

Aesar, Isak
Renå, Kristian
Thorsvik, Jens
Mortensbakke, Eirik Andreas

Kapasitetsutfordringer i distribusjonsnettet

Capacity challenges in the distribution network

Bacheloroppgave i Elkraft og bærekraftig energi
Veileder: Basanta Raj Pokhrel
Mai 2023

Aesar, Isak
Renå, Kristian
Thorsvik, Jens
Mortensbakke, Eirik Andreas

Kapasitetsutfordringer i distribusjonsnettet

Capacity challenges in the distribution network

Bacheloroppgave i Elkraft og bærekraftig energi
Veileder: Basanta Raj Pokhrel
Mai 2023

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for informasjonsteknologi og elektroteknikk
Institutt for elkraftteknikk



Kunnskap for en bedre verden

Sammendrag

Oppgavetittel: Kapasitetsutfordringer i distribusjonsnettet	
Forfattere: Renå, Kristian Aesar, Isak Thorsvik, Jens Mortensbakke, Eirik Andreas	Prosjekt nummer: E2330 Innleveringsdato: 22.05.2023 Gradering: [X,] Åpen [,] Lukket
Studium:	Elektroingeniør - BIELEKTRO
Studieretning:	Elkraft og bærekraftig energi
Veileder internt: Institutt:	Basanta Raj Pokhrel Institutt for elektrisk energi
Oppdragsgiver: Kontaktperson:	S-nett Ivar Vikan
Sammendrag: <p>Elektrifisering av samfunnet og omfanget av distribuert produksjon har økt betydelig de siste årene. Denne endringen i kraftforbruk og -produksjon byr på utfordringer for nettselskap på distribusjonsnivå.</p> <p>S-nett opplever spenningsvariasjoner i strømmettet de drifter og målet med oppgaven er å skaffe en bedre oversikt over dagens situasjon for å kunne møte fremtidens kapasitetsutfordringer på en best mulig måte.</p> <p>Denne rapporten baserer seg på teori som omhandler 22 kV-nettet og en rekke simuleringer utført i DIGSILENT PowerFactory. Det ble etablert en modell av strømmettet til oppdragsgiveren og ulike driftscenarier ble simulert. For å gjøre dette på en hensiktsmessig måte ble hele nettet delt inn i fire områder, og simulert hver for seg. For hvert område ble det forsøkt tilknyttet nye kraftverk og laster for å se hvordan det eksisterende nettet ble påvirket. Det har blitt drøftet og diskutert rundt resultatene fra hvert område og det er lagt frem forslag til løsninger der hvor det er relevant.</p> <p>I rapporten konkluderes det med at S-nett står ovenfor visse kapasitetsutfordringer med dagens nett. Videre ble det observert at nye tilknytninger i noen tilfeller krever oppgraderinger av nettet.</p>	
Stikkord norsk: Elektrifisering, Kraftnett, Distribusjonsnett, Kapasitetsutfordringer, Spenningskvalitet, Simulering	Stikkord engelsk: Electrification, Power grid, Distribution grid, Capacity challenges, Voltage quality, Simulation

Abstract

Title: Capacity challenges in the distribution network	
Authors: Renå, Kristian Aesar, Isak Thorsvik, Jens Mortensbakke, Eirik Andreas	Project number: E2330 Submission date: 22.05.2023 Grading: [,X,] open [,] closed
Course:	Elektroingeniør - BIELEKTRO
Field:	Elkraft og bærekraftig energi
Intern supervisor:	Basanta Raj Pokhrel
Departement:	Institutt for elektrisk energi
Client:	S-nett
Contact persone:	Ivar Vikan
<p>Abstract:</p> <p>The electrification of society and the scale of distributed generation have significantly increased in recent years. This shift in power consumption- and production presents challenges for distribution network operators.</p> <p>S-nett experiences voltage variations in the distribution network they operate, and the goal of this project is to gain a better understanding of today's situation in order to effectively address future capacity challenges.</p> <p>This report is based on theoretical frameworks related to the 22 kV grid and a series of simulations performed in DIGSILENT PowerFactory. A model of the client's power grid was developed, and various operational scenarios were simulated. To facilitate this process, the entire network was divided into four areas and simulated individually. In addition, new power plants and loads were connected to each area to assess their impact on the existing grid.</p> <p>The results from each area were discussed and analyzed, and relevant solutions were proposed if necessary.</p> <p>In conclusion, the report highlights that S-nett is facing certain capacity challenges with the today's grid. Additionally, it was observed that new connections, in some cases, require upgrades to the grid.</p>	
Keywords norwegian: elektrifisering, kraftnett, distribusjonsnett, kapasitetsutfordringer, spenningskvalitet, simulering	Keywords english: electrification, power grid, distribution grid, capacity challenges, voltage quality, simulation

Forord

Denne bacheloroppgaven er skrevet som avsluttende del av studiet Elektroingeniør -Elkraft og bærekraftig energi ved NTNU i Trondheim. Arbeidet ble påbegynt januar 2023 og avsluttet mai 2023.

Oppgavetittelen er “Kapasitetsutfordringer i distribusjonsnett” og er gitt av nettselskapet S-nett AS. Rapporten beskriver dagens og fremtidens utfordringer knyttet til kapasitet i et 22 kV-nett og forutsetter at leseren har grunnleggende forståelse innen elkraftteknikk.

Denne oppgaven er svært relevant i dagens samfunn med tanke på elektrifisering og økt energibehov i verden. Store deler av rapporten er basert på simulering av distribusjonsnett, og vi har i løpet av våren opparbeidet en god forståelse av kraftnett som system og fått kompetanse på bruk av det digitale simuleringsprogrammet PowerFactory.

Vi ønsker å rette en stor takk til vår veileder Basanta Raj Pokhrel, for god hjelp og bistand gjennom hele prosjektarbeidet, og hans kompetanse på elkraft og programvare for simulering. Vi ønsker også å takke S-nett AS for en spennende bacheloroppgave og muligheten til å dra til Surnadal på befaring av distribusjonsnett. En stor takk rettes også til Ivar Vikan, som har vært til stor hjelp gjennom hele arbeidet, delt nyttig informasjon via e-post og deltatt i konstruktive diskusjoner rundt temaet.

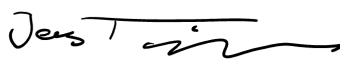
Trondheim, 22 / 05 - 2023



Isak Aesar



Eirik Andreas Mortensbakke



Jens Thorsvik



Kristian Renå

Forkortelser og enheter

MW	Megawatt
kV	Kilovolt
p.u	per unit
MVA	Megavoltampere
REN	Rasjonell Elektrisk Nettvirksomhet
Po	Tomgangstap
Pk	Kortslutningstap
PF	PowerFactor
AC	Alternating Current
IT	Insulated Terra
TN	Terra Neutral

Innhold

Sammendrag	i
Abstract	iii
Forord	v
Forkortelser og enheter	vii
1 Innledning	1
1.1 Bakgrunn	1
1.1.1 Situasjonen i Norge	1
1.1.2 Situasjonen i Surnadal, Rindal og Heim	1
1.2 Oppdragsgiver	2
1.3 Generelle utfordringer med dagens og fremtidens strømnett	3
1.4 Formål og målsettinger	3
1.5 Avgrensninger og rammer	4
1.6 Rapportens oppbygging	4
2 Teori	6
2.1 Inndeling av strømnettet	6
2.2 Kraftproduksjon	8
2.2.1 Vannkraft	8
2.2.2 Solkraft	9
2.2.3 Distribuert produksjon	9
2.3 Komponenter i distribusjonsnettet	10
2.3.1 Transformatorer	10
2.3.2 Trinnkobling	12
2.3.3 Brytere	13
2.3.4 Linjer og kabler	14
2.3.5 Vern	20
2.4 Drift av distribusjonsnettet	21
2.4.1 Nett-topologi	21
2.4.2 Forsyningssikkerhet	22
2.4.3 Tilknytning- og leveringsplikt	23
2.4.4 Leveringspålitelighet	23
2.4.5 Forskrift om leveringskvalitet	23
2.4.6 KILE-kostnader	24
2.5 Lastflyanalyse	24
2.5.1 Newton-Raphson-metoden	25
3 Metodikk	28
3.1 Hjelpemidler	28
3.1.1 PowerFactory	28
3.1.2 iAM Viewer	28
3.1.3 Driftskart	28
3.1.4 Utrekning av linjeparametre	29
3.2 Oppbygging av modellene	29
3.2.1 Navngiving og kryptering av komponenter	30
3.2.2 Forenklinger	31
3.2.3 Lastskalering	32

3.3	Simulering	32
3.3.1	Scenarier	33
3.3.2	Caser	33
3.3.3	Forutsetninger	36
4	Resultater og diskusjon	37
4.1	Hovedmodellen	38
4.1.1	Dagens situasjon, økende lastskalering	38
4.1.2	Diskusjon	39
4.2	Nord	40
4.2.1	Dagens situasjon i norddelen	41
4.2.2	Oppsummering og forslag til løsninger	47
4.2.3	Fremtidige tilknytninger	51
4.3	Midt	55
4.3.1	Dagens situasjon	56
4.3.2	Fremtidige tilknytninger	58
4.3.3	Diskusjon av midt-området	59
4.4	Øst	62
4.4.1	Dagens situasjon	63
4.4.2	Fremtidige tilknytninger	64
4.4.3	Diskusjon av øst-området	69
4.5	Sør	73
4.5.1	Dagens situasjon	73
4.5.2	Diskusjon	74
4.5.3	Fremtidige tilknytninger	74
4.5.4	Diskusjon caser	77
5	Konklusjon og fremtidig arbeid	79
5.1	Konklusjon	79
5.2	Refleksjoner	81
5.3	Veien videre	81
A	Oppgavetekst	I
B	Utregninger	II
C	REN	VI
D	Poster	VII

Figurer

1.1	Konsesjonsområdet til S-nett. Distribusjonsnettets markert med grønn og regionalnettets med blå. Redigert bilde, hentet fra NVE Atlas	2
2.1	Oversikt over strømnettet i Norge [1]	6
2.2	Det norske kraftsystemet [2]	7
2.3	Inntaksdammen til et elvekraftverk i Surnadal ved full produksjon under snøsmelting om våren. Foto: Eirik Andreas Mortensbakke	8
2.4	Konseptskisse av en transformator [3]	11
2.5	Oversikt over forskjellige komponenter i en typisk mastestasjon. Foto: Eirik Andreas Mortensbakke	12
2.6	Enlinjesymbol av en skillebryter	13
2.7	Enlinjesymbol av en lastskillebryter	13
2.8	Enlinjesymbol av en effektbryter	14
2.9	Luftlinjer. T.v. en mast tilhørende transmisjonsnettets, t.h. en fra regionalnettets. Foto: Øyvind Holmstad	14
2.10	Underjordiske høyspentkabler. Hentet fra: Electrical India [4]	14
2.11	Spenningsnivå for ulike isolasjonstyper for høyspentkabler.[5]	15
2.12	Kapazitiv strøm i tid. Strøm ligger 90 °foran spenning	17
2.13	Resistiv strøm i tid	17
2.14	Induktiv strøm i tid. Strøm ligger 90 °bak spenningen	17
2.15	Faseforskyvning av strøm i tid [6]	17
2.16	Gnistgap montert på toppen av en 22 kV høyspentmast [7]	20
2.17	Forenklet skisse av maske- og radialnett. Pilene indikerer at strømmen kan ta to veier frem til lasten i et maskenett, men kun én vei i et radialnett.	21
2.18	Spenningsfall utover i en tenkt radial. Merk at spenningen i tilknytningspunktet ved lastene er under kravet på $\pm 10\%$	24
3.1	Inndeling av områder i konsesjonsområdet til S-nett [8]	30
3.2	Sammenkobling av buss og last i PF. Last N12-1 er satt sammen av flere fordelingstrafoer.	32
3.3	Forklaring av hvilke verdier som vises i PF.	32
4.1	Forklaring av farger brukt i simuleringene	37

4.2	Inndeling av områdene i PF-modellen	38
4.3	Spenning i hovedmodellen ved økende lastskalering	39
4.4	Inndeling av radialer i norddelen - Høylast	40
4.5	Høylast, ingen produksjon - NORD	42
4.6	Høylast - lav produksjon - NORD	43
4.7	Lavlast - høy produksjon - NORD	44
4.8	Radial A, Lavlast - høy produksjon - NORD	45
4.9	5MW ved N6 - Høylast - lav produksjon - NORD	49
4.10	Før og etter 5MW, Høylast - lav produksjon - NORD	49
4.11	Ny transformator (30 MVA), Lavlast-Høy produksjon -NORD	50
4.12	Case 1.1, Høylast - ingen produksjon - NORD	51
4.13	E2 - Høylast, ingen produksjon - NORD	52
4.14	66 kV-forsyning-N1 -NORD	54
4.15	Radialer i midt-området. KT2 og M1 er uthevet for å vise plasseringene	55
4.16	Lavlast - MIDT	56
4.17	Utsnitt fra midt-området ved høylast	57
4.18	Datasenter E4 koblet til buss M11 -MIDT	58
4.19	HP5 og SP1 tilkoblet ved lavlast -MIDT	59
4.20	Nytt normalbrudd ved M8 -MIDT	60
4.21	Inndeling av radialer i øst-området	62
4.22	Dagens nett i en høylastperiode i øst	63
4.23	Case 3.1 i høylast der 10 MW er koblet på starten av Radial 2	65
4.24	Case 3.2 i høylast der 10 MW er koblet inn ved slutten Radial 2	65
4.25	Case 3.2 i høylast der 10 MW er koblet inn ved slutten av Radial 1	66
4.26	Case 3.1 i høylast der 10 MW er koblet inn starten av Radial 1	67
4.27	Case 3.3 i høylast der begge datasentrene er koblet på radial 3	68
4.28	Belastning av linje mellom Ø1 og Ø15 (radial 3) -Øst	70
4.29	Dynamisk simulering av østdelen av nettet over et år	71
4.30	Feilsituasjon der hele radial 2 må legges over til radial 3 -Øst	72
4.31	Dagens nett med lav (5%) last og full produksjon (100%) -SØR	73
4.32	Spenningsnivå ved ulike scenarier i ulike busser ved dagens situasjon -SØR	74

4.33 Høylast (26,6%) og lav produksjon (0%), der nytt datasenter (E5) og elvekraftverk (HP4) er merket med rød rektangel -SØR	75
4.34 Spenningsnivå ved ulike scenarier i ulike busser ved tilkobling av datasenter E5 -SØR	75
4.35 Høyest belastede linje i sør tilkoblet buss S2	76
4.36 Sammenligning av nettet under høylast - lav produksjon, før og etter tilkobling av datasenter E5 -SØR	77
B.1 Verdier hentet fra Tabell 6.3 i REN blad	II
B.2 Verdier hentet fra Tabell 6.3 i REN blad	III
C.1 C	VI

Tabeller

2.1 Eksempel på induktive reaktanser	19
2.2 Eksempel på kapasitive reaktanser	19
2.3 Busstyper. Tabell hentet fra tidligere masteroppgave [9]	25
3.1 Eksisterende kraftverk og datasenter	31
3.2 Planlagte kraftverk og datasenter	34
3.3 Caser	35
4.1 Oversikt over belastningsgraden til de kritiske komponentene i norddelen.	47
4.2 FEAL 70 vs FEAL 95 vs parallelle FEAL 70, (66 kV, lengde: 10km):	53
4.3 Linjebelastninger radial 3 i høylast	70
B.1 Tilnærming av linjerparametre	IV

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

Elektrisitet har fått stadig større betydning i vår hverdag i løpet av de siste 100 årene. Omstilling fra fossile til fornybare energikilder er en av grunnene til at elektrisitet blir viktigere i samfunnet. For å kutte utslipp vil elektrifisering av flere sektorer, som for eksempel transport, industri og boligsektoren, være avgjørende. I tillegg bør det bygges ut ny kraftproduksjon fra fornybare energikilder for å dekke det økende energibehovet i verden. I Europa, er det i dag en mangel på elektrisk energi, som et resultat av begrenset tilgang på gass, økt elektrifisering og en stor andel uregulerbare energikilder som ikke alltid produserer energi [10].

1.1.1 Situasjonen i Norge

I Norge er situasjonen en annen, da vi har stor tilgang på regulerbar kraft. Landet er Europas største produsent av vannkraft, og har halvparten av Europas magasinkapasitet. Omtrent 89 % av all kraftproduksjonen i Norge kommer fra vannkraft og over 75 % av produksjonskapasiteten er regulerbar [11]. Norges ulendte topografi danner grunnlaget for mye av kraftproduksjonen, men det har også gitt store avstander mellom byer og tettsteder. Slike avstander stiller krav til overføringskapasiteten på strømmettet.

Mesteparten av det eksisterende strømmettet i Norge ble bygget ut mellom 1950 og 1990 [12], som vil si at mange komponenter nærmer seg, eller har overgått sin forventede levealder. Økende elektrisk forbruk og høyere effekttopper, som følge av blant annet elbillading og nye datasentre, gir større belastning på komponenter i nettet.

1.1.2 Situasjonen i Surnadal, Rindal og Heim

Surnadal, Rindal og Heim har god tilgang på regulerbar vannkraft på grunn av sin geografiske beliggenhet og naturressurser. I disse kommunene finnes det 13 vannkraftverk, hvor seks av de er magasinkraftverk. Ny distribuert produksjon sammen med nye store laster er med på å endre den tradisjonelle effektflyten og fører til store spenningsvariasjoner og belastninger i strømmettet. Dette gir utfordringer for nettselskapet, som er pålagt å holde spenningen innenfor bestemte verdier.

1.2 Oppdragsgiver

S-Nett AS er et nettselskap som operer på nordvestlandet og er ansvarlig for drift av et distribusjonsnett med spenningsnivå på 22 kV og lavspent. I tillegg har de en 66 kV-linje. Selskapet har områdekonsesjon i kommunene Surnadal, Rindal og Heim. Som det eneste nettselskapet i området har de ansvaret for å tilknytte og forsyne alle kundene med elektrisitet. Kraftnettet deres består av 1348 km med kabler og luftledninger. S-Nett sørger for strømforsyningen til rundt 10 000 innbyggere og strømmen fordeles gjennom 538 nettstasjoner [13].



Figur 1.1: Konsesjonsområdet til S-nett. Distribusjonsnettet markert med grønn og regionalnettet med blå. Redigert bilde, hentet fra NVE Atlas

1.3 Generelle utfordringer med dagens og fremtidens strømnnett

- Elektrifisering fører til økt effektbehov
- Flere datasenter krever store mengder energi
- Distribuert produksjon kan gi overspenning i nettet på grunn av endret effektflyt
- Mange gamle komponenter i nettet må etter hvert byttes ut
- Begrenset økonomi for nettselskapene

1.4 Formål og målsettinger

Målet med denne oppgaven er å skaffe en bedre oversikt over utfordringer knyttet til dagens og fremtidens strømnnett, og foreslå effektive oppgraderingsalternativer.

For å nå målet i dette prosjektet skal følgende punkter gjennomføres:

- Beskrive de generelle utfordringene med dagens og fremtidens strømnnett.
- Etablere en modell av S-nett sitt 66 kV- og 22 kV-strømnnett.
- Gjennomføre en kapasitetsvurdering (forbruk og produksjon) basert på faktiske forbruksdata og simuleringer.
- Avdekke områder med restkapasitet og kapasitetsutfordringer.
- Avdekke områder med stor spenningsvariasjon gjennom året.
- Simulere forskjellige feilsituasjoner for å avdekke områder som har N-1 og områder som har N-0.

1.5 Avgrensninger og rammer

For å begrense omfanget av oppgaven er den utformet med følgende avgrensninger og rammer:

Avgrensninger:

- Det er kun tatt i betraktning høyspentdelen av distribusjonsnett. Det vil si spenninger over 1000 V.
- Simuleringer er basert på yttertilfeller som er antatt å gi de største spenningsvariasjonene
- Det er sett bort i fra det økonomiske aspektet i diskusjon- og forslagsdelen.
- Driftskapasitansen i linjene er ikke tatt med i simuleringene på grunn av lav påvirkning på resultatene.

Rammer:

- Det er gitt en tidsramme på oppgaven på ett semester (01. januar til 22. mai)
- Det er gitt begrensninger på bruk av stedsnavn for å overholde kraftberedskapsforskriften
- Nettmodellen er delt inn i mindre deler for å kunne kjøre simuleringer i PF da studentlisensen er på maks 50 moder.

1.6 Rapportens oppbygging

Rapporten er delt opp i fem kapitler:

Innledning

Presentasjon av bakgrunnen og problemstillingen for rapporten.

Teori

Presentasjon av relevant teori som bygger grunnlag for å forstå arbeidet i rapporten. Dette omfatter gjennomgang av kraftproduksjon, komponenter, lastflytanalyse og drift av distribusjonsnett.

Metode

Beskrivelse av metodene som ble benyttet for bygge opp nettmodellene og utføre simuleringer.

Resultater og diskusjon

Resultatene av simuleringene blir analysert og diskutert. Her blir også ulike løsninger presentert.

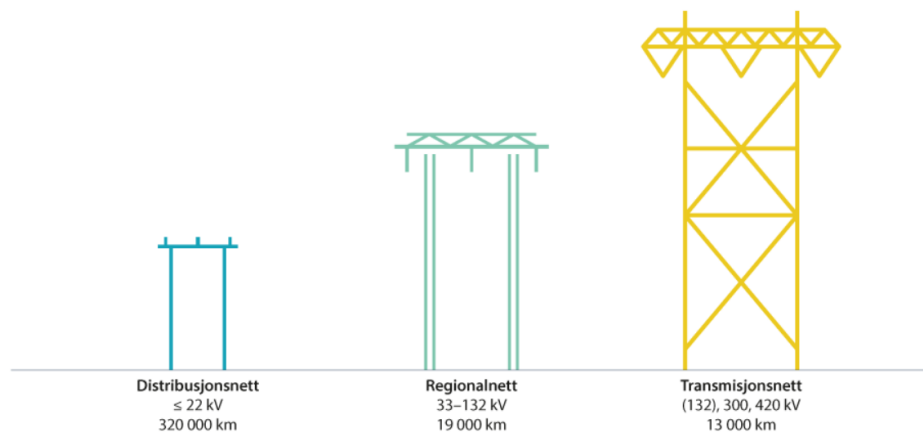
Konklusjon

Oppsummering av innholdet og forslag til videre arbeid.

2 Teori

2.1 Inndeling av strømmettet

Strømmettet overfører elektrisk energi fra produksjon til forbruk. I Norge er strømmettet delt inn i tre forskjellige nivåer, transmisjonsnett, regionalnett og distribusjonsnett. Disse er illustrert i Figur 2.1



Figur 2.1: Oversikt over strømmettet i Norge [1]

Transmisjonsnett

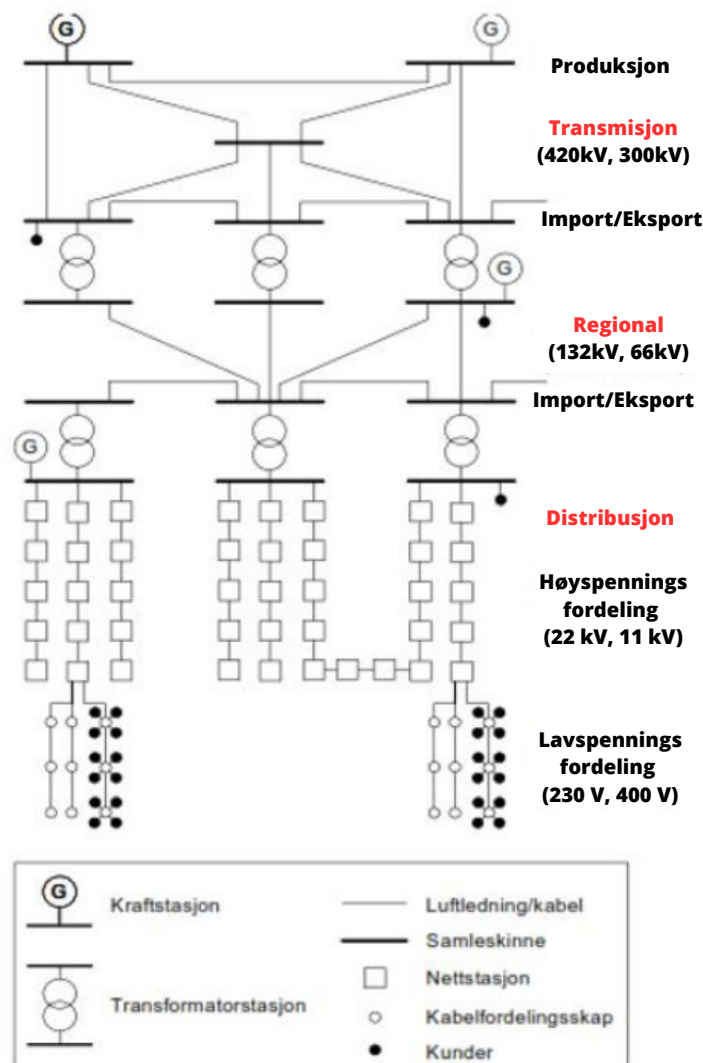
Transmisjonsnett (også kalt for sentralnett) er et landsdekkende kraftnett og er selve hovedveiene for de elektriske føringene. Transmisjonsnett er det nettet med det høyeste spenningsnivået, med systemspenning mellom 300 kV og 420 kV. Dette nettet har høy overføringskapasitet og har to viktige formål: Binde sammen forbrukere og produsenter fra hele landet, og knytte Norge med utlandet for import og eksport av kraft [14]. I Norge utgjør transmisjonsnett en total lengde på om lag 13 000 km. Nettet eies og driftes av Statnett [15].

Regionalnett

Regionalnett er nivået som befinner seg mellom transmisjonsnett og distribusjonsnett. Nett har et spenningsnivå på mellom 66 kV og 132 kV, og er på ca 19 000 km. Hovedoppgaven til regionalnett er å binde sammen transmisjonsnett med de lokale kraftnettene. Nett eies og driftes av de lokale nettselskapene [16].

Distribusjonsnett

Distribusjonsnett er det strømmettet med lavest spenningsnivå i Norge. Dette nettet innehar spenninger mellom 230 V og 22 kV og kan deles inn i høyspent- og lavspent distribusjonsnett. Høyspent distribusjonsnett driftes for det meste på enten 22 kV eller 11 kV og distribuerer energien fra regionalnettet til sluttbrukeren på lavspentsiden. Lavspent distribusjonsnett består av spenninger under 1 kV, normalt på 230-400V for forbruk til husstander og næringer. Distribusjonsnett er driftes av det nettselskapet som har konsesjon for det geografiske området og er det nettet som omhandles i denne rapporten. Figur 2.2 viser en oversikt for det norske kraftsystemet og hvordan elektrisk energi overføres fra produksjon til kunden.



Figur 2.2: Det norske kraftsystemet [2]

2.2 Kraftproduksjon

Dette delkapittelet tar for seg vannkraft og solkraft, som er de to utbredte formene for kraftproduksjon innenfor området som S-nett drifter.

2.2.1 Vannkraft

Elvekraftverk

Elvekraftverk er en type vannkraftverk som har begrenset eller ingen oppdemningskapasitet og som hele tiden er avhengig av vannføringen i elva for å produsere strøm. I større elvekraftverk er generatorene ofte plassert på, eller rett under inntakسدemningen og fallhøyden blir derfor liten [17]. I mindre elvekraftverk er det vanlig med større falløyde for å oppnå høyere trykk. Tilsiget i vassdrag varierer naturlig med vær og sesong, og er gjerne lavest om vinteren på grunn av lite nedbør, og fordi mye av nedbøren kommer som snø [15]. Mange mindre elvekraftverk driftes derfor ikke i vinterhalvåret.



Figur 2.3: Inntaksdammen til et elvekraftverk i Surnadal ved full produksjon under snøsmelting om våren. Foto: Eirik Andreas Mortensbakke

Magasinkraftverk

I magasinkraftverk lagres vannet i magasiner og kan slippes ut gjennom turbinene ved behov. Magasinkraftverk kan være dimensjonert for å lagre vannet fra døgn til døgn, uke til uke eller år til år, avhengig av størrelsen på vannmagasinet og tilsiget i vassdraget. Sesongbaserte magasiner fylles vanligvis opp i sommerhalvåret når det er lite etterspørsel etter energi og tappes ned om vinteren når etterspørselen er stor [11]. I motsetning til elvekraftverk har magasinkraftverk ofte stor fallhøyde fra inntaksdammen og ned til kraftverket. Det gjør at det kan produseres samme mengde elektrisitet som i et elvekraftverk, men med mindre vannmengde.

2.2.2 Solkraft

Solkraft er en uregulerbar energikilde og er ifølge Statkraft den kilden til energi i verden som vokser raskest [18]. Solenergi kan utnyttes ved hjelp av for eksempel solceller eller solfangere. Solceller kan monteres på fasader av hus og næringsbygg, og på den måten unngår man å ta opp store naturarealer til kraftproduksjon. Behovet for overføring av elektrisitet reduseres også, siden kraften kan brukes samme sted som den produseres. En ulempe med solcellepaneler er at de produserer mindre energi om vinteren, når effektbehovet typisk er størst. En studie fra SINTEF viser at den innstrålte solenergien i Norge gjennom et døgn om vinteren kan være 90% lavere enn om sommeren [19, 20].

2.2.3 Distribuert produksjon

Distribuert produksjon viser ikke til en bestemt kraftkilde, men at produksjonen skjer i mindre skala og at den er spredt utover et område. Motstykket til distribuert produksjon er sentralisert produksjon, som er større kraftverk som produserer til transmisjon- eller regionalnettet. Tradisjonelt flyter kraften i enveisretning fra et høyere nettnivå og ned til distribusjonsnettet og sluttkunden, men innførsel av flere småkraftverk og plusskunder i distribusjonsnettet har ført til at strømretningen nå kan gå to veier [21]. Når produksjonen på en radial overgår forbruket reverseres strømretningen og dermed også spenningsfallet (se avsnitt om spenningsfall, 2.3.4). Dette fører til at spenningen på radialen stiger.

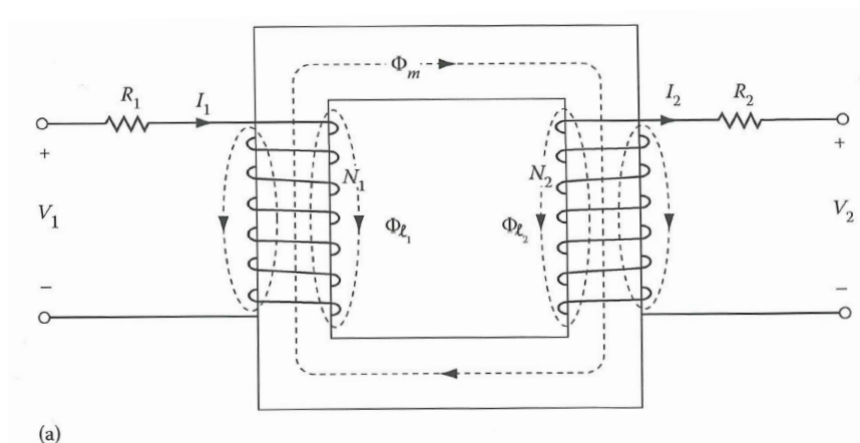
2.3 Komponenter i distribusjonsnett

2.3.1 Transformatorer

En transformator er en av de mest sentrale komponentene i et kraftnett. Komponenten transformerer spenning opp eller ned og fungerer som et knutepunkt mellom de forskjellige spenningsnivåene i nettet. Transformatorene er en magnetisk sammenkobling og bygger på induksjonsprinsippet, der forholdet mellom primær- og sekundærviklingene bestemmer transformeringen av strøm og spenning. Magnetisk sammenkobling betyr at magnetfeltet fra kobberviklingene på primærsiden induserer spenning i viklingene på sekundærsiden. Dette er illustrert i Figur 2.4. For at kobberviklingene ikke skal kortslutte mot hverandre eller mot jernkjernen er de elektrisk isolert fra hverandre med papir. I tillegg er de fleste transformatorene fylt med olje for ytterligere isolasjon, beskyttelse av papirisolasjonen og for kjøling.

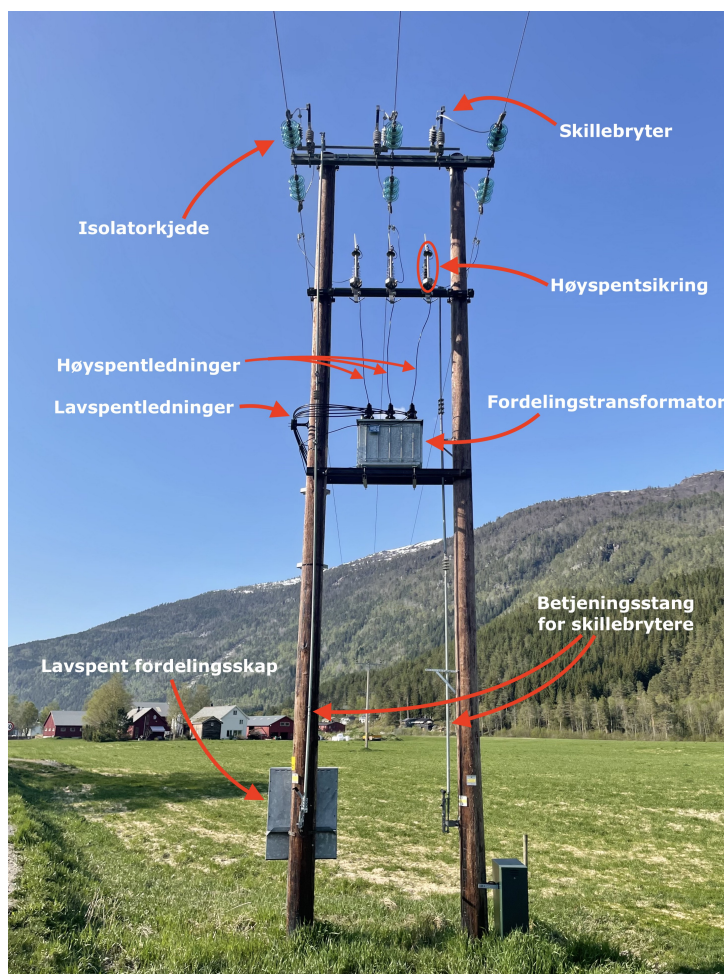
En transformator under drift kan ha en virkningsgrad på tett opp mot 100%. De tapene som oppstår er kobbertap, lekkfluks og magnetiseringstap. Kobbertap er de ohmske tapene som oppstår i kobberviklingene og avhenger av tverrsnittet på viklingene og strømmen som går gjennom dem. Magnetiseringstapet kalles også for kjernetap og er en sammensetning av hysterestetap og virvelstrømstap, som kan kjennes igjen som lyden fra en transformator i drift. Lekkfluks er tap som kommer av at ikke all fluksen går gjennom jernkjernen og til sekundærviklingen. Lekkfluks er tap som fører til varmetvikling.

Når en ser på transformatorene i sammenheng med kraftnett, er det mer hensiktsmessig å dele inn transformertapene litt annerledes. Det skilles mellom tomgangstap og kortslutningstap. Tomgangstapet (P_0) er konstant så lenge transformatoren er spenningsatt og består av magnetiseringstapet i kjernen. Kortslutningstapet (P_k) er lastavhengig og består av kobbertapet og lekkfluksen. [3]



Figur 2.4: Konseptskisse av en transformator [3]

Typiske transformatorer som finnes i et distribusjonsnett er fordelingstransformatorer (se Figur 2.5), måletransformatorer og krafttransformatorer. En krafttransformator er en kritisk komponent i kraftnettet, og blir vernet ekstra godt. Dette er fordi alle avganger tilknyttet krafttransformatoren mister strømmen ved et eventuelt utfall. På en transformatorstasjon finnes det vern i form av effektbrytere på primær og sekundær side, samt overvåking av selve krafttransformatoren. Lengre ut i nettet finnes det flere fordelingstransformatorer som transformerer høyspent til lavspent. Disse komponentene er mindre og er ikke like godt beskyttet som de store krafttransformatorene. Dette er fordi en fordelingstransformator er lettere å bytte ut, berører færre kunder ved utfall og det er mange flere av dem enn krafttransformatorer. Måletransformatorer er som oftest å finne på transformatorstasjoner og transformerer ned strømmer og spenninger til nivåer som er målbare.



Figur 2.5: Oversikt over forskjellige komponenter i en typisk mastestasjon. Foto: Eirik Andreas Mortensbakke

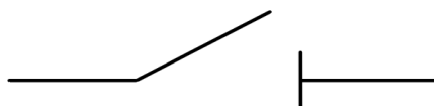
2.3.2 Trinnkobling

En transformator har i de fleste tilfeller mulighet til å trinnes opp eller ned. Trinnkobling er en justering av vinkligningsforholdet mellom primær- og sekundærsiden av transformatoren. Ved spenningsvariasjoner i nettet vil vinkligningsforholdet på transformatoren endres for å kunne holde en mest mulig stabil sekundærspenning. Trinnkoblingen skjer enten automatisk eller manuelt, der krafttransformatorer for det meste har automatisk trinning. Fordelingstransformatorer må stort sett trinnes manuelt og dette gjøres typisk mellom høy- og lavlastsesongene, ca. 2 ganger årlig. Sett fra et systemperspektiv er trinnkobling viktig for å kunne opprettholde den riktige spenningen for de respektive spenningsnivåene. Transformatorer har et bestemt settpunkt som trinnkobleren justerer seg etter. I perioder med høylast er det vanlig å øke settpunktet på transformatoren for å kompensere for spenningsfallet som oppstår i nettet slik at spenningskvaliteten ut i radialene ikke blir for lav. [22]

2.3.3 Brytere

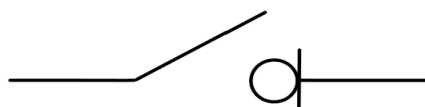
For å kunne verne eller koble inn og ut forskjellige komponenter i kraftnettet brukes det høyspentbrytere. Brytere brukes til å dele opp nettet til radiell drift, bryte strømmer ved normal drift og feilsituasjoner og gjeninnkoble nettet etter utfall. I distribusjonsnettet brukes de tre brytertypene som er forklart under.

Den enkleste bryteren er skillebryteren. Dette er en bryter som kun skal lage et synlig skille i nettet og er ikke laget for å bryte strømmer; altså, nettet må kobles ut før skillebryteren betjenes.



Figur 2.6: Enlinjesymbol av en skillebryter

En mer vanlig variant er lastbryteren. Denne bryteren skal kunne koble inn og ut nettet ved normal last. I noen tilfeller er lastbryteren bygget for å kunne gi et synlig skille i tillegg til å ha bryterfunksjonen og kalles da for en lastskillebryter. Dette er brytere som både kan være fjernstyrt og betjenes manuelt. skillebrytere og lastskillebrytere er mange steder brukt for å lage normalbrudd rundt om i nettet. Med normalbrudd menes det brudd i det tilsynelatende kraftnettet som definerer hvordan nettet driftes. Dette forklares mer i avsnitt nett-topologi 2.4.1.



Figur 2.7: Enlinjesymbol av en lastskillebryter

Effektbryter er brytere som skal kunne bryte alle typer strømmer og er ofte brukt som vern på transformatorstasjoner og koblingsstasjoner, samt i starten av en avgang. I radialnett med lange radialer er det i tillegg hensiktsmessig å plassere effektbrytere lengre ut i nettet for å begrense omfanget ved et eventuelt utfall. For å begrense avbruddstiden ved forbigående feil (dvs. feil som ikke er varige) kan effektbrytere være utstyrt med gjeninnkobling på et par sekunder. Hvis feilen er stående vil en gjeninnkobler prøve å legge inn radialen 1-3 ganger før den lar avbruddet bli værende [23, 24].



Figur 2.8: Enlinjesymbol av en effektbryter

2.3.4 Linjer og kabler

Linjer og kabler, som vist i Figur 2.9 og 2.10, brukes til overføring av elektrisk energi. Ved høyspentlinjer henger faselederne adskilt fra hverandre over bakken og lufta fungerer som isolasjonsmedium. Høyspentkabler ligger nedgravd i bakken og må derfor isoleres for å unngå overslag mot jord, og i mellom fasene.



Figur 2.9: Luftlinjer. T.v. en mast tilhørende transmisjonsnettet, t.h. en fra regionalnettet. Foto: Øyvind Holmstad



Figur 2.10: Underjordiske høyspentkabler. Hentet fra: Electrical India [4]

Det stilles høye krav til isolasjonsmediene som brukes i høyspentkabler, fordi urenheter i materialet kan svekke holdfastheten og føre til overslag [25, 26]. Forskjellige kabler blir produsert for ulike spenningsnivåer. For høyere spenningsnivåer kreves tykkere isolasjon. Figur 2.11 viser hvilke isolasjonsmedier som vanligvis brukes til de forskjellige spenningsnivåene.

	1 kV	7,2	12	24	36	52	72	145	300	420	525kV
PVC											
EPR											
Masse											
PEX											
Olje											

Figur 2.11: Spenningsnivå for ulike isolasjonstyper for høyspentkabler.[5]

De vanligste ledermaterialene i kabler og linjer er kobber (Cu) og aluminium (Al). Valget mellom materialene avhenger av forskjellige faktorer som vekt, pris, bøyeradius, tverrsnitt og krav til overføringsevne [27].

Kobber som ledermateriale:

- God ledningsevne.
- Motstandsdyktig mot korrosjon.
- Lett å bøye, og derfor enkel å bearbeide.

Aluminium som ledermateriale:

- Dårligere ledningsevne enn kobber.
- Forholdsvis motstandsdyktig mot korrosjon.
- Utsatt for siging ved mekanisk belastning.
- Lavt smeltepunkt.
- Stor termisk utvidelseskoeffisient.
- Rimeligere enn kobber.
- Lavere vekt enn kobber.

Både linjer og kabler er oppgitt med en maksimal strømføringsevne. Dette er den høyeste strømmen lederen kan føre over en viss tid uten at den overopphetes. Grensa er satt for å motvirke forringelse av isolasjonsmediet eller for å unngå termisk utvidelse. Dersom en luftlinje

utvider seg for mye, kan den sige så mye ned at minimumsavstanden til bakken ikke opprettholdes [28].

Belastningsgraden til en kabel eller linje beregnes ved å sammenligne strømmen som går gjennom den, med strømføringsevnen. Når strømmen er høy, vil spenningsfallet øke og det vil oppstå mer effekttap i ledningsnett.

I distribusjonsnett brukes en rekke forskjellige linje- og kabeltyper. Den mest utbredte typen er FEAL-linje. Forkortelsen “FE” står for jern, “Al” står for aluminium. Tallet bak FEAL, som for eksempel FEAL 50, indikerer lederens tverrsnitt i mm². Tallet 50 er ikke det faktiske tverrsnittet, men viser til tverrsnittet til en ren kobberkvivalent.

Linje vs kabel

På distribusjonsnivå blir det ved nye utbygginger ofte prioritert kabling fremfor å bygge luftlinjer på grunn av utbyggingskostnadene i tillegg til at man får nyttevirkninger som mindre naturinngrep og mindre påvirkning på fugl- og dyrelivet [29].

Frem til nå har luftlinjer vært mest utbredt på distribusjonsnivå i Norge. Ved valg av luftlinjer kan man tillate seg å gå ned i tverrsnitt fordi lufta bidrar til kjøling av linja. Det er også enklere å oppgradere linja i etterkant dersom energietterspørselen øker. En kabel blir ofte overdimensjonert på grunn av dårligere termisk ledningsevne i jorda, og fordi oppgradering på et senere tidspunkt krever oppgraving av kabelen [29].

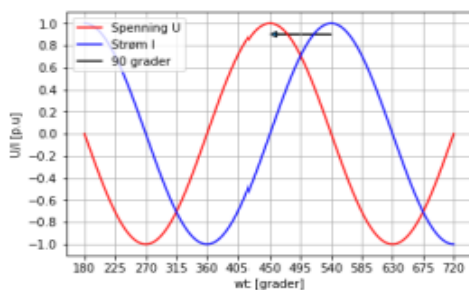
Feil på linjer forekommer hyppigere enn på kabler fordi de er mer eksponert for ytre påvirkninger. Slike feil kan oppstå som følge av for eksempel lynnedslag, sterk vind eller trefall på linja. Det kan også forekomme feil på kabler, og de vanligste årsakene er i forbindelse med graving, aldring av kabel, produksjonsfeil eller montasjefeil. En mulig konsekvens av en kabel som har fått skade på ytterkappen er vanntrevekst i isolasjonen, som til slutt kan medføre overslag mot jord [26]. Til tross for hyppigere feil på linjer viser det seg at linjer har omtrent dobbelt så lang levetid som kabler [29].

Ved feil vil nedetiden på linje være betydelig kortere enn på kabel. Feil på luftlinje er gjerne lettere å finne og reparere, sammenlignet med en kabel som krever graving og en mer omfattende jobb for å lokalisere feilen.

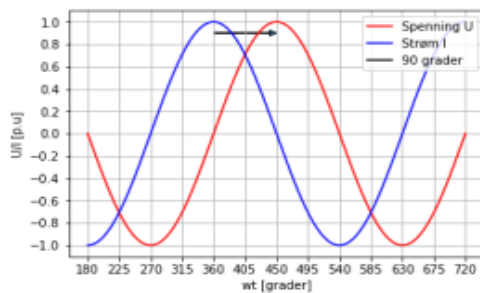
Aktive og reaktive tap

Strøm og spenning i en AC-krets kan illustreres som to sinusbølger som vist på Figur 2.15, der fasevinkelen til strømmen bestemmer om kretsen er induktiv eller kapazitiv. I en rent induktiv krets ligger strømmen 90° bak spenningen, mens i en rent kapazitiv krets blir strømmen liggende 90° foran spenningen.

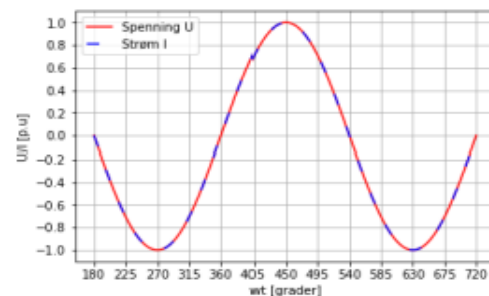
Hvis strømmen og spenningen er i perfekt fase betyr det at kretsen er rent resistiv. Dette er imidlertid ikke mulig i et høyspenningssystem med tanke på de induktive og kapasitive virkningene som oppstår i en høyspentleder og i de forskjellige komponentene i nettet. I virkeligheten vil fasevinkelen være et sted mellom $\pm 90^\circ$.



Figur 2.12: Kapasitiv strøm i tid. Strøm ligger 90° foran spenning



Figur 2.14: Induktiv strøm i tid. Strøm ligger 90° bak spenningen



Figur 2.13: Resistiv strøm i tid

Figur 2.15: Faseforskyvning av strøm i tid [6]

I høyspentledere er det 3 typer tap det skilles mellom, resistive, kapasitive og induktive tap. Det resistive tapet kommer av den elektriske motstanden i lederen og avhenger av tverrsnitt, ledemateriale og strømstyrke. Kapasitive og induktive tap har samlebetegnelsen reaktive tap og kommer av påtrykt vekselspenning. Induktive tap oppstår når det går vekslende strøm i en leder. Her er strømstyrke og avstand mellom lederne avgjørende. Kapasitive tap kommer av at det elektriske feltet som oppstår i en leder når den påtrykkes vekselspenning trekker på ladninger

i nærliggende ledere. Kapasitive tap avhenger av spenningen og avstand til andre ledere samt avstand mellom leder og jord. [26]

Spenningsfall

Spenningsfall er den reduksjonen i spenning som oppstår når det går strøm gjennom en elektrisk leder. Impedansen i en ledning kan presenteres som en rekke med serieimpedanser hvor hver impedans har et spenningsfall over seg. Spenningsfallet kan regnes ut ved hjelp av Ohms lov, som sier at spenningen (U) er gitt som strømmen (I), ganger impedansen (Z) i lederen [30], som indikerer at spenningsfallet øker jo mer lederen belastes.

Reaktiv effekt

I høyspenningssystemer vil det alltid være en viss mengde reaktiv effekt. På grunn av vekslende strøm og spenning vil det som nevnt oppstå induktive og kapasitive virkninger i komponentene i nettet, som kan sees på som spole- og kondensatorvirkninger. Med dette menes det en komponents evne til å faseforskyve enten strømmen eller spenningen. Energien som lagres i disse spole- og kondensatorvirkningene utgjør den reaktive effekten. Dette er effekt som ikke kan brukes til å utføre arbeid, men som likevel er viktig for å opprettholde spenningen i systemet.

De fleste laster i høyspenningsnettet er induktive, som vil si at de trekker reaktiv effekt. Hvis det forbrukes mer reaktiv effekt enn det produseres vil det øke spenningsfallet i nettet. For å produsere reaktiv effekt vil en synkrongenerator bli overmagnetisert, noe som gir den en induktiv fasevinkel. Sett fra nettet vil generatoren være kapasitiv og levere reaktiv effekt inn på nettet. Også langs overføringsmediet vil lederens kapasitanser bli “fra nettet sin side”, sett på som kapasitive, og dermed levere reaktiv effekt. Driftskapasitansen blir normalt neglisjert på distribusjonsnivå fordi den er så liten sammenlignet med resistansen og induktansen på linjene. I regionalnettet og transmisjonsnettet må driftskapasitansen tas hensyn til på grunn av høyere spenning og lengre linjer.

Ulempen med å produsere reaktiv effekt ved innmatingspunktet er at reaktiv effekt vil transporteres frem og tilbake på linja/kabelen, noe som også skaper spenningsfall. For å unngå dette er det vanlig å foreta fasekompensering så nær bruksområdet som mulig. Dette kan gjøres ved bruk av kondensatorbatterier eller reaktorer. En annen ulempe med å produsere all reaktiv effekt ved innmatingspunktet er at hvis store laster faller ut vil det bli overskudd av reaktiv effekt og spenningen kan ende opp med å være høyere i endepunktet enn ved innmatingspunktet. [26]

Tabell 2.1: Eksempel på induktive reaktanser

Forbruk av reaktiv effekt skjer i systemets induktive reaktanser
<ul style="list-style-type: none">- Transformatorer er induktive reaktanser og trekker reaktiv effekt- En undermagnetisert generator har kapasitiv fasevinkel, men er induktiv sett fra nettet- Reaktorer (spoler) er induktive reaktanser og brukes til induktiv fasekompensering

Tabell 2.2: Eksempel på kapasitive reaktanser

Produksjon av reaktiv effekt skjer i systemets kapasitive reaktanser
<ul style="list-style-type: none">- En overmagnetisert generator har induktiv fasevinkel, men er kapasitiv sett fra nettet- Lange linjer og kabler er kapasitive sett fra nettet og vil "produsere" reaktiv effekt- Et kondensatorbatteri er en kapasitiv reaktans og brukes til kapasitiv fasekompensering

2.3.5 Vern

I et isolert nett er de vanligste formene for overspenning enten lyn-, koblings- eller temporære overspenninger. Lynoverspenninger er de mest voldsomme overspenningene og går utover isolatorkjedene eller komponentene langs linja hvis ikke det monteres inn overspenningsvern.

Den enkleste formen for overspenningsvern er gnistgap på høyspentmasten. Gnistgapet er to elektroder mellom fase og jord som har til hensikt å lage overslag når det påtrykkes alt for store spenninger i faselederen. Figur 2.16 viser typisk design av gnistgap på en høyspentmast.

Et gnistgap vil avlede noe av spenningen, men i tilfelle lynnedslag vil det ikke alltid være tilstrekkelig, og ekstra vern i form av avledere kan være nødvendig. Dette er halvledermaterialer som er isolerende ved merkespenning, men som får veldig lav motstand ved overspenninger. Det er vanlig å plassere avledere i nærheten av gnistgap rett før kritiske komponenter som for eksempel fordelingstransformatorer eller i overgangen mellom linje og kabel. [31] [32]



Figur 2.16: Gnistgap montert på toppen av en 22 kV høyspentmast [7]

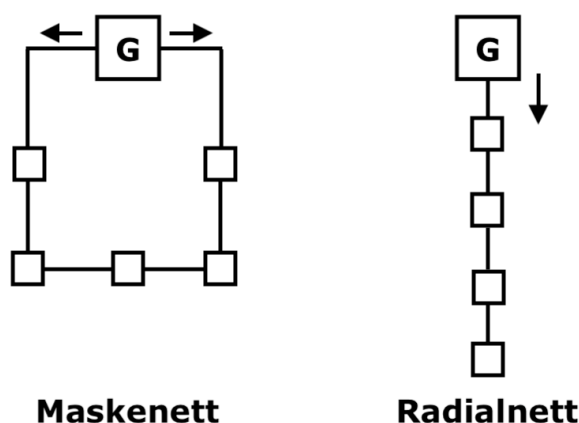
2.4 Drift av distribusjonsnett

2.4.1 Nett-topologi

Det finnes flere måter å drifte et distribusjonsnett på. De vanligste måtene er radiell drift eller maskedrift, men det finnes også andre typer som stjernetforming, øydrift og kombinasjoner av radiell- og maskedrift.

Radialnett

I radialnett flyter strømmen kun i én retning – fra produsent til forbruker – og man kan derfor snakke om oppstrøms og nedstrøms i forhold til et punkt. Se Figur 2.17. Radialnett har ingen sløyfer eller parallelle linjer som gjør at strømmen kan ta flere retninger. Ved utbygging har radialnett den økonomiske fordel at ledertverrsnittet kan reduseres mot enden av radialen, fordi det blir færre laster igjen som skal forsynes [33]. Det nødvendige ledertverrsnittet kan enkelt beregnes ved å summere forventet effektbehov fra alle lastene utover på radialen og trekke fra behovet til de lastene som passerer. En viktig karakteristikk for radialnett er at dersom det oppstår en feil på nettet vil alle punkter nedstrøms feilen falle ut. Radialnett er enkle å drifte og planlegge, og gir mindre feilstrømmer enn maskenett [34]. Ulempen er at man ikke får den samme redundansen som ved maskenett. Ved innførsel av mer distribuert produksjon vil ikke regelen om at strømmen alltid går i én retning lenger gjelde.



Figur 2.17: Forenklet skisse av maske- og radialnett. Pilene indikerer at strømmen kan ta to veier frem til lasten i et maskenett, men kun én vei i et radialnett.

Maskenett

I et maskenett (eller ringnett) er lastene forsynt fra to (eller flere) sider som i en ring, og lastflyten kan fordele seg på begge sider av ringen som vist i Figur 2.17. Lederne i et maskenett må dimensjoneres større enn i et radialnett slik at de kan ta over lastflyten ved feil i nettet, uansett hvor i ringen feilen skulle oppstå [33]. Siden effektflyten kan komme fra flere retninger er redundansen større i et maskenett, men det gjør det også vanskeligere å koordinere vernene for selektivitet ettersom det ikke er noen klar “oppstrøms”- og “nedstrøms”- side i nettet [35]. I Norge er det vanlig, spesielt i byområder, å bygge ut distribusjonsnettet som et maskenett, men å drifte det som et radialnett [36]. Dette gir fleksibilitet og muligheter til omkobling ved feil eller endringer i lasten, samtidig som driften forenkles i vanlige situasjoner.

Normalbrudd

Normalbrudd er et begrep som i denne rapporten blir brukt om steder i nettet der bryterne vanligvis er åpne. Det resulterer i at to sammenhengende deler av nettet er elektrisk adskilt fra hverandre. Normalbrudd har en innvirkning på nett-topologien og de legges gjerne på strategiske plasser for å kunne drifte et utbygd maskenett som et radialnett. Ved planlagt vedlikehold eller feil, kan normalbruddene endres for å forsyne laster fra en annen radial inntil feilen er utbedret.

2.4.2 Forsyningssikkerhet

Av hensyn til forsyningssikkerhet planlegges utbygginger av strømmettet ut fra at feil på en komponent normalt sett ikke skal gi avbrudd for strømkundene. For å sikre en stabil strømforsyning, legger det norske kraftsystemet vekt på å oppfylle det såkalte N-1-kriteriet. Dette kriteriet representerer en redundant kraftforsyning og innebærer at kraftsystemet skal være i stand til å opprettholde normal forsyning, selv i tilfellet av en feil på en enkelt komponent, enten i nettverket eller i produksjonsanlegget [37]. Et N-0-system derimot, er ikke redundant. I et N-0-system vil kraftforsyningen bli avbrutt ved første komponent som faller ut, og det reduserer dermed påliteligheten.

2.4.3 Tilknytning- og leveringsplikt

Nettselskaper har innenfor et visst område en monopolstilling og dermed plikt til å tilknytte og forsyne alle kunder med elektrisitet. Nettselskapet har ingen investeringsplikt og kan derfor kreve at nye kunder betaler for utbygging av ny linje dersom tilknytningen ikke er driftsmessig forsvarlig. Hvis den nye kunden ikke ønsker å betale anleggsbidrag må det inngås en gjensidig avtale om tilknytning med vilkår. Vilkåret kan være at kunden kan fullt eller delvis kobles ut hvis dette er nødvendig [38]. Nettselskapet kan foreslå å koble til kunden på steder i nettet der det er ledig kapasitet.

2.4.4 Leveringspålitelighet

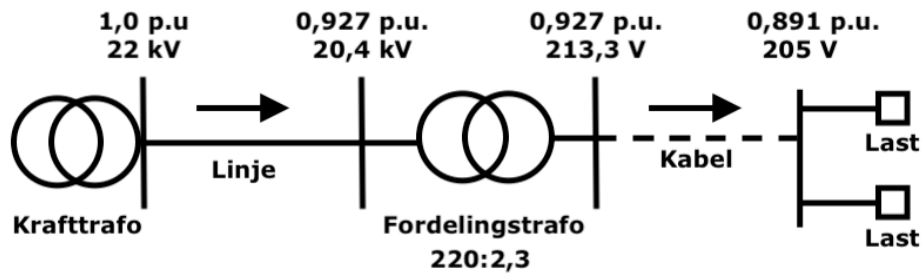
Leveringspålitelighet refererer til tilgjengeligheten av elektrisk energi, og kan måles ved å se på hyppigheten og varigheten av avbrudd. RME, “Reguleringsmyndigheten for energi” har valgt å ikke fastsette konkrete krav til maksimalt tillatte antall avbrudd eller varighet, men det finnes forskriftsbestemmelser som regulerer leveringskvaliteten i kraftsystemet i Norge.

2.4.5 Forskrift om leveringskvalitet

Formålet med bestemmelsen av leveringskvalitet er å forhindre skade på elektrisk utstyr som følge av for høy eller for lav spenning. For å oppnå dette, sier bestemmelsen at spenningen i tilknytningspunktet til kundene ikke skal avvike for mye fra det avtalte spenningsnivået. [39]

I Norge er det vanligste avtalte spenningsnivået i lavspenningsnettet enten 230 V (IT-nett) eller 400 V (TN-nett). Nettselskapet har ansvaret for å sikre at langsomme variasjoner i spenningens verdi, målt som gjennomsnitt over et minutt, ligger innenfor et intervall på $\pm 10\%$ av nominell spenning i tilknytningspunktet til kunden [40]. For eksempel, i et nett med nominell spenning på 230 V, må spenningen ligge mellom 207-253 V. Elektriske apparater som kobles til 230 V-nettet, er vanligvis testet for å tåle spenninger innenfor dette området.

I distribusjonsnett med lange og tungt belastede radialer kan spenningsfall være en alvorlig utfordring for nettselskapet. Ved mye spenningsfall kan marginen på $\pm 10\%$ være brukt opp allerede på høyspentsiden av fordelingstransformatoren. Med spenningsfall også på lavspentsiden, vil spenningen frem til kunden falle under kravet. En illustrasjon av dette kan studeres nærmere på Figur 2.18



Figur 2.18: Spenningsfall utover i en tenkt radial. Merk at spenningen i tilknytningspunktet ved lastene er under kravet på $\pm 10\%$.

2.4.6 KILE-kostnader

KILE står for “Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi” og er en form for økonomisk straff nettselskapene får ved avbrudd for kunder. Hensikten med KILE-ordningen er å motivere nettselskapene til å bygge og drive nettet på en måte som maksimerer leveringspåliteligheten på en samfunnsøkonomisk optimal måte. KILE-elementet representerer kundenes kostnader ved avbrudd. Ordningen innebærer at nettselskapene tar hensyn til kundenes avbruddskostnader når de tar beslutninger om driften av nettet. Incentivene i KILE-ordningen gis i form av en reduksjon i nettselskapenes inntekter, som betyr at selskapenes overskudd reduseres når det oppstår avbrudd [41].

2.5 Lastflyanalyse

En lastflyanalyse kan brukes til planlegging og ved drift av kraftsystemer. Formålet med analysen er å forstå hvordan strømmen flyter gjennom nettverket når det er i normal, stabil (steady-state) tilstand. Ved å bruke matematiske metoder kan spenninger og strømmer på forskjellige punkter i nettverket regnes ut, og dermed avdekke eventuelle flaskehalsar eller problemer som kan oppstå.

For å utføre en lastflytanalyse undersøkes forholdet mellom fire faktorer; spenning, spenningsvinkel, aktiv effekt og reaktiv effekt i alle nodene i et elektrisk kraftsystem. En node er et punkt i kraftsystemet hvor to eller flere elektriske komponenter er koblet sammen. Det finnes forskjellige typer noder, og avhengig av nodetype vil to av parameterne være kjente og to vil være ukjente.

De ulike bussene som brukes er generator-, last- og slackbuss. Slackbuss er referansenoden for alle andre noder i systemet, og har en fastsatt spenning og vinkel. Vanligvis er disse satt til 1,0 p.u og 0° . Slackbussen brukes til å balansere systemet ved å regulere spenningen på de andre nodene. Tabell 2.3 viser hvilke parametere som er kjent og ukjent for forskjellige typer noder i lastflytanalysen: [42]

*Tabell 2.3: Busstyper.
Tabell hentet fra tidligere masteroppgave [9]*

Busstype	Kjent	Ukjent
Generator (PV)	P, $ V $	Q, θ
Last (PQ)	P, Q	$ V $, θ
Slack	$ V $, θ	P, Q

Det finnes flere metoder for å beregne lastflyten i et kraftnett, der Gauss-Seidel-, Newton-Raphson- og Fast Decoupled-metoden er blant de mest brukte metodene [43]. I programvaren PowerFactory er Newton-Raphson-metoden brukt.

2.5.1 Newton-Raphson-metoden

Newton-Raphson-metoden gir en rask og nøyaktig løsning av kraftflytligningene. For å implementere denne metoden i en kraftsystemsimulator, som for eksempel PF, trenger man å formulere de grunnleggende ligningene for kraftflyten.

Lastflytligningene kan uttrykkes matematisk ved hjelp av ligningene nedenfor. Fremgangsmåten ved Newton-Raphson metoden er hentet fra disse kildene [44], [42], [9]

For å finne de ukjente verdiene er det vanlig å tilnærme spenningene ved å løse ligningene som inneholder kjente verdier for P og Q .

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i||V_j||Y_{ij}| \cos \theta_{ij} - \delta_i + \delta_j \quad (2.1)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n |V_i||V_j||Y_{ij}| \sin \theta_{ij} - \delta_i + \delta_j \quad (2.2)$$

hvor:

- P_i og Q_i = er henholdsvis den aktive og reaktive effekten ved buss i i et kraftnett.
- V_i og V_j = er henholdsvis spenningene ved buss i og j .
- Y_{ij} = admittansen mellom buss i og j .
- θ_{ij} = er den relative fasevinkelen mellom spenningene ved buss i og j .
- δ_i og δ_j = er henholdsvis fasene i radianer til spenningene ved buss i og j .

For å løse disse ligningene trenger man å beregne Jacobimatrisen, som er en matrise av de partiellderiverte av ligningene. Denne matrisen beskriver hvordan endringer i de ulike parameterne påvirker ligningenes løsning. Jacobimatrisen kan deles inn i fire kvadrantmatriser: J^1 , J^2 , J^3 og J^4 , som hver har dimensjon $n \times n$, der n er antall noder i systemet.

I tilfellet av lastflytligningene, kan Jacobimatrixens forenklete form uttrykkes matematisk som ligning 2.3. Her er ΔP og ΔQ vektorer som representerer endringene i beregnede aktive og reaktive effekter ved hver node, og $\Delta \delta$ og $\Delta|V|$ er vektorer som representerer endringene i spenningsvinklene og absoluttverdiene til spenningene ved hver node.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J^1 & J^2 \\ J^3 & J^4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta|V| \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

Etter å ha formulert lastflytligningene og Jacobimatrisen, kan man starte iterasjonsprosessen i Newton-Raphson-metoden for å løse kraftflytligningene. Hver iterasjon involverer en oppdatering av spenningsvinklene og den reaktive effekten ved hver node, basert på de nåværende estimatene av spenningsvinklene og effektene, og Jacobimatrixens inverse. Endringene i de spesifiserte effektene og de beregnede effektene fra lastflytligningene kan beregnes ved hjelp av ligning 2.4 og 2.5, som gir en indikasjon på konvergenstidspunktet for metoden. Prosessen fortsetter iterativt

til løsningen konvergerer til et akseptabelt nivå.

$$\Delta P_i = P_i^{Oppgitt} - P_i^{Beregnet} \quad (2.4)$$

$$\Delta Q_i = Q_i^{Oppgitt} - Q_i^{Beregnet} \quad (2.5)$$

3 Metodikk

For å undersøke problemstillingen i oppgaven, ble det opprettet ulike modeller av nettet til S-nett for simulering. Metodedelen forklarer hvordan gruppa har gått frem for å bygge opp modellene, hvordan komponenter ble kryptert og navngitt og videre hvordan modellene ble simulert.

3.1 Hjelpemidler

3.1.1 PowerFactory

For å simulere og analysere distribusjonsnett, ble programvaren PowerFactory fra DIgSILENT benyttet. Det finnes flere andre programmer til det samme formålet, men PF er et av de mest brukte i elkraftindustrien [45]. PF gir brukeren muligheten til å modellere, analysere og visualisere distribusjonsnett i ulike driftsscenarier, som for eksempel ved høy belastning, lav belastning, feilsituasjoner og kortslutning. For å simulere måtte det først bygges opp en modell av nettet som S-nett drifter. Det ble gjort ved å hente data fra kartverktøyet iAM Viewer og driftskartet til S-nett.

3.1.2 iAM Viewer

iAM Viewer er et kartverktøy som gir tilgang til ulike data fra fordelingstrafoer, linjer, kabler og kraftstasjoner innenfor hele konsesjonsområdet til S-nett. Data inkluderer nominelle spenninger og strømmer, tap og ytelser, merkeverdier på generatorer og transformatorer, samt linjedata og lengder på radialene. Data fra iAM Viewer ble hentet inn og organisert i et excel-dokumentet og deretter brukt til oppbygging av nettmodellen på komponentnivå.

3.1.3 Driftskart

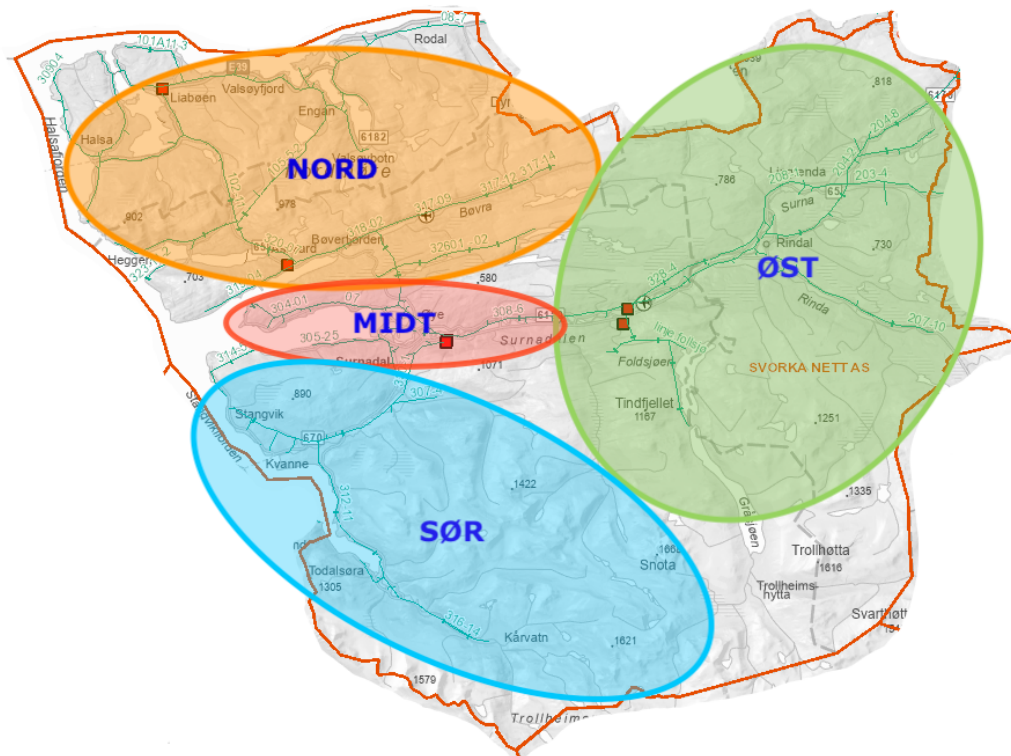
Distribusjonsnett driftes som et radialnett, men er bygd opp som et maskenett med mange muligheter for omkoblinger. Driftskartet er et en-linjeskjema som viser alle sammenkoblingene i distribusjonsnett, og hvor alle normalbruddene står. Driftskartet legger grunnlaget for hvordan nettmodellen som brukes til simuleringene ser ut. Etersom driftskartet inneholder kraftsensitiv informasjon om kritiske punkter i nettet, er det unntatt fra offentligheten og underlagt taushetsplikt i henhold til kraftberedskapsforskriften §9-3 [46]. For å få tilgang måtte alle gruppemedlemmene skrive under på en databehandleravtale, og driftskartet er følgelig ikke inkludert i rapporten.

3.1.4 Utregning av linjeparametre

Gruppen har hentet informasjon om de fleste linje- og kabeltyper fra RENBLAD [C], men ikke alle. I nettet finnes det noen spesielle linjetyper der hhv. resistanser og reaktanser ikke er gitt. Før å regne ut linjeparametrene ble det foretatt lineær tilnærming basert på andre tverrsnitt med samme ledermateriale. Faseavstander ble også antatt ut ifra hva som er standard på de respektive spenningsnivåene. Resistansen i en leder er lineær med økende tverrsnitt og vil bli ganske nøyaktig med denne utregningsmetoden. Reaktansen er ikke-lineær og vil fravike noe ved bruk av denne metoden, men tilnærmingen er antatt å være god nok til de simuleringene som skal foretas. Utregninger finnes i vedlegg [B].

3.2 Oppbygging av modellene

I forbindelse med simuleringen ble hele konsesjonsområdet til S-nett delt opp i fire deler: nord, midt, øst og sør. Skillene mellom områdene ble satt imellom ulike radialer, eller på steder med normalbrudd slik at det skulle være mulig å simulere områdene hver for seg. Inndelingen er vist i Figur 3.1. Det ble laget en detaljert modell i PF for hvert av områdene, i tillegg til en mer forenklet modell av hele konsesjonsområdet samlet. Oppdelingen var nødvendig for å få detaljerte resultater ettersom PF-lisensen til NTNU har en begrensning på 50 noder.



Figur 3.1: Inndeling av områder i konsesjonsområdet til S-nett [8]

3.2.1 Navngiving og kryptering av komponenter

Rapporten måtte tilpasses slik at den ikke er i strid med kraftberedskapsforskriften. Som et resultat av dette, var det nødvendig å kryptere alle navn som kan knytte laster, generatorer og transformatorer til en spesifikk plassering. For å holde orden på de krypterte navnene ble det laget en egen krypteringsnøkkel som ikke er inkludert i rapporten. Navnene på busser og laster er gitt etter hvilken del av nettet de hører til. For eksempel er last "N12-2" den andre lasten på buss N12 og ligger i nord-området. Komponenter som det tas spesielt hensyn til i simuleringen har fått egne navn slik som for eksempel "D" for eksisterende datasenter og "HP" for fremtidig vannkraftverk. Se Figur 3.1 og 3.2 senere i avsnittet for fullstendig liste. Noen av bussene fra områdemodellene, er i hovedmodellen slått sammen til én buss. Navnene i hovedmodellen indikerer hvilke busser som er slått sammen.

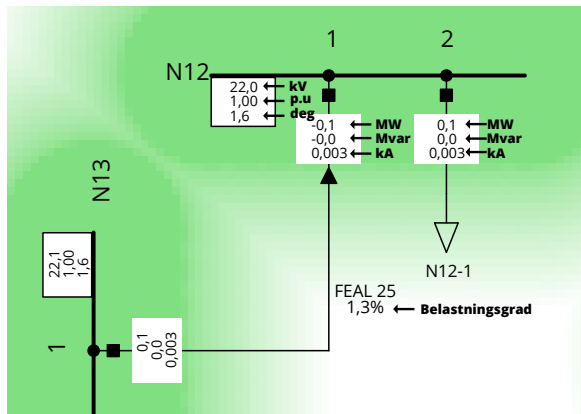
Tabell 3.1: Eksisterende kraftverk og datasenter

Navn	Type	Ytelse/effekt	Enhet	Område
KG1	Vannkraftverk (elv)	5,9	MVA	Sør
KG2	Vannkraftverk (elv)	(2*2,5)	MVA	Sør
KG3	Vannkraftverk (magasin)	18,0	MVA	Øst
KG4	Vannkraftverk (elv)	1,8	MVA	Øst
KG5	Vannkraftverk (elv)	(2*0,6)	MVA	Øst
KG6	Vannkraftverk (elv)	4,5	MVA	Øst
KG7	Vannkraftverk (magasin)	2,6	MVA	Nord
KG8	Vannkraftverk (magasin)	29,0	MVA	Nord
KG9	Vannkraftverk (elv)	3,7	MVA	Nord
KG10	Vannkraftverk (magasin)	2,1	MVA	Nord
KG11	Vannkraftverk (magasin)	1,4	MVA	Nord
KG12	Vannkraftverk (magasin)	5,0	MVA	Nord
KG13	Vannkraftverk (elv)	2,1	MVA	Nord
D1	Datasenter	2,0	MW	Øst
D2	Datasenter	0,8	MW	Midt
KT1	Transformator	35,0	MVA	Øst
KT2	Transformator	25,0	MVA	Midt
KT3	Transformator	15,0	MVA	Nord
KT4	Transformator	25,0	MVA	Nord
KT5	Transformator	10,0	MVA	Nord
KT6	Transformator	50,0	MVA	Midt/Øst
KT7	Transformator	(2*2,5)	MVA	Sør
KT8	Transformator	6,0	MVA	Sør

3.2.2 Forenklinger

Laster

I stedet for å hente inn lastforbruk fra hver enkelt nettkunde ble det tatt utgangspunkt i den installerte effekten fra fordelingstransformatorene i nettet. S-nett drifter totalt 538 fordelingstrafoer, men å legge inne alle i modellen ville ikke fungert med nodebegrensningen i PF. Derfor ble flere trafoer innenfor et visst område, og på samme radial, slått sammen til én. I stedet for å koble laster til hver av de sammenslåtte trafoene ble lastene koblet direkte på en buss. På den måten reduseres antallet noder, men man mister også tapet i lederne på lavspentsiden og i fordelingstrafoene. Så lenge totaleffekten som trekkes fra hver radial er kjent, vil tapet uansett komme med i simuleringene, men det vil være jevnt fordelt utover i hele radialen. Figur 3.2 viser hvordan en last er koblet til en buss i PF og hvilke verdier som kommer frem ved simulering.



Figur 3.2: Sammenkobling av buss og last i PF. Last N12-1 er satt sammen av flere fordelingstrafoer.

Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Current, Magnitude [kA]

Figur 3.3: Forklaring av hvilke verdier som vises i PF.

Generatorer

For å spare en node ble synkrongeneratorene til vannkraftverkene også koblet rett til en buss uten å plassere en transformator mellom dem. Vannkraftgeneratorene operer vanligvis på et spenningsnivå mellom 690 V og 9 kV, og måtte da modifiseres i modellen til å levere 22 kV. Denne forenklingen har ingen praktisk betydning i simuleringen bortsett fra at transformortapet ikke blir med. Det eneste området som har med transformatoren på kraftverket er sør-området. Dette er fordi området ikke var i nærheten av nodebegrensningen.

3.2.3 Lastskalering

Lastskalering er noe som gjøres for å gjenskape forbruksmønsteret i kraftnettet. Ved lastskalering blir alle lastene i modellen satt til å trekke den samme prosent-verdien av sin installerte effekt. I realiteten vil ulike laster trekke forskjellig effekt, men når skaleringen gjøres over et større område, vil forskjellene bli jevnet ut.

3.3 Simulering

I simuleringene som er gjort skilles det mellom hovedmodellen og områdemodellene. Innenfor områdemodellene skilles det så mellom simuleringer av dagens situasjon som er slik nettet ser ut idag, og simuleringer med tilknytninger som er planlagt eller foreslått for S-nett.

Hovedmodellen ble opprettet for å få et samlet bilde av hele nettet til S-nett. Lastene i hovedmodellen blir skalert økende fra 5 til 40 %, og simuleringen skjer uten produksjon, ettersom hensikten er å avdekke svake radialer i nettet. For områdemodellene simuleres det mer grundig

og de ulike scenariene går gjennom i neste avsnitt. Ettersom distribusjonsnettet til S-nett driftes som et radialnett er det mulig å simulere de ulike områdemodellene hver for seg, uten å måtte ta hensyn til hva som skjer i naboområdet.

3.3.1 Scenarier

For å avgrense oppgaven ble det tatt utgangspunkt i fire bestemte last- og produksjonsscenarier for områdemodellene:

- Lavlast - lav produksjon
- Høylast - lav produksjon
- Lavlast - høy produksjon
- Høylast - høy produksjon

De ulike scenariene har bakgrunn i faktiske yttertilfeller i drift av nettet for S-nett. ”Høylast - lav produksjