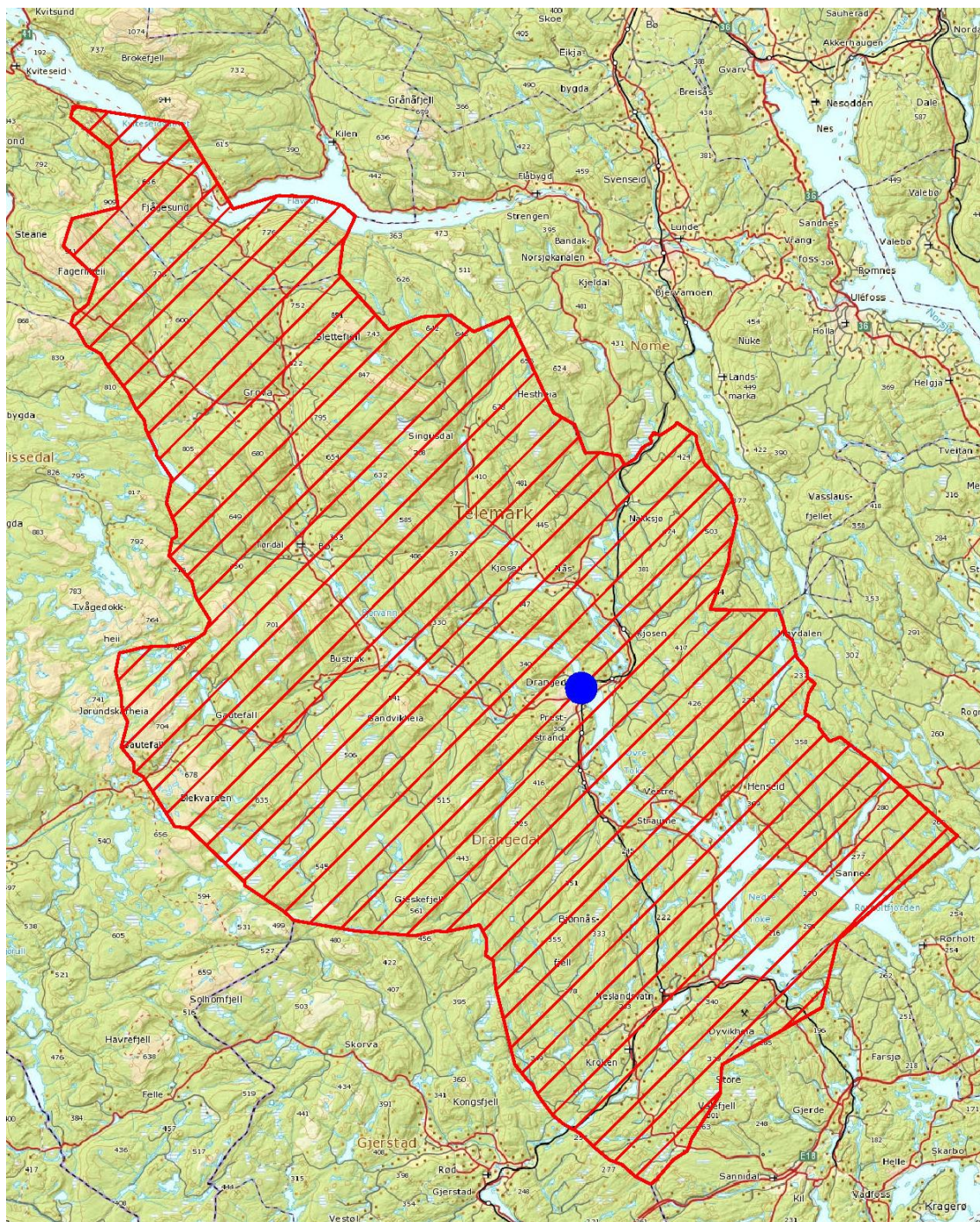
Det bør også gjennomføres en studie som samkjører de småkraftprosjektene som i dag er under utvikling i nordre Nissedal og vestre Drangedal. Det er gjennomført separate studier i de to områdene, men det er ikke gjennomført en samlet vurdering av nettilknytning av småkraftverk i nordre Nissedal og vestre Drangedal. Herunder bør det vurderes ulike plasseringer av ny 132/22 kV trafostasjon som skal vurdere investeringskostnader, overføringstap, påvirkning på natur, miljø etc.

1.0 INNLEDNING

1.1 Drangedal Everk KF

Drangedal Everk (DE) er et energiverk som i sin helhet er eid av Drangedal kommune i Telemark. DE har områdekonsesjon i Drangedal kommune i tillegg til Fjågesund i Kviteseid kommune og Lundereid og Kurdøla i Kragerø kommune.

De fleste strømkundene til DE blir forsynt fra Drangedal 132/22 kV trafostasjon, men DE har også 22 kV forbindelser mot Kragerø og Nissedal.



Figur 1. Oversikt over konsesjonsområdet til DE (rød skravur). Blå sirkel markerer Drangedal trafostasjon.

1.2 Problemstilling

Den 25. november 2014 sendte NVE ut et brev hvor de informerte om at det er startet en pakkebehandling av småkraftsaker i Drangedal kommune. Denne pakken omhandler 7 stk konsesjonssøkte småkraftverk som alle ligger innenfor DE sitt konsesjonsområde.

I dette brevet ber NVE områdekonsesjonær om å utrede/vurdere tilgjengelig nettkapasitet for tilknytning av disse kraftverkene.

I tillegg er det to kraftverk som har søkt om og fått innvilget (av NVE) konsesjonsfritak. Disse to kraftverkene ligger i samme område som de 7 ovennevnte kraftverk og vil påvirke fremtidig nettstruktur sammen med de 7 øvrige kraftverkene.

På bakgrunn av dette har DE engasjert Jøsok Prosjekt for å vurdere tilgjengelig overføringskapasitet i eksisterende nett. Det skal også utredes gode tekniske løsninger slik at DE kan ta imot produksjonen fra alle de omsøkte og konsesjonsfritatte kraftverkene.

2.0 DEFINERING AV OPPGAVE

DE er inneforstått med at dagens 22 kV distribusjonsnett i Drangedal ikke kan ta mot produksjonen fra alle de 9 kraftverkene. DE har også informert om dette til utbyggere av de omsøkte kraftverkene.

I denne rapporten skal det utføres studier/undersøkelser på følgende tema:

2.1 Termisk overføringskapasitet

Dagens 22 kV nett i DE sitt konsesjonsområde kan ikke ta mot produksjonen fra de 9 kraftverkene som er aktuelle å bygge ut. Denne rapporten skal utrede gode tekniske løsninger for å kunne nettilknytte alle 9 kraftverk.

Det vil også bli utført en analyse på gjenstående overføringskapasitet i 20 MVA 132/22 kV transformator i Drangedal etter nettilknytning av de aktuelle kraftverkene.

2.2 Spenningskvalitet

Selv om de aktuelle kraftverkene er planlagt med en relativ lav installert effekt, vil nettilknytning av til dels mange kraftverk på samme radial/avgang ha en innvirkning på spenningskvaliteten i nettet. Nettilknytning av kraftverk langt ute i radialene vil medføre at spenningen stiger og kanskje utover tillatte grenser.

Det skal i denne rapporten defineres noen grenser for hva som bør være tillatt av spenningsendring på de enkelte 22 kV avgangene fra Drangedal trafostasjon.

2.3 Tekniske og økonomiske vurderinger

Som nevnt tidligere er det ikke mulig å nettilknytte alle de aktuelle kraftverkene til DE sitt 22 kV nett uten at nettet blir overbelastet. Det skal derfor utredes mulige nettløsninger som skal kunne ta mot produksjonen fra småkraftverkene.

Videre skal det lages et kostnadsoverslag for de nettløsninger som blir utarbeidet i denne rapporten. For å kunne sammenligne de aktuelle nettløsningene skal det gjennomføres en samfunnsøkonomisk sammenstilling. I tillegg til investeringskostnader, vil denne sammenstillingen inkludere kostnader for administrasjon/planlegging, drifts – og vedlikeholdskostnader og overføringstap.

For å undersøke om de utredete nettløsningene er teknisk akseptabel skal det gjennomføres lastflytanalyser. Ut fra disse får man spenningsforhold og overføringstap i 22 kV nettet til DE.

2.4 Anleggsbidrag

Det skal anslås anleggsbidrag som DE kan ta fra utbyggerne av de nye kraftverkene. Anleggsbidraget vil bli beregnet for noen forskjellige scenario med varierende verdier for gjenstående levetid og mengde kraftverk som blir realisert.

2.5 Vurderinger og konklusjon

Ut fra de analyser som er gjennomført i denne rapporten skal det formes en konklusjon som skal gi DE den beste løsningen for fremtidig nettstruktur i Drangedal.

3.0 DAGENS 22 KV NETT I DRANGEDAL

Store deler av Drangedal kommune forsynes fra 1 stk 20 MVA 132/22 kV transformator i Drangedal trafostasjon. Fra Drangedal trafostasjon går det en 4,6 km lang 132 kV ledning opp til Glosimot, hvor ledningen fra Drangedal er tilknyttet 132 kV ledning(ene) mellom Brokke trafostasjon og Knardalstrand (Porsgrunn).

Det er pt 8 stk 22 kV avganger i Drangedal trafostasjon:

1. Industrifelt Stemmen (forsyning av næringslokaler i nærheten av trafostasjonen)
2. Kjosen (forsyning av den nordøstlige delen av Drangedal)
3. T2 (20 MVA 132/22 kV trafo)
4. Hestehagen (forsyning av østre og søndre deler av Drangedal sentrum)
5. Gudbrands (forsyning av nordre deler av Drangedal sentrum og Kvennhusdalen)
6. Linje syd (forbindelse mot Kragerø langs Toke)
7. Mjelkåsen (forsyning av vestre deler av Drangedal sentrum)
8. Suvdøla/Tørdal (forsyning av vestlige deler av Drangedal, forbindelse til Fjågesund og forbindelse til Nissedal)

Det er lite kraftproduksjon i DE sitt 22 kV nett i dag. Det er kun Suvdøla og Suvdal kraftverk (samlet effekt på ca 7,5 MW) som er av en viss størrelse. 22 kV nettet til DE er dimensjonert for å kunne ta mot produksjonen fra eksisterende kraftverk, men utover dette er nettet dimensjonert for generelt lastuttak.

Alle de 9 aktuelle kraftverkene er planlagt tilknyttet 22 kV avgang Suvdøla/Tørdal fra Drangedal.



Hovedkontor Drangedal Everk.

3.1 Lastuttak i Drangedal

I kraftsystemutredningen for 2011 (KSU) som Skagerak Energi Nett utarbeider, står det at prognosert lastuttak i Drangedal i tunglast er ca 14,8 MW. Videre sier prognosen at lastuttaket i 2020 er ca 15,3 MW i tunglast.

Den største utfordringen med småkraftverk (uten vannmagasin) er at produksjonen i kraftverkene i hovedsak forehår i lettlastperiodene, det vil si perioder på året da det er relativt lite lastuttak. Dette er gjerne i snøsmeltingen på våren og tidlig på høsten (høstflommen).

Det er overlevert underlag fra DE som viser en oversikt over distribusjonstrafoene som ligger innenfor konsesjonsområdet til DE. I denne oversikten er det også registrert maks belastning i hver enkelt transformator. Maks belastning i DE sitt 22 kV nett er registrert til ca 14,2 MW.

Dette er imidlertid en sum av maksimal belastning på alle trafoene i DE sitt område. Maksimalbelastning på trafoene vil ikke inntreffe samtidig. Derfor vil maks belastning i 22 kV nett ligge noe under sum av maks belastning på hver trafo.

Tabell 1 viser de data for lastuttak i DE sitt konsesjonsområde som er benyttet i denne rapporten. I tabellen er også sum av maks belastning på alle trafoer også vist. Lastuttaket vist i tabell 1 er fordelt på 22 kV linje Suvdøla/Tørdal og lastuttak på øvrige 22 kV avganger fra Drangedal trafostasjon.

Tabell 1. Oversikt over lastuttak i Drangedal.

Post	Maks registrert last	Tunglast	Lettlast
22 kV avgang Suvdøla/Tørdal	4 359 kW	3 688 kW	1 625 kW
Øvrige 22 kV avganger	9 851 kW	7 881 kW	3 940 kW
Sum last Drangedal	14 210 kW	11 569 kW	5 565 kW

3.2 Utveksling med Vest – Telemark Kraftlag

Fra Suvdøla kraftverk går det en 22 kV forbindelse over til Nissedal som ligger under Vest – Telemark Kraftlag (VTK) sitt konsesjonsområde. I tunglastperioder med lite produksjon i nordre Nissedal er det en netto lastflyt fra Suvdøla mot Nissedal. I lettlastperioder med mye produksjon i kraftverk i nordre Nissedal vil lastflyten gå fra Nissedal mot Suvdøla.

Det er også forbindelse mellom DE og VTK over Gautefall, men det er det ikke energiutveksling av større mengder mellom de to kraftselskapene over denne forbindelsen.

Dette må tas hensyn til i rapporten, og vil mulig ha innvirkning på utredningen av nettløsninger.

4.0 NETTUTVIKLING I NISSEDAL (VTK – OMRÅDE)

Jøsok Prosjekt gjennomførte i 2013 en nettstudie i Nissedal på oppdrag fra områdekonsesjonær VTK. Bakgrunnen for nettstudien var planene om å bygge 2 stk nye kraftverk på vestsiden av Nisser (Fjone). Det skulle i denne rapporten sammenlignes 2 stk alternative måter å føre produksjonen fra de to kraftverkene (Støyldalen og Klovfoss) til overliggende regionalnett. Samlet installert effekt i disse kraftverkene er 4,2 MW.

Følgende alternativer ble analysert:

- Ny 22 kV sjøkabel fra de nye kraftverkene og over Nisser til Nes. Derfra forsterket 22 kV nett ned til Treungen.
- Ny 132/22 kV trafostasjon på Sundsodden. Produksjonen fra de to kraftverkene føres mot Sundsodden på delvis eksisterende og delvis forsterket 22 kV nett.

Konklusjonen i rapporten ble at kostnaden for en ny 132 kV trafostasjon ikke kan forsvares på bakgrunn av nettilknytning av de to kraftverkene alene.

Det kan imidlertid være aktuelt med et samarbeid mellom DE og VTK for nettilknytning av småkraftverk i Drangedal og nordre Nissedal. Dette kan være med på å bedre økonomien til de ulike småkraftprosjektene.

5.0 EKSISTERENDE OG NYE KRAFTVERK

5.1 Eksisterende kraftverk

Det er i dag 2 større kraftverk (Suvdøla og Suvdal) og ett mindre kraftverk (Deilbekken) som er i drift i DE sitt konsesjonsområde. Tabell 2 viser en oversikt over disse kraftverkene.

Tabell 2. Oversikt over eksisterende kraftverk i Drangedal.

Kraftverk	Ytelse	Tilknyttet avgang
Suvdal (2 generatorer)	2,85 MW	Suvdøla/Tørdal
Suvdøla	4,6 MW	Suvdøla/Tørdal
Deilbekken	30 kW	Suvdøla/Tørdal
Sum	Ca 7,5 MW	

I tillegg til de kraftverkene som er oppstilt i tabell 2, vil det i lettlastperioder bli overført produksjon fra Nissedal mot Drangedal over "Suvdøla – snittet". Historiske tall (2012) viser at overført effekt fra Nissedal til Drangedal i gjennomsnitt ligger på 0,5 – 1,0 MW. Man kan imidlertid ha maksimal – verdier på overføring fra Nissedal til Drangedal over Suvdøla på inntil 2 MW. Dette må også tas hensyn til i vurderinger rundt nye nettløsninger som skal utredes på bakgrunn av nye kraftverk.



Figur 2.

Suvdal kraftverk



Figur 3.

Suvdøla kraftverk

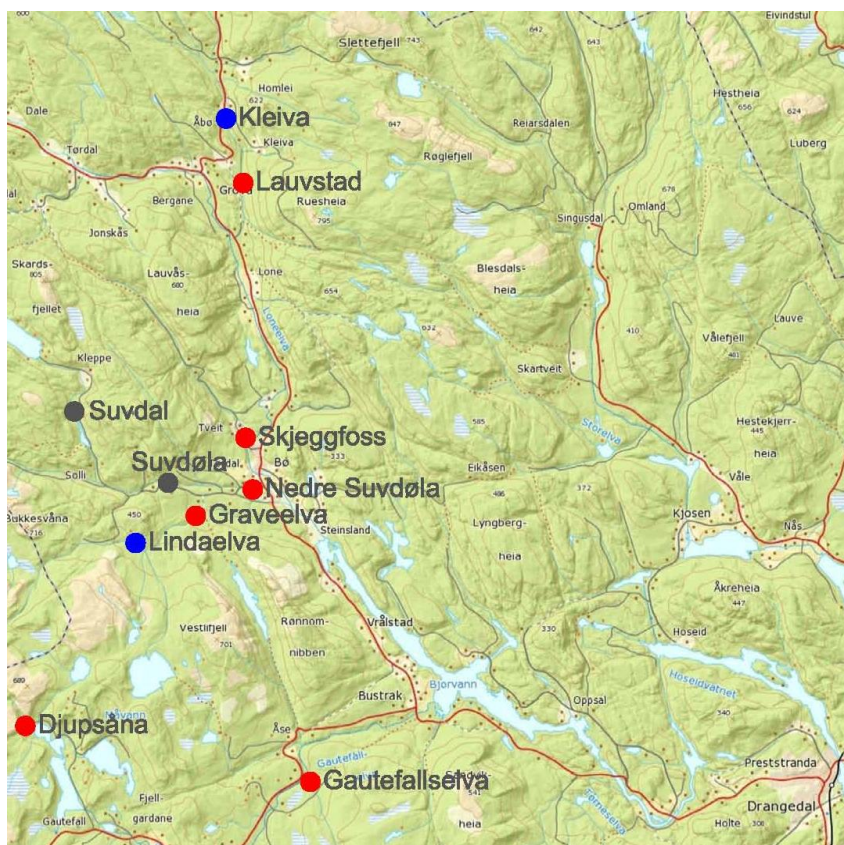
5.2 Nye kraftverk

Som nevnt tidligere er det omsøkt 7 kraftverk i DE sitt konsesjonsområde, i tillegg til at to kraftverk har fått fritak fra å søke konsesjon. Alle disse kraftverkene vil bli tilknyttet avgang Suvdøla/Tørdal fra Drangedal trafostasjon. Tabell 3 viser en oversikt over de 9 kraftverkene. Se figur 4 for plassering av kraftverkene.

Tabell 3. Oversikt over nye kraftverk planlagt tilknyttet Suvdøla/Tørdal – ledningen.

Kraftverk	Installert ytelse	Utbygger	Status
Skjeggfoss	1,80 MW	Skjeggfoss kraftverk SUS	Under konsesjonsbehandling
Nedre Suvdøla x)	2,70 MW	Clemens Elvekraft AS	Under konsesjonsbehandling
Graveelva	2,75 MW	Clemens Elvekraft AS	Under konsesjonsbehandling
Djupsåna	0,99 MW	Småkraft AS	Under konsesjonsbehandling
Gautefallelva	0,80 MW	Småkraft AS	Under konsesjonsbehandling
Lauvstad	1,95 MW	Clemens Elvekraft AS	Under konsesjonsbehandling
Kleiva	0,66 MW	Clemens Elvekraft AS	Fritatt fra konsesjonsbehandling
Lindalselva	0,53 MW	Clemens Elvekraft AS	Fritatt fra konsesjonsbehandling
Sum	12,18 MW		

x) I tabell 3 er det kun vist 8 kraftverk. Dette grunner i at det er to konkurrerende prosjekter som er omsøkt (utnyttelse av samme vannressurs). Det er i denne rapporten derfor tatt med det største av de to konkurrerende prosjekter. Det minste av de to prosjektene, Krokane kraftverk, har en omsøkt installert ytelse på 2,3 MW.



Figur 4. Plassering av omsøkte og konsesjonsfritatte småkraftprosjekter. Svart sirkel angir eksisterende kraftverk, rød sirkel angir omsøkte kraftverk, blå sirkel angir kraftverk som er fritatt fra å søke konsesjon.

Av tabell 3 går det frem, om alle kraftverk blir bygget ut, at de nye kraftverkene har en installert effekt på ca 12,2 MW. Legges dette i tillegg til den eksisterende produksjonen i Drangedal kommer samlet installert effekt på kraftverk i Drangedal på 19,7 MW.

Dagens 132/22 kV transformator (20 MVA) i Drangedal vil dermed ikke bli overbelastet om alle kraftverk i tabell 3 (omsøkte kraftverk i Drangedal) blir realisert.

6.0 FORUTSETNINGER

6.1 Økonomiske forutsetninger

Post	Verdi
Kraftpris	0,36 kr/kWh
Analysehorisont	30 år
Kalkulasjonsrente	4,0 %
Brukstid for tap	2 000 timer
Kapitaliseringsfaktor	16,3
Drifts – og vedlikeholdskostnader, [%] – verdi av investeringskostnad	1,5 %

6.2 Tekniske forutsetninger

Beskrivelse
Maksimal spenningsøkning fra 22 kV SSK i Drangedal trafostasjon begrenses til 7 % i normal nettdrift
Utgangsspenning på 22 kV SSK i Drangedal settes til 21,7 – 22,0 kV.
Det er ikke tillatt med overbelastning i 22 kV jordkabler
Det er kun tillatt med marginal overbelastning i luftledninger i kortere perioder.
Det er tillatt med inntil 20 % overbelastning i trafoer i kortere perioder. Overbelastning over tid i trafoer medfører en rask reduksjon i gjenstående levealder for trafo.
Alle luftledninger er dimensjonert for en maks ledertemperatur på 50 grader C.
Alle luftledninger er dimensjonert for en lufttemperatur på 20 grader C.

6.3 Modellering av generatorer i nettmodeller

Kraftverkene som er omhandlet av denne rapporten er modellert inn med den effekten som er listet opp i tabellene 2 og 3. Kraftverkene er modellert med en generatortrafo med stor nok ytelse og passende elektriske verdier.

Det antas at de eksisterende kraftverkene kan driftes med en $\cos \phi = 0,95$ induktivt, referert generatorklemme.

Videre antas det at alle nye kraftverk over 1 MW kan driftes med $\cos \phi 0,9$ (induktivt) og alle nye kraftverk under 1 MW kan driftes med $\cos \phi 0,95$ (induktivt), referert generatorklemme.

7.0 LASTFLYTANALYSER NYE KRAFTVERK PÅ EKSISTERENDE NETT

Det er gjennomført lastflytanalyser på det eksisterende nettet i en lettlastsituasjon. Lastflytanalysen gjennomføres for å avdekke behov for nettforsterkninger i 22 kV nettet til Drangedal Everk. Det kan både være termiske (overbelastning av nett) og spenningsmessige (for høy spenning) faktorer som kan medføre behov for nettforsterkninger.

7.1 22 kV avgang Suvdøla/Tørdal

På denne avgangen er det planlagt nye småkraftverk med en installert ytelse på inntil ca 12,2 MW. Dette kommer i tillegg til eksisterende kraftverk med installert ytelse på ca 7,5 MW og en utveksling fra Nissedal til Drangedal på ca 2 MW.

Samlet produksjon og utveksling kommer på inntil ca 21,7 MW.

Kraftverkene driftes med følgende cos phi avhengig av hvor de er plassert i 22 kV nettet:

- Gautefallslinjen 0,98 induktiv ref generatorklemme
- Suvdøla – linjen utover Gautefallslinjen 0,98 induktiv ref generatorklemme

Utdrag av resultatet fra lastflytanalysen på 22 kV avgang Suvdøla/Tørdal er vist i tabell 4 og tabell 5.

Tabell 4. Resultat fra lastflytanalyse, spenningsforhold.

Sted	Spennning
Drangedal trafostasjon	21,8 kV
Miland	22,0 kV
Suvdøla	22,9 kV
Omnes	23,3 kV
Fjågesund	23,3 kV
Gautefall	22,1 kV

Tabell 4 viser at man vil få en heving i spenningen på 22 kV avgang Suvdøla/Tørdal på ca 6,7 %. Dette ligger akkurat innenfor kravet på 7 % som ble satt i forutsetningene. Merk at kraftverkene i nettmodellen driftes med cos phi = 0,98 induktivt. Dette ligger innenfor antagelsen om at de kan driftes med cos phi = 0,9/0,95 induktivt.

Kommentar: I analysen går det frem at det fra Drangedal trafostasjon og ut på avgang Suvdøla/Tørdal føres ca 10,6 MVar reaktiv effekt. Dette er ganske mye reaktiv effekt som belastes både overføringskapasitet i 22 kV forbindelsen Suvdøla – Drangedal trafostasjon, men også opptar kapasitet i 132/22 kV trafo i Drangedal.

Hele 22 kV forbindelsen mellom Drangedal trafostasjon og Suvdøla kraftverk vil bli enten fullbelastet (seksjon med BLX 150 er 100 % belastet) eller overbelastet. Tabell 5 viser den samlede mengden med luftledning og jordkabel som blir overbelastet mellom Suvdøla kraftverk og Drangedal trafostasjon. Tabellen viser også belastningen på 132/22 kV trafo i Drangedal ved innmating av alle kraftverk i tabell 2 og tabell 3.

Tabell 5. Resultat fra lastflytanalyse, termiske forhold.

Forbindelse	Komponent	Belastning
	132/22 kV trafo Drangedal	90 %
Drangedal – Miland	Feal 95 luftledning	Ca 114 %
	(BLX 150 hengekabel)	(Ca 100 %)
	240 mm ² Al jordkabel	Ca 128 %
	95 mm ² Al jordkabel	Ca 189 %
Miland – Suvdøla kraftverk	Feal 95 luftledning	Ca 108 %
	Feal 50 luftledning	Ca 161 %
	95 mm ² Al jordkabel	Ca 181 %

Tabell 5 viser at man ved nettilknytning av de omsøkte småkraftverkene (tabell 3) vil få en overbelastning på eksisterende 22 kV forbindelse mellom Drangedal trafostasjon og Suvdøla kraftverk. Det må gjennomføres tiltak i form av nettførsterkninger for å kunne ta mot produksjonen fra alle kraftverkene.

Konklusjonen blir at dersom alle kraftverk i tabell 3 blir realisert, må enten hele 22 kV forbindelsen mellom Drangedal trafostasjon og Suvdøla forsterkes (bortsett fra seksjon med BLX 150) eller andre tiltak vurderes.

7.2 Gjenværende overføringskapasitet i dagens 22 kV ledning Drangedal - Suvdøla

I avsnitt 7.1 konkluderes det med at det ikke er tilstrekkelig overføringskapasitet i 22 kV ledning Suvdøla – Drangedal trafostasjon for å overføre produksjon fra de 7 (6) omsøkte kraftverkene.

For å finne ut hvor stor den gjenværende overføringskapasiteten er på 22 kV forbindelsen mellom Suvdøla og Drangedal er det gjennomført lastflytanalyse på dagens nett. Det er gjennomført en analyse i lettlast med full produksjon på de eksisterende kraftverk.

Tabell 6 viser et utdrag av lastflytanalysen som ble gjennomført. Tabellen viser resultatet på de to seksjonene Suvdøla – Miland og Miland – Drangedal trafostasjon. Videre viser tabellen strømbelastning ved dagens nett i lettlast (med full produksjon i eksisterende kraftverk) i tillegg til å vise termisk grenselast for gjeldende forbindelse. Termisk grenselast vil si maks overføringskapasitet.

Tabell 6. Resultat fra lastflytanalyse

Seksjon på 22 kV avgang Suvdøla	Strømbelastning dagens situasjon	Termisk grenselast
Suvdøla kraftverk – Miland	228 A Lastflyt går fra Suvdøla mot Miland	270 A Flaskehals er 20 meter 95 mm ² Al jordkabel. Utover flaskehals på den korte seksjonen med 95 mm ² Al jordkabel, er neste flaskehals luftledning med Feal 50 med termisk grenselast 303 A
Miland – Drangedal trafostasjon	208 A Lastflyt går fra Miland mot Drangedal trafostasjon	270 A Flaskehals er 20 meter 95 mm ² Al jordkabel. Utover flaskehals på den korte seksjonen med 95 mm ² Al jordkabel, er neste flaskehals jordkabel med tverrsnitt 240 mm ² Al som innføring til Drangedal trafostasjon med termisk grenselast 400 A

Av tabell 6 går det frem at man har en gjenværende overføringskapasitet på 22 kV forbindelse Suvdøla – Drangedal trafostasjon på ca 40 – 45 A. Med en spenning på 22,0 – 22,4 kV vil dette tilsvare ca 1,5 – 1,8 MVA gjestående overføringskapasitet ved innmating av ny produksjon i Suvdøla.

Flaskehalsen i 22 kV forbindelsen Suvdøla – Drangedal trafostasjon ligger i ca 40 meter med 95 mm² Al jordkabel. Disse jordkablene benyttes som ned – og oppføring i stolpe fra en nettkiosk på Miland. Om disse kablene skiftes ut/forsterkes, så vil man stå igjen med en gjestående overføringskapasitet fra Suvdøla mot Drangedal på ca 75 – 80 A. Med en spenning på 22,0 – 22,4 kV vil dette tilsvare ca 2,8 – 3,1 MVA gjestående overføringskapasitet ved innmating av ny produksjon i Suvdøla.

Konklusjon

Uten tiltak i dagens 22 kV forbindelse Suvdøla – Drangedal trafostasjon har man en gjestående overføringskapasitet på ca 1,5 – 1,8 MVA. Med mindre tiltak (utskiftning av ca 40 m jordkabel) kan gjestående overføringskapasitet økes til ca 2,8 – 3,1 MVA.

8.0 NYE NETTLØSNINGER PÅ 22 KV AVGANG SUVDØLA/TØRDAL

Som det ble nevnt tidligere så er det ikke mulig å føre all aktuell småkraftproduksjon inn på 22 kV avgang Suvdøla/Tørdal uten at det blir overbelastning på ledningen. For å kunne ta mot den produksjonen som er aktuell å tilknytte avgangen, må det gjennomføres tiltak i form av nettførsterkninger.

I dette avsnittet skisseres 3 stk aktuelle løsninger som alle skal ta høyde for innmating av ny småkraftproduksjon i Drangedal kommune. En løsning omhandler forsterkning av eksisterende 22 kV forbindelse Suvdøla – Drangedal trafostasjon, mens de to siste løsningene omhandler etablering av en ny 132/22 kV trafostasjon enten i Drangedal eller i Nissedal.

8.1 Forsterkning av 22 kV nett mellom Drangedal og Suvdøla kraftverk, alternativ 1

Løsningen innebærer at all eksisterende og ny kraftproduksjon i vestre Drangedal føres mot Drangedal trafostasjon. For å kunne klare dette må hele 22 kV forbindelsen mellom Suvdøla kraftverk og Drangedal trafostasjon, bortsett fra en seksjon med BLX 150, forsterkes.

Samlet installert effekt på de kraftverk som skal overføre produksjon fra Suvdøla - området mot Drangedal trafostasjon er 17,9 MW. I tillegg kommer produksjonen fra Gautefallselva og Djupsåna kraftverk, samlet effekt på 1,8 MW, som kommer inn ved Miland. Man vil ha lastuttak og noe overføringstap før produksjonen fra alle kraftverkene havner i Suvdøla, så ny 22 kV forbindelse Suvdøla – Drangedal skal i denne løsningen dimensjoneres for overføring av 15 - 17 MW produksjon.

Om 22 kV ledning Suvdøla – Drangedal trafostasjon måtte skiftes, har DE uttalt ønske om å legge så mye av luftledningen i kabel. Med lokale entreprenører og egne mannskaper vil kostnaden for legging av jordkabel mellom Suvdøla og Drangedal bli omtrent lik som for bygging av luftledning.

Tverrsnitt på nye 22 kV luftledninger og 22 kV jordkabler blir som følger:

- Nye 22 kV luftledninger får tverrsnitt Feal 240
- Nye 22 kV jordkabler får tverrsnitt 400 mm² Al

Dagens 22 kV forbindelse mellom Suvdøla kraftverk og Drangedal trafostasjon består av ca 19,1 km luftledning. Av dette må ca 18,7 km luftledning forsterkes for å kunne ta mot produksjonen fra de eksisterende og omsøkte kraftverkene.

Ca 30 % av denne forbindelsen vil bli erstattet med ny 22 kV luftledning, mens resten blir forlagt som 22 kV jordkabel:

- Ca 5,6 km med Feal 240
- Ca 13,8 km med 400 mm² Al jordkabel

Merk: Nye 22 kV jordkabler skal erstatte ca 13,1 km luftledning. Det er her tillagt ca 5 % på kabellengden da det gjerne er litt vanskeligere å legge jordkabel i rett linje enn en luftledning.

Det vil ikke bli behov for å endre oppsett på 22 kV bryteranlegg i Suvdøla kraftverk. Se vedlegg 1 for enlinjeskjema over 22 kV anlegg i Suvdøla kraftverk.

Kompensering for uttak av reaktiv effekt

Da store deler av 22 kV forbindelsen mellom Drangedal og Suvdøla er forsterket, vil ikke spenningsøkningen fra Drangedal trafostasjon til Suvdøla bli så stor som før forsterkningen. Kraftverkene kan driftes med $\cos \phi = 0,99$ induktivt, referert generatorklemme.

Selv om kraftverkene driftes med $\cos \phi = 0,99$ induktivt, vil det trekkes en del reaktiv effekt ut fra 132 kV regionalnett ved Drangedal trafostasjon. Sammenlignes situasjonen før og etter implementering av omsøkte kraftverk (inkl forsterkning av 22 kV forbindelse) så vil uttak av reaktiv effekt fra Drangedal trafostasjon øke med ca 4 MVar.

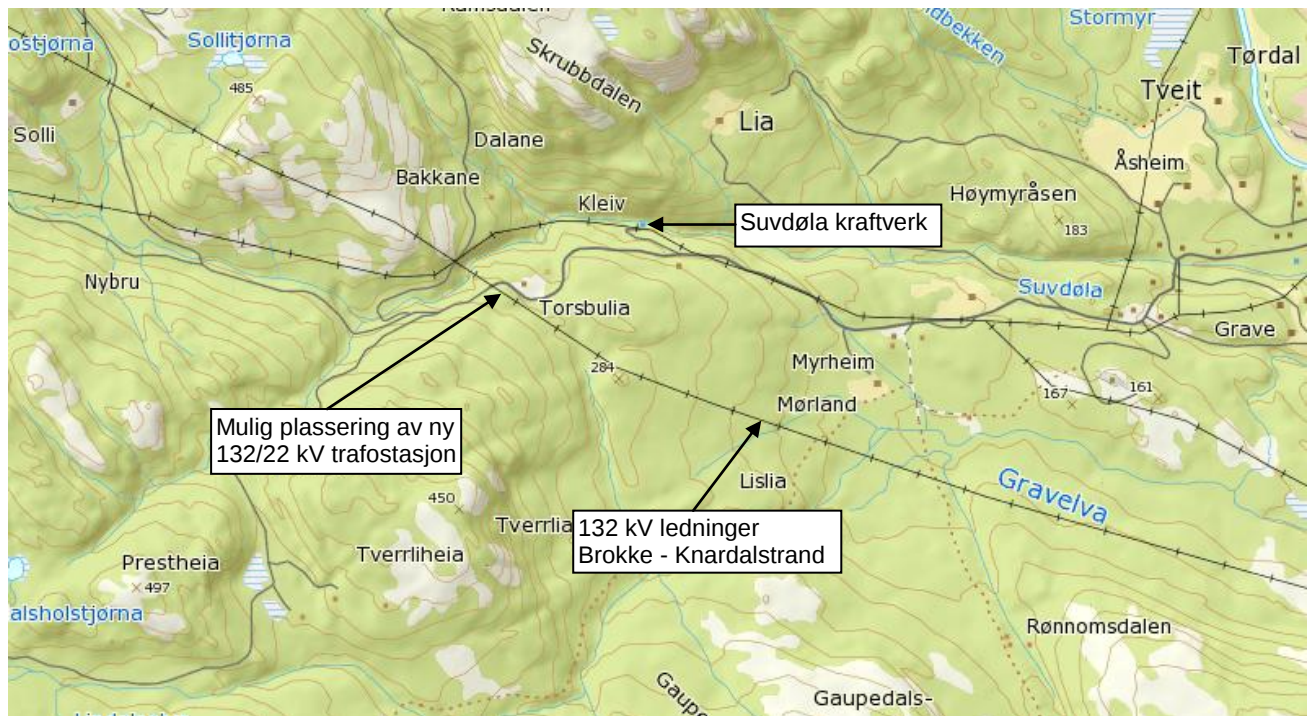
Det er derfor i løsningen lagt opp til at man må montere 1 stk 22 kV kondensatorbatteri i Drangedal trafostasjon. Ytelsen på kondensatorbatteriet blir på 4 MVar. Batteriet tilkobles eksisterende 22 kV SSK i Drangedal med egen 22 kV effektbryter.

Kommentar: Da uttak av reaktiv effekt fra Drangedal trafostasjon vil være avhengig av hvor stor ytelse kraftverkene kjøres med, kan det være et alternativ å ha 2 stk kondensatorbatterier à 2 MVar i stedet for ett batteri på 4 MVar. På denne måten kan uttak av reaktiv effekt kompenseres trinnvis. Med 2 stk batterier à 2 MVar har man reguleringsmulighet på 0, 2 og 4 MVar. Det er imidlertid i kostnadsoverslaget for denne nettløsningen lagt opp til 1 stk kondensatorbatteri på 4 MVar.

8.2 Ny 132/22 kV trafostasjon ved Torsbulia

132 kV spenningsnivå

132 kV ledningene Brokke – Knardalstrand går like ved Suvdøla kraftverk, se figur 6. Denne løsningen går ut på å etablere en ny 132/22 kV trafostasjon som er tilknyttet en av disse to 132 kV ledningene. Mulig plassering av stasjonen er også vist i figur 5.



Figur 5. Oversiktskart Suvdøla kraftverk.

Like over Torsbulia ligger det en liten flate som kan være egnet for plassering av en 132/22 kV trafostasjon. På denne flaten står det en 132 kV dobbelkurs (planoppheng) bæremast som kan danne utgangspunkt for en ny trafostasjon.

En eventuell ny 132/22 kV trafostasjon i vestre Drangedal vil bli eid og driftet av Skagerak Nett (SN). I forbindelse med denne rapporten har det vært etablert kontakt med SN for å høre hvilke krav de har til en slik stasjon. Følgende layout på ny 132/22 kV trafostasjon har SN satt som krav:

- Det er ikke anledning å etablere ny 132/22 kV trafostasjon i Drangedal som T – avgreining.
- 132 kV bryteranlegg i ny trafostasjon skal etableres som duplex – anlegg (doble samleskinner)
- Det skal være satt av plass til en ekstra 132/22 kV trafo, ett ekstra 132 kV trafofelt og ett ekstra 132 kV linjefelt for eventuelt å møtekomme fremtidige behov.

Ny 132/22 kV trafostasjon i vestre Drangedal vil dermed bli utstyrt med følgende 132 kV komponenter:

1. 132 kV duplex bryteranlegg med plass til totalt 5 stk felt:
 - a. 132 kV felt mot Brokke
 - b. 132 kV felt mot Knardalstrand
 - c. 132 kV felt mot 132/22 kV transformator
 - d. 2 reservefelt
2. 25 MVA 132/22 kV transformator
3. Areal til ytterligere en (25 MVA) 132/22 kV transformator

Eksisterende bæremast må undersøkes for å finne ut om den lar seg forsterke til en forankringsmast. Dette må gjøres for å etablere et skille i 132 kV ledningen. Det må etableres et innstrekstativ like under masten som skal betjene strekkene inne i bryteranlegget.

Om eksisterende 132 kV bæremast ikke lar seg forsterke til en forankringsmast, må det bygges et nytt innstrekstativ som erstatning til bæremasten.

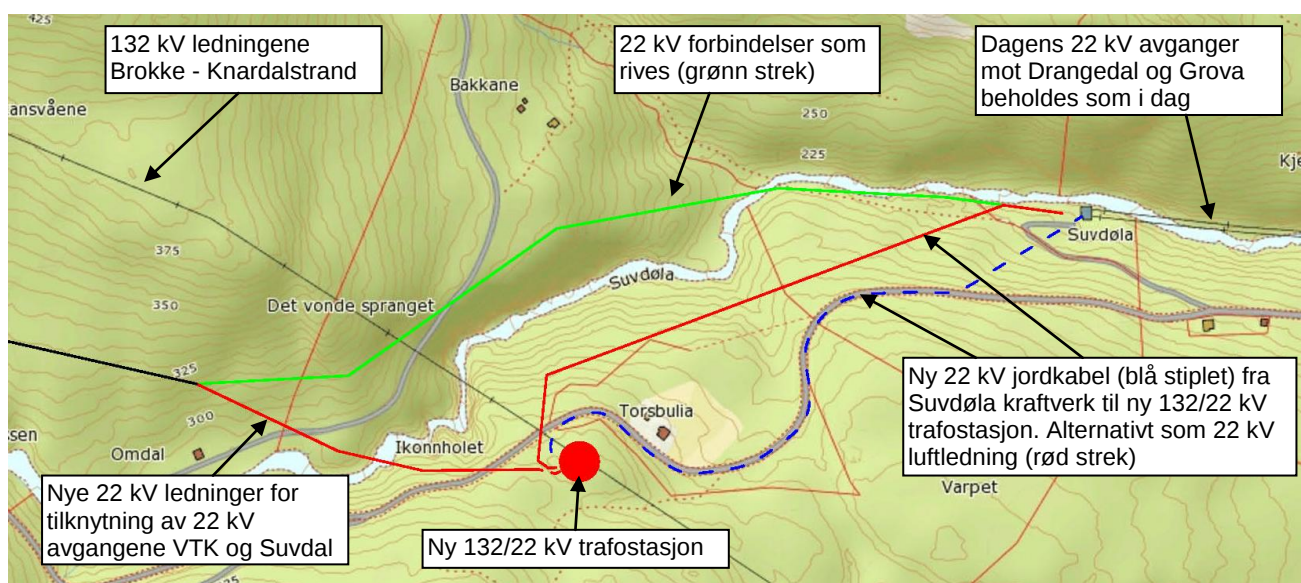
22 kV spenningsnivå

En ny 132/22 kV trafostasjon ved Torsbulia vil innebære noe omlegging av eksisterende 22 kV nett. I dag er Suvdøla kraftverk et knutepunkt i 22 kV nettet med 4 avganger. Om det blir etablert en ny 132/22 kV trafostasjon må disse 22 kV avgangene på en eller annen måte tilknyttes den nye trafostasjonen. 22 kV avgangene som går fra Suvdøla kraftverk mot Drangedal (trafostasjon) og Grova blir fortsatt tilknyttet Suvdøla kraftverk som i dag.

De to siste avgangene som er tilknyttet Suvdøla kraftverk, avgang VTK og avgang Suvdal, blir koblet av Suvdøla og tilknyttet ny trafostasjon ved Torsbulia.

Til sist blir det etablert en ny 22 kV forbindelse mellom Suvdøla kraftverk og ny 132/22 kV trafostasjon.

Se figur 6 for mulig omlegging av 22 kV nett rundt Suvdøla kraftverk.



Figur 6. Oversikt over omlegging av 22 kV linjer rundt Suvdøla kraftverk.

Følgende tiltak/omlegging er nødvendig i dagens 22 kV nett rundt Suvdøla kraftverk om denne nettløsningen benyttes:

Tabell 7. Nødvendig omlegging av 22 kV nett rundt Suvdøla kraftverk.

Avgang fra Suvdøla kraftverk	Nødvendige tiltak
Drangedal	Ingen
Tørdal/Grova	Ingen
VTK (Nissedal)	Siste 850 m inn til Suvdøla kraftverk (BLX 95) rives. Ny ca 350 m lang BLX 95 – ledning bygges som vist i figur 7. Innføring til 22 kV bryteranlegg i trafostasjonen som jordkabel (240 mm ² Al).
Kleppe/Suvdal	Siste 850 m inn til Suvdøla kraftverk (BLX 50) rives. Ny ca 350 m lang BLX 95 – ledning bygges som vist i figur 7. Innføring til 22 kV bryteranlegg i trafostasjonen som jordkabel (150 mm ² Al).
132/22 kV trafostasjon	Ca 730 m ny 22 kV jordkabel (400 mm ² Al) delvis i vegskulder og delvis i terreng fra Suvdøla kraftverk til 22 kV bryteranlegg i ny trafostasjon. Eksisterende 22 kV bryterfelt for avgang VTK eller Suvdal (i Suvdøla) benyttes for å betjene ny 22 kV jordkabel til ny trafostasjon.

Vedlegg 1 viser enlinjeskjema på hvordan 22 kV anlegget i Suvdøla kraftverk er i dag, mens vedlegg 2 viser enlinjeskjema på hvordan 22 kV nettet vil bli rundt Suvdøla kraftverk om denne nettløsningen benyttes.

Merk: Det er her forutsatt en 25 MVA 132/22 kV trafo i ny trafostasjon på Torsbulia. DE må vurdere om dette er tilstrekkelig på bakgrunn av eventuelle fremtidige utbyggingsprosjekter i området. Analyser viser at det med 1 stk 25 MVA 132/22 kV trafo er ca 4 – 6 MVA 132/22 kV trafokapasitet til fremtidige utbyggingsprosjekter.

Kompensering for uttak av reaktiv effekt

Da det i denne nettløsningen vil bli etablert en ny 132/22 kV trafostasjon betraktelig nærmere tyngdepunktet for produksjon i vestre Drangedal, vil det ikke være behov for å forbruke noe særlig med reaktiv effekt. Analysene viser at man med de eksisterende og omsøkte kraftverk liggende inne med full produksjon ikke behøver å kjøre kraftverkene undermagnetisert, men med $\cos \phi = 1$.

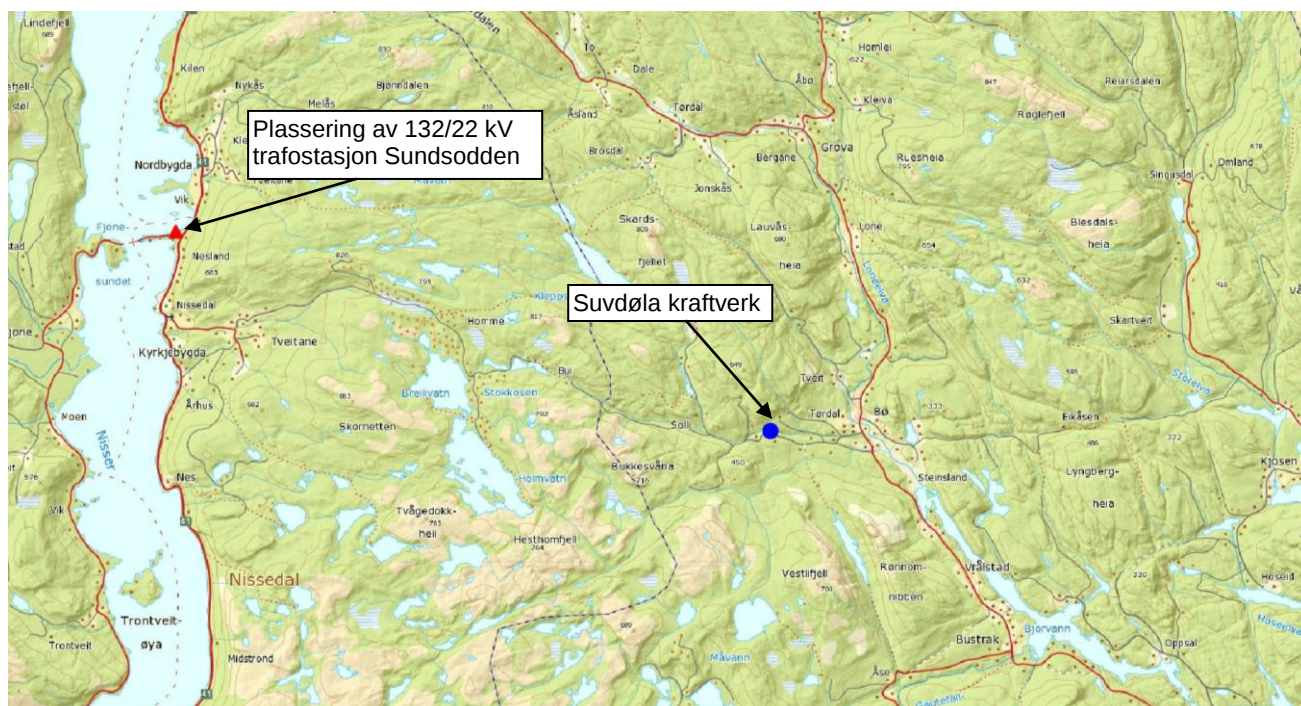
Det vil dermed ikke være behov for å montere kondensatorbatteri på den nye 132/22 kV trafostasjonen på Torsbulia.

8.3 Overføring til Nissedal og ny 132/22 kV trafostasjon på Sundsodden

Som nevnt i avsnitt 4 foreligger det planer om å etablere en ny 132/22 kV trafostasjon på Sundsodden i Nissedal. Sundsodden ligger på østsiden av innsjøen Nisser, ca 18 km nord for Treungen som er administrativt senter i Nissedal. Den nye 132/22 kV trafostasjonen er tenkt tilknyttet en eller begge 132 kV ledningene mellom Brokke kraftverk og Knardalstrand trafostasjon (Porsgrunn).

Behovet for en ny 132/22 kV trafostasjon er i hovedsak utløst av planer om ny småkraftproduksjon i nordre deler av Nissedal. Om denne stasjonen blir realisert vil den imidlertid også øke leveringssikkerheten i dette området da det fra Sundsodden er stor avstand til nærmeste sekundærstasjon (trafostasjon tilknyttet regionalnett).

Denne nettløsningen forutsetter at en ny 132/22 kV trafostasjon i Nissedal (Sundsodden) blir bygget.



Figur 7. Oversiktskart vestre Drangedal og nordøstlige Nissedal.
Rød trekant indikerer plassering av en mulig 132/22 kV trafostasjon på Sundsodden.
Blå sirkel viser Suvdøla kraftverk.

22 kV forbindelsen mellom Suvdøla kraftverk og Sundsodden er ca 19,4 km. Ca 19 km av dette er BLX 95, mens de øvrige 400 m er fordelt på Feal 25 luftledning og 50 mm² Al jordkabel.

Det er tvilsomt om man får lov til å bygge en ny 22 kV forbindelse mellom Suvdøla og Sundsodden i tillegg til den som er der i dag. Man må dermed anta at eksisterende 22 kV forbindelse mellom Suvdøla og Sundsodden må forsterkes.

Løsningen innebærer at dagens produksjon i Suvdøla og Suvdal kraftverk fortsatt fører produksjonen mot Drangedal trafostasjon. Videre vil all ny produksjon som kommer inn til Suvdøla kraftverk nordfra (avgang Tørdal fra Suvdøla) vil bli ført videre til Sundsodden i Nissedal.

Dette fordrer at det etableres delt samleskinne i Suvdøla kraftverk, noe det arealmessig er plass til inne i kraftverket (opplyst av DE og befart). Se vedlegg 3 for prinsippskisse av nytt 22 kV anlegg i Suvdøla kraftverk ved denne løsningen.

Ved denne løsningen slipper man å forsterke 22 kV nettet mellom Suvdøla kraftverk og Drangedal. I tillegg så etableres det en betraktelig sterkere forbindelse til Nissedal enn den som er der i dag. Som en bivirkning gir dette også en bedre reserve inn til Drangedal enn tidligere.

Alle kraftverk i tabell 3, bortsett fra to, skal overføres fra Suvdøla kraftverk og videre mot Nissedal. Kraftverkene Djupsåna og Gautefallelva vil bli ført mot Drangedal trafostasjon.

Samlet installert effekt på de kraftverk som skal overføres fra Suvdøla mot Sundsodden er 10,3 MW. Man vil ha lastuttak og noe overføringstap før produksjonen fra alle kraftverkene havner i Suvdøla, så ny 22 kV forbindelse Suvdøla – Sundsodden skal i denne løsningen dimensjoneres for overføring av 9 – 10 MW produksjon.

Det er i hovedsak 22 kV luftledningsforbindelser mellom Suvdøla og Sundsodden, men også en liten seksjon med jordkabel med tverrsnitt 50 mm² Al. Denne kabelen har for lite tverrsnitt til å overføre produksjon fra Suvdøla – området og må skiftes.

Eksisterende 22 kV luftledninger (BLX) skiftes ut med nye luftledninger med linetverrsnitt Feal 150. For å kunne opprettholde akseptable spenningsforhold i Suvdøla – området må minimum 10 km av totalt 19 km BLX – linjer skiftes ut med Feal 150. Det er i denne vurderingen forutsatt at 10 km BLX 95 ledning fra Suvdøla kraftverk og vestover blir forsterket til Feal 150. Resten av BLX – ledningen mot Sundsodden blir stående som i dag.

Kompensering for uttak av reaktiv effekt

Eksisterende og nye kraftverk driftes med $\cos \phi = 0,95$ induktivt (undermagnetisert).

Overføring av produksjonen fra vestre Drangedal til Sundsodden vil medføre økt uttak av reaktiv effekt fra 132 kV nett ved Sundsodden. Analysene viser at overføring av produksjon fra Drangedal til Sundsodden vil medføre en økning av uttak av reaktiv effekt ved Sundsodden på ca 7 MVar. Dette bør kompenseres ved bruk av kondensatorbatterier.

Det er derfor i løsningen lagt opp til at man må montere 2 stk 22 kV kondensatorbatteri i Drangedal trafostasjon. Ytelsen på kondensatorbatteriene blir på 2 MVar og 4 MVar. Batteriene tilkobles 22 kV SSK i en fremtidig 132/22 kV trafostasjon på Sundsodden med egne 22 kV effektbryter.

132/22 kV trafokapasitet i 132/22 kV trafostasjon i Nissedal

For å kunne ta mot produksjon fra småkraftverk i nordre Nissedal og vestre Drangedal, må trafokapasiteten i 132/22 kV trafo på Sundsodden være minimum 25 MVA. Man vil da ha en gjenstående trafokapasitet på 8 MVA for ytterligere småkraftproduksjon.

9.0 LASTFLYTANALYSER PÅ FORSTERKET NETT

Det er gjennomført lastflytanalyser for å undersøke tapsforhold på de forskjellige nettløsningene. Det er her gjennomført lastflytanalyser på 3 stk nettløsninger:

Alt 1	Forsterket 22 kV nett mellom Suvdøla kraftverk og Drangedal trafostasjon. Ca 70 % av dagens luftledning mellom Suvdøla og Drangedal blir forlagt som 22 kV jordkabel. Gjenstående 30 % av luftledninger blir erstattet med ny ledning med større tverrsnitt.
Alt 2	Ny 132/22 kV trafostasjon i nærheten av Suvdøla kraftverk. Den nye trafostasjonen tilknyttes en av de eksisterende 132 kV ledninger Brokke – Knardalstrand. 132/22 kV trafo i ny trafostasjon må ha ytelse minimum 25 MVA.
Alt 3	Denne løsningen forutsetter at 132/22 kV trafostasjon på Sundsodden (Nissedal) er realisert. Forsterket 22 kV nett mellom Suvdøla og Sundsodden for å ta mot produksjon. Ca halvparten av dagens 22 kV ledning mellom Suvdøla og Sundsodden forsterkes fra BLX – 95 til Feal 150. Eksisterende produksjon i Drangedal (rundt Suvdøla) føres mot Drangedal trafostasjon som i dag.

Tabell 8 viser resultatet fra lastflytanalysene.

Tabell 8. Resultater fra lastflytanalyser.

Post	Alt 1	Alt 2	Alt 3
Overføringstap [kW]	1 891	785	2 373
Årlige nettap [kr]	1 361 520	565 200	1 708 560
Kapitaliserte nettap [kr]	23 543 449	9 773 457	29 544 476
Differanse i kap. Nettap [kr]	13 769 992	0	19 771 019

Ser av tabell 8 at alternativ 2 er den nettløsningen som gir minst overføringstap, noe som også er logisk. Årsaken ligger i at man etablerer en ny 132/22 kV trafostasjon og tilknytning til overliggende nett betraktelig nærmere tyngdepunkt for ny (og eksisterende) produksjon i alternativ 2 enn i de øvrige alternativene.

10.0 KOSTNADSOVERSLAG

Det er beregnet kostnadsoverslag for de nettløsningene som er vurdert i denne rapporten. Kostnadsoverslaget er basert på erfaringer med tilbud fra entreprenører og budsjettpriser fra forhandlere.

Kostnadsoverslaget for de vurderte nettløsninger er for komplette nettanlegg og inkluderer følgende:

- + Nye 22 kV luftledninger
- + Nye 22 kV jordkabler
- + Arbeid med fra og tilkobling av avgreininger (ved nettførsterkning)
- + Komplette 132/22 kV trafostasjoner (i alternativ 2 og 3)
- + Sanering av eksisterende luftledninger
- + Kompenseringsanlegg
- + Bryteranlegg

Det er videre ikke inkludert følgende:

- ÷ Elektriske anlegg i nye småkraftverk
- ÷ 22 kV forbindelse fra 22 kV anlegg i kraftverk frem til eksisterende 22 kV nett
- ÷ Grunneiererstatning for nye 22 kV forbindelser (hovedsakelig alternativ 1).

Tabell 9 viser kostnadsoverslaget for alternativ 1, 2 og 3.

Kommentarer/forklaring til kostnadsoverslaget i tabell 9

- Posten luftledninger inkluderer luftledning og eventuell BLX.
- Post 1.3 (for alt 1) representerer det arbeid som må til for å få koblet 22 kV avgreininger langs dagens 22 kV ledning inn på ny 22 kV forbindelse. Det er pt usikkert hvordan eksakt trase for ny eventuell 22 kV stamkabel vil bli, og dermed vanskelig å spå hvordan avgreininger skal tilknyttes denne. Det er derfor kun lagt til en rund sum i denne post for alt 1.
- I post 3 er det tatt med kostnader for 22 kV bryterfelt som skal betjene kondensatorbatterier for alle alternativ bortsett fra alternativ 2 (ikke behov for kondensatorbatterier i alternativ 2).

Tabell 9. Kostnadsoverslag for vurderte alternativ.

K	Kostnadsoverslag	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3
1	22 kV overføringsnett			
1.1	22 kV luftledninger	8 400 000	750 000	14 000 000
1.2	22 kV jordkabler	22 650 000	1 340 000	160 000
1.3	Arbeid med fra- og tilkobling av avgreininger	2 000 000	0	0
1.4	Sanering av eksisterende nett	3 366 000	331 500	1 950 000
S 1	Sum post 1, 22 kV overføringsnett	36 416 000	2 421 500	16 110 000
2	Ny 132/22 kV trafostasjon			
2.1	Tomteforberedelser, planering, sprenging, veg etc	0	3 115 000	3 115 000
2.2	Kontrollbygg	0	1 700 000	1 700 000
2.3	25 MVA 132/22 kV transformator, inkl overspgavleder	0	4 575 000	4 575 000
2.4	Trafocelle, fundament, innstrekkestativ etc	0	2 100 000	2 100 000
2.5	132 kV bryteranlegg, inkl SSK	0	11 600 000	11 600 000
2.6	132 kV innstrekkestativ, inkl innstrek av ledning	0	2 025 000	2 025 000
2.7	22 kV bryteranlegg	0	1 400 000	1 400 000
2.8	Kontrollanlegg, jordingsanlegg, uforutsett etc	0	2 885 000	2 885 000
S 2	Sum post 2, ny 132/22 kV trafostasjon	0	29 400 000	29 400 000
3	Kompenseringsanlegg			
3.1	Kondensatorbatterier, eksl 22 kV bryterfelt	380 000	0	585 000
3.2	22 kV bryterfelt for kondensatorbatteri	350 000	0	700 000
S 3	Sum post 3, kompenseringsanlegg	730 000	0	1 285 000
4	Sum investeringskostnader	37 146 000	31 821 500	46 795 000

11.0 SAMFUNNSØKONOMISK SAMMENLIGNING AV ALTERNATIV

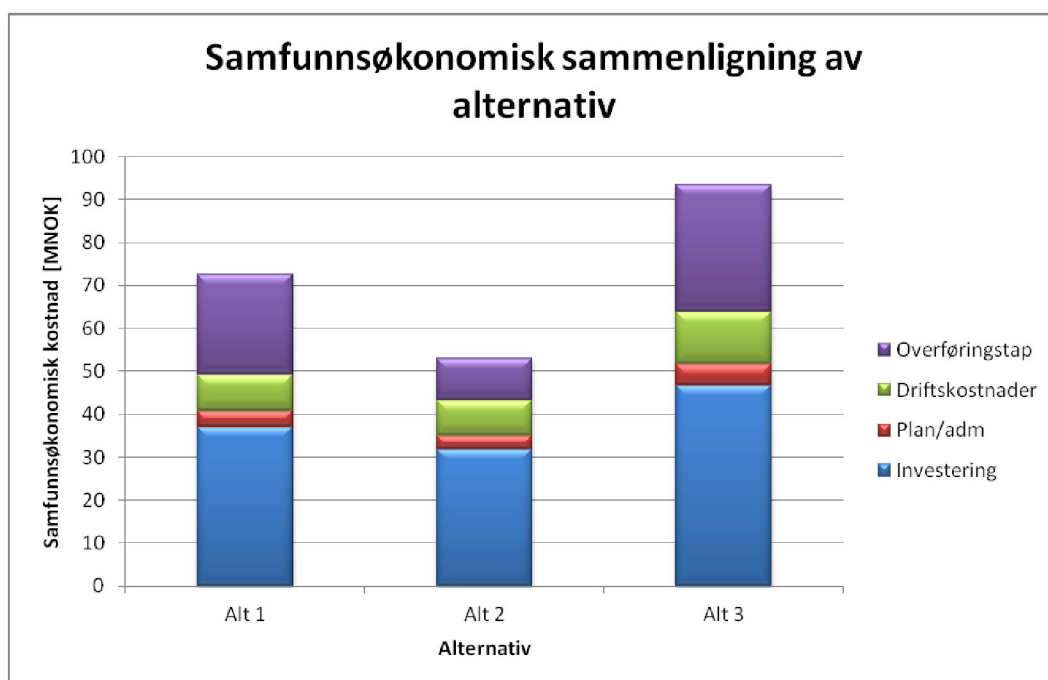
På grunnlag av nettberegninger og systemvurderinger er det foretatt en samfunnsøkonomisk evaluering av alle økonomiske forhold som har betydning for valg av nettløsning ved nettilknytning av småkraftverk i Drangedal. Herunder:

- Anleggskostnader Prisenivå og pengeverdi: År 2015, nøyaktighet +/- 20 %
- Prosjekteringskostnader Kostnader vurdert til ca 10 % av anleggskostnader
- Driftskostnader For nye nettanlegg er driftskostnadene vurdert til 1,5 % av anleggskostnader
- Tapskostnader Ekvivalent årskostnad for overføringstap er satt til 0,36 kr/kWh.
Brukstil for tap er satt til 2 000 timer.
- Analysehorisont 30 år
- Kalkulasjonsrente 4,0 %
- Kapitaliseringsfaktor 16,29

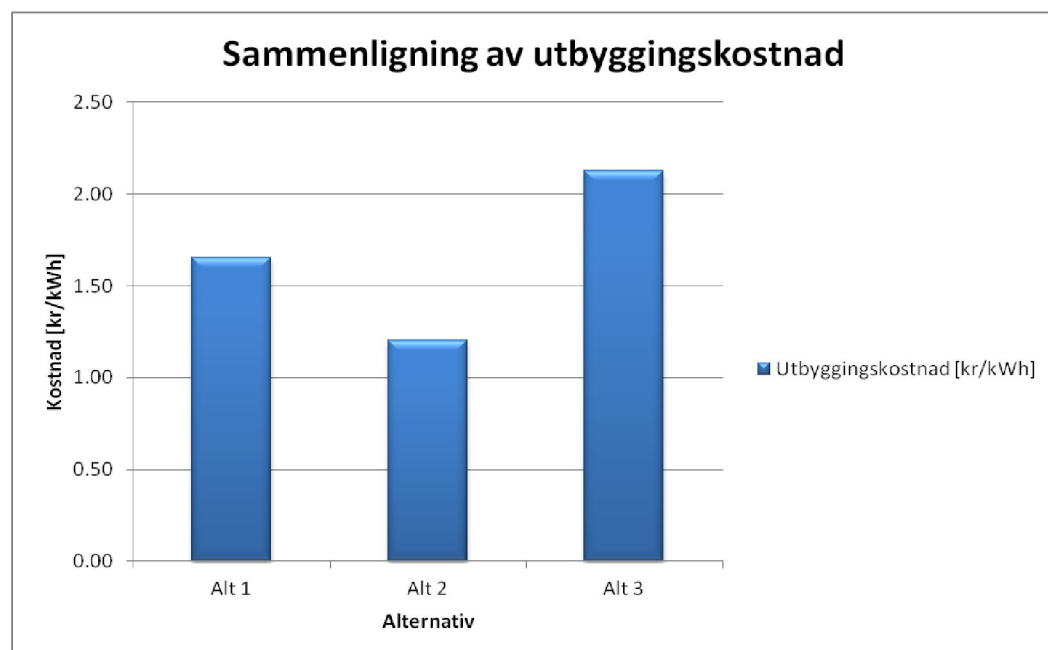
Den totale differansen mellom alternativ 1, 2 og 3 fremkommer av tabell 10.

Tabell 10. Samfunnsøkonomisk sammenligning.

S	SAMFUNNSØKONOMISK SAMMENLIGNING	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3
4	Sum investeringskostnader	37 146 000	31 821 500	46 795 000
5	Planleggings - og administrasjonskostnader	3 714 600	3 182 150	4 871 500
6	Kapitaliserte driftskostnader	8 243 112	8 167 892	12 129 929
7	Kapitaliserte overføringstap	23 543 449	9 773 457	29 544 476
8	Sum samfunnsøkonomiske kostnader	72 647 161	52 944 999	93 340 905
9	Differanse samfunnsøkonomiske kostnader	19 702 162	0	40 395 906
10	Totale kostnader pr installert MW [kr/MW]	6 610 297	4 817 561	8 493 258
11	Totale kostnader [kr/kWh]	1.65	1.20	2.12



Figur 8. Samfunnsøkonomisk sammenligning.



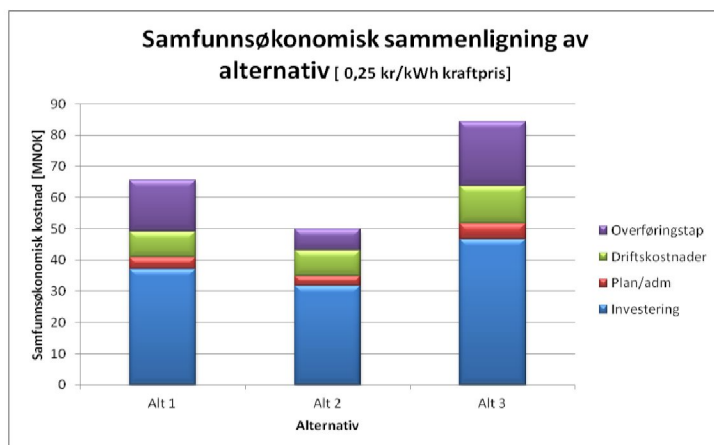
Figur 9. Sammenligning av utbyggingskostnad.

Kommentarer

- Forsterkning av eksisterende 22 kV ledning Suvdøla – Drangedal etter alternativ 1 er ikke lønnsomt for å få ut produksjonen fra de planlagte kraftverkene i vestre Drangedal (langs 22 kV avgang Suvdøla/Tørdal)
- Alternativ 2 med ny transformatorstasjon på Torsbulia gir store fordeler for 22 kV nettet i vestre Drangedal i forhold til alternativ 1.
 - Innmating av produksjon i ny trafostasjon vil antagelig gi marginalt lavere innmatingstariff i 132 kV nettet enn i Drangedal trafostasjon.
 - Innmating av produksjon i ny trafostasjon vil gi drastisk lavere innmatingstariff i 22 kV nettet på grunn av reduserte avstander til 132 kV nett.
 - Ny trafostasjon vil medføre en noe større forsyningssikkerhet i Drangedal.
 - 132 kV koblingsanlegg på Torsbulia vil medføre bedre driftssikkerhet for regionalnettet
- Alternativ 3 med ny transformatorstasjon på Sundsodden (Nissedal) vil hjelpe på lønnsomheten for trafostasjonen i Nissedal, men stasjonen vil ligge for langt unna tyngdepunktet for produksjonen i området. Det vil medføre store overføringstap fra Suvdøla – området til Nissedal. *Alternativt kan det være fornuftig å undersøke muligheter/kostnader ved å overføre kraftproduksjon fra Nissedal over mot Drangedal.*

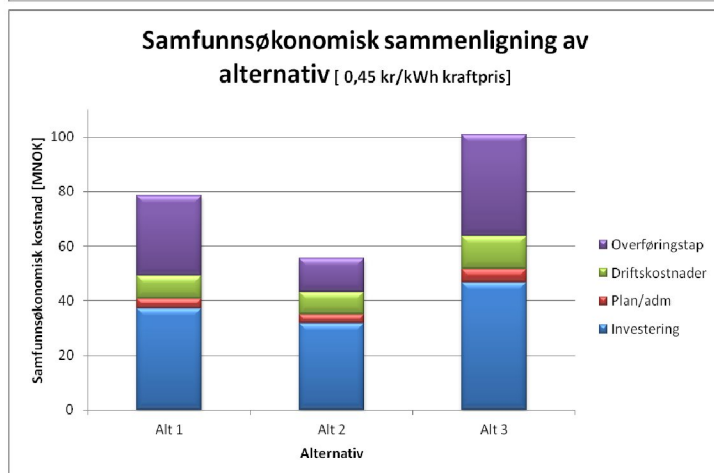
11.1 Sensitivitet på kraftpris

For å undersøke om alternativ 2 er den beste nettløsningen selv med en kraftig reduksjon eller kraftig oppgang i kraftprisen, er det gjennomført en sensitivitetsanalyse med varierende kraftpris. Figur 8 (over) viser totale samfunnsøkonomiske kostnader ved en kraftpris på 0,36 kr/kWh. Figur 10 og 11 viser totale samfunnsøkonomiske kostnader ved en kraftpris på henholdsvis 0,25 kr/kWh og 0,45 kr/kWh.



Figur 10.

Totale samfunnsøkonomiske kostnader ved kraftpris 0,25 kr/kWh



Figur 11.

Totale samfunnsøkonomiske kostnader ved kraftpris 0,45 kr/kWh

Figur 10 og 11 viser at alternativ 2 er beste samfunnsøkonomiske nettløsning ved en kraftpris på [0,25, 0,45] kr/kWh.

11.2 Sensitivitet på byggekostnader

Byggekostnadene som danner grunnlaget til konklusjonen i avsnitt 11 er basert på erfaringspriser som Jøsok Prosjekt sitter på. Erfaringsprisene er basert på flere års budsjettpriser fra entreprenører.

På bakgrunn av erfaringene med budsjettpriser opp gjennom de siste årene, så vet vi at byggekostnadene endrer seg mye over tid. På generelt grunnlag kan alternativer som i utgangspunktet ikke er rimeligst (samfunnsøkonomisk) bli rimeligste løsning ved en større reduksjon/økning i byggekostnadene.

Om alternativ 2 ikke skal være rimeligste nettløsning investeringsmessig, må byggekostnader for trafostasjoner stige markant i årene fremover, mens byggekostnader for ledninger/kabler må dertil synke. Det er vår vurdering at dette ikke vil skje i overskuelig fremtid.

12.0 FORDELING AV ANLEGGSBIDRAG

Det bør kreves inn anleggsbidrag for samtlige nettinvesteringer som er utløst av ny produksjon. Eksisterende kraftverk kan ikke avkreves anleggsbidrag, så fremt det ikke står noe spesifikt i nettavtalen mellom kraftverk og Drangedal Everk.

Følgende prinsipper bør legges til grunn når det gjelder anleggsbidrag:

- Produsent betaler samtlige produksjonsrelaterte kostnader, herunder nye overføringsledninger, oppdimensjonering av eksisterende linjer, økede transformatorytelser samt planleggings-/administrasjonskostnader utløst av produksjonen.

Følgende bør legges til grunn ved fastsettelse av kostnadsfordeling mellom netteier og produsent:

1. Nye nettanlegg utløst av produksjon betales i sin helhet av produsent.
2. Ved forsterkning i eksisterende nett regnes anleggsbidraget ut som følger: Kraftverkets andel av forsterkningen * (Nåverdi på forsterkning – Nåverdi av fremtidig reinvestering av eksisterende anlegg)

Det er regnet et grovt anslag på anleggsbidrag utløst av produksjonen fra nye småkraftverk. Anleggsbidraget inkluderer ikke følgende:

- Krafttransformatorer for kraftverkene, mellom maskinspenning og 22 kV nett.
- 22 kV bryteranlegg i kraftstasjonene, vern, lokalkontroll
- Tilknytning av kraftverk til eksisterende nett.

Det er usikkert hva som er den gjenstående tekniske levealderen på dagens 22 kV nett i Drangedal. Det skal derfor beregnes anleggsbidrag på bakgrunn av følgende gjenstående teknisk levealder:

- 10 år
- 15 år
- 20 år

Dette gjelder ikke for seksjoner med BLX – linjer. Det antas ledninger med BLX har en fast gjenstående teknisk levetid på ca 20 – 30 år.

Det vil bli beregnet anleggsbidrag på to ulike nettløsninger:

- Alternativ 1
- Alternativ 2

Alternativ 3 er den dårligste løsningen (økonomisk) og vil ikke bli beregnet anleggsbidrag på.

12.1 Definisjon av radielt og masket nett

Nettanlegg uavhengig av spenningsnivå kan deles inn i to hovedgrupper:

- Radielle nettanlegg
- Maskede nettanlegg

Radielle nettanlegg omfatter radialer og distribusjonsanlegg som driftes radielt og som forsyner en avgrenset og identifiserbar kundegruppe. I radielle nettanlegg kan en forholdsmessig andel av investeringskostnadene inngå i kundens (kraftutbygger) anleggsbidrag. En fordeling etter kundens effektbehov i forhold til kapasitetsøkningen er et relevant nettforhold som anleggsbidraget kan differensieres på bakgrunn av.

I motsatt fall har man maskede nettanlegg hvor det er vanskelig å definere en bestemt kunde eller kundegruppe som har nytte av anlegget. Det er ikke mulig å avkreve kunder i maskede nettanlegg anleggsbidrag for nye/forsterkede anlegg. Kostnader i anlegg som er definert som maskede nettanlegg skal fordeles på alle nettselskapets kunder gjennom økt nettleie og ikke dekkes av den eller de kundene som utløser forsterkningen.

I hovedsak skal transformatorer mellom regionalnett og distribusjonsnett klassifiseres som del av maskede nettanlegg.

For beregningene av anleggsbidrag i denne rapporten blir konklusjonen følgende:

- Alt 132 kV nettanlegg defineres som del av masket nett. Det kan ikke kreves anleggsbidrag fra kraftutbyggere for disse nettanlegg
- Nye 132/22 kV transformatorer defineres som del av masket nett. Det kan ikke kreves anleggsbidrag fra kraftutbyggere for disse nettanlegg.
- Nye 22 kV nettanlegg defineres som del av radielt nett, også for 22 kV nettanlegg i nye/eksisterende trafostasjoner. Det kan dermed kreves anleggsbidrag for nye 22 kV nettanlegg.

12.2 Anleggsbidrag for alternativ 1

12.2.1 Samlet anleggsbidrag

Total beregnet investeringskostnad for alternativ 1 er **37,2 MNOK**.

Investeringskostnadene i alternativ 1 fordeler seg på følgende vis:

22 kV avgang Suvdøla / Tørdal	36,42 MNOK
Kompenseringsanlegg i Drangedal 132/22 kV trafostasjon	0,73 MNOK
Sum	37,15 MNOK

Som nevnt i avsnitt 12 så skal all ny produksjon være med på å dekke kostnaden for nettførsterkninger om dette er nødvendig. Herunder skal nye kraftverk i vestre Drangedal være med å betale for punkt 1 og 2.

Utgangspunkt for beregning av anleggsbidrag vil da være 37,15 MNOK.

Tabell 11a og 11b viser en oversikt over anleggsbidraget avhengig av gjenstående levetid på eksisterende nett langs 22 kV avgang Suvdøla/Tørdal (henholdsvis seksjonene Drangedal – Miland og Miland – Suvdøla). 22 kV forbindelsen mellom Suvdøla og Drangedal trafostasjon består av ledninger med blanke liner (Feal – liner).

Det skal i denne rapporten sees på hvor mye nye småkraftverk skal betale i anleggsbidrag avhengig av varierende gjenstående teknisk levealder. Det er videre antatt 22 kV ledninger med blanke liner har en gjenstående levealder på 10 – 20 år.

I tillegg kommer anleggsbidrag for 22 kV kompenseringsanlegg i Drangedal trafostasjon på 0,73 millioner NOK som skal fordeles på alle omsøkte kraftverk etter installert effekt. Kondensatorbatteriet er helt nytt og kostnaden for dette skal i sin helhet dekkes av kraftutbyggere.

Merk: Det er her medregnet planleggings- og administrasjonskostnader på 10 %.

Tabell 11a. Anleggsbidrag som skal fordeles på nye kraftverk langs 22 kV avgang Suvdøla/Tørdal. Gjelder anleggsbidrag for forsterkning mellom Drangedal trafostasjon og Miland (avgr Gautefall).

Post Drangedal - Miland	Gjenstående teknisk levealder		
	10 år	15 år	20 år
Investeringskostnad nytt 22 kV nett	22 278 024	22 278 024	22 278 024
Kompenseringsanlegg	803 000	803 000	803 000
Fratrukket fremtidig reinvestering	8 501 300	6 987 449	5 743 173
Gjenstående anleggsbidrag	14 579 724	16 093 575	17 337 850

Tabell 11b. Anleggsbidrag som skal fordeles på nye kraftverk langs 22 kV avgang Suvdøla/Tørdal. Gjelder anleggsbidrag for forsterkning mellom Miland (avgr Gautefall) og Suvdøla kraftverk

Post Miland-Suvdøla	Gjenstående teknisk levealder		
	10 år	15 år	20 år
Investeringskostnad nytt 22 kV nett	17 779 576	17 779 576	17 779 576
Fratrukket fremtidig reinvestering	6 784 691	5 576 521	4 583 494
Gjenstående anleggsbidrag	10 994 886	12 203 055	13 196 082

12.2.2 Fordeling av anleggsbidrag på kraftverk

Når det gjelder fordeling av anleggsbidrag på kraftverkene, så vil dette bli fordelt effektmessig på de ulike kraftverkene. Det tas utgangspunkt i tabell 3 i avsnitt 5.2 når anleggsbidraget skal fordeles. Kraftverkene skal betale anleggsbidrag for de nettkomponenter som de utløser behov for å forsterke.

Tabell 12 viser fordeling av anleggsbidrag på omsøkte kraftverk. I anleggsbidraget er kostnader for både forsterkning av 22 kV forbindelser i tillegg til kostnader for 22 kV kompenseringsanlegg i Drangedal trafostasjon.

Det er antatt at 22 kV jordkabler har 30 års gjenstående levetid.

Tabell 12. Anleggsbidrag fordelt på aktuelle kraftverk

Kraftverk	Ytelse [MW]	Gjenstående levetid		
		10 år	15 år	20 år
Skjeggfoss	1.80	4 059 432	4 492 461	4 848 379
Nedre Suvdøla	2.70	6 089 147	6 738 691	7 272 569
Graveelva	2.75	6 201 909	6 863 482	7 407 246
Djupsåna	0.99	1 185 051	1 308 098	1 409 234
Lindalselva	0.53	1 195 277	1 322 780	1 427 578
Kleiva	0.66	1 488 458	1 647 236	1 777 739
Gautefallelva	0.80	957 617	1 057 049	1 138 775
Lauvstad	1.95	4 397 717	4 866 833	5 252 411
Sum	12.18	25 574 610	28 296 630	30 533 933

Kommentar: Merk at anleggsbidragets størrelse bare er et anslag, og kan således kun benyttes i budsjettmessige vurderinger. Det er usikkerhet i gjenstående levetid, og på fremtidige entreprenørkostnader/materialkostnader. Kostnader og anleggsbidrag har en usikkerhet på ca. +/- 20 %.

12.3 Anleggsbidrag for alternativ 2

12.3.1 Samlet anleggsbidrag

Total beregnet investeringskostnad for alternativ 2 er ca **31,8 MNOK**.

Investeringskostnadene i alternativ 2 fordeler seg på følgende vis:

22 kV avgang Suvdøla / Tørdal	2,42 MNOK
132 kV nettanlegg Torsbulia inkl byggtekniske anlegg	22,82 MNOK
132/22 kV transformator Torsbulia	4,58 MNOK
22 kV nettanlegg Torsbulia	2,00 MNOK
Sum	31,82 MNOK

Som nevnt i avsnitt 12 så skal all ny produksjon være med på å dekke kostnaden for nettførsterkninger om dette er nødvendig. Herunder skal nye kraftverk i vestre Drangedal være med å betale for punkt 1 og 4. Inn under punkt 4 inkluderes 22 kV bryteranlegg og kontrollanlegg i ny trafostasjon. Punkt 2 og 3 er kostnader i nettanlegg som vil inngå i maskede nettanlegg og derfor ikke være anledning å kreve inn anleggsbidrag for.

Utgangspunkt for beregning av anleggsbidrag vil da være 4,42 MNOK.

Tabell 13 viser en oversikt over anleggsbidraget avhengig av gjenstående levetid på eksisterende nett langs 22 kV avgang Suvdøla/Tørdal. Da det kun er BLX – linjer som blir berørt av aktuelle tiltak, så blir det beregnet anleggsbidrag på bakgrunn av gjenstående teknisk levetid på 20, 25 og 30 år.

Merk: Det er her medregnet planleggings- og administrasjonskostnader på 10 %.

Tabell 13. Anleggsbidrag som skal fordeles på nye kraftverk langs 22 kV avgang Suvdøla/Tørdal.

Post	Gjenstående teknisk levealder		
	20 år	25 år	30 år
Investeringskostnad nytt 22 kV nett	2 663 650	2 663 650	2 663 650
Investering 22 kV anlegg Torsbulia	2 200 000	2 200 000	2 200 000
Fratrukket fremtidig reinvestering	810 771	666 395	474 326
Gjenstående anleggsbidrag	4 052 879	4 197 255	4 389 324

12.3.2 Fordeling av anleggsbidrag på kraftverk

Når det gjelder fordeling av anleggsbidrag på kraftverkene, så vil dette bli fordelt effektmessig på de ulike kraftverkene. Det tas utgangspunkt i tabell 3 i avsnitt 5.2 når anleggsbidraget skal fordeles.

Tabell 14 viser fordeling av anleggsbidrag på omsøkte kraftverk langs 22 kV avgang Suvdøla/Tørdal.

Tabell 14. Anleggsbidrag fordelt på aktuelle kraftverk.

Kraftverk	Ytelse [MW]	Gjenstående levetid		
		20 år	25 år	30 år
Skjeggfoss	1.80	598 948	620 284	648 669
Nedre Suvdøla	2.70	898 421	930 426	973 003
Graveelva	2.75	915 059	947 656	991 022
Djupsåna	0.99	329 421	341 156	356 768
Lindalselva	0.53	176 357	182 639	190 997
Kleiva	0.66	219 614	227 437	237 845
Gautefallelva	0.80	266 199	275 682	288 297
Lauvstad	1.95	648 860	671 974	702 724
Sum	12.18	4 052 879	4 197 255	4 389 324

Kommentar: Merk at anleggsbidragets størrelse bare er et anslag, og kan således kun benyttes i budsjettmessige vurderinger. Det er usikkerhet i gjenstående levetid, og på fremtidige entreprenørkostnader/materialkostnader. Kostnader og anleggsbidrag har en usikkerhet på ca. +/- 20 %.

13.0 KONKLUSJON OG ANBEFALING

Rimeligste nettløsning for nettilknytning av omsøkte kraftverk er alternativ 2 som medfører en nettkostnad på ca 31,8 MNOK. Alternativ 2 er ca 5,4 MNOK rimeligere (investeringsmessig) enn alternativ 1 og videre ca 15 MNOK rimeligere enn alternativ 3.

Alternativ 2 er også den samfunnsøkonomisk beste nettløsningen. I og med den sentrale plasseringen i forhold til nye kraftverk gir dette alternativet lave overføringstap i forhold til øvrige vurderte alternativer.

Videre er alternativ 2 den nettløsningen som vil medføre minst inngrep i eksisterende 22 kV nett. Det er kun noen små, korte 22 kV forbindelser som må rives/bygges (om) etter at ny 132/22 kV trafostasjon er ferdigstilt.

Alternativ 3 (som er den dårligste nettløsningen) er, i prinsippet, omtrent identisk som alternativ 2 bortsett fra den lange 22 kV overføringen mellom Suvdøla og Sundsodden. Begge alternativ innebærer etablering av 132/22 kV trafostasjon. Ulempen med alternativ 3 i forhold til alternativ 2 er den lange 22 kV overføringsforbindelsen mellom Suvdøla og Sundsodden. Denne medfører store overføringstap og et elektrisk 22 kV nett som vil bli mer ustabilt enn det nettet vil bli etter alternativ 2.

Det anbefales følgende prosedyre for videre behandling:

1. Samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk analyse for å konstatere at utbygging av kraftverkene er lønnsom. Man vil ha et *"break even"* punkt for når det er bedre å forsterke eksisterende 22 kV nett i forhold til å bygge ny 132/22 kV trafostasjon i Torsbulia. Jo færre kraftverk som realiseres jo dårligere vil en løsning med ny trafostasjon bli.
2. Dersom en ønsker å gå videre med prosjektet, må det klargjøres med Skagerak Nett om det vil påløpe kostnader ved nettförsterkning i SN sitt regionalnett og størrelse på nettariff i dette nettet.
3. Om alternativ 2 går videre med, avgjøre hvem som skal skrive konsesjonssøknad for ny 132/22 kV trafostasjon i Torsbulia.
4. Grov beregning av innmatingstariff for nye kraftverk. Gjelder både i 22 kV nett og 132 kV regionalnett. Dette skal kunne forespeiles utbygger av kraftverk som del av grunnlaget for investeringsbeslutning i tillegg til blant annet størrelsen på anleggsbidrag (avsnitt 13).

Kommentar:

I alternativ 3 er det sett på samfunnsøkonomien i forbindelse med å overføre produksjon fra Drangedal til Nissedal. Det er imidlertid ikke undersøkt samfunnsøkonomiske aspekter ved å overføre produksjon fra øvre Nissedal til Drangedal. Det bør diskuteres mellom aktuelle aktører (DE, VTK, Skagerak Nett etc) om det skal gjennomføres en slik studie før man bestemmer endelig fremtidig nettstruktur i Drangedal (og Nissedal).

13.1 Koordinering av nettutviklingsplaner i Drangedal og Nissedal

Som konsekvens av de mange planene om ny småkraftproduksjon i nordre Nissedal og vestre Drangedal, har det vært skissert planer om ny 132/22 kV trafostasjon både i Nissedal og i Drangedal. Det er gjennomført 2 stk individuelle nettstudier (en for Nissedal og en for Drangedal som er denne rapporten) der ulike nettløsninger som skal ta høyde for ny småkraftproduksjon er utredet.

Det vil ikke være samfunnsmessig eller økonomisk hensiktsmessig å bygge en ny 132/22 kV trafostasjon både i Nissedal og i Drangedal. Skagerak Nett som regionalnettseier vil heller ikke ha 2 stk 132/22 kV trafostasjoner så nære hverandre.

For å kunne finne beste nettløsning for alle kraftverk (i nordre Nissedal og vestre Drangedal) må de to nettstudiene koordineres. På den måten kan man få meislet ut en felles nettløsning som tar høyde for all småkraftproduksjon i området som er akseptabel for netteiere (VTK, DE og SN) og kraftverksutbyggerne.

Det er entydig at man har to produksjonstyngdepunkt, ett i nordre Nissedal og et i vestre Drangedal. Løsningen for å ta mot produksjonen fra disse to produksjonstyngdepunktene vil være å etablere en ny 132 kV trafostasjon et sted mellom Suvdøla og Sundsodden. På bakgrunn av størrelsen på de to produksjonstyngdepunktene vil en ny 132/22 kV trafostasjon ligge noe nærmere Suvdøla enn Sundsodden. For å finne endelig plassering av en slik trafostasjon må det gjennomføres en studie som tar for seg ulike plasseringer av en slik trafostasjon, med kostnader, overføringstap, natur/miljø – påvirkninger etc.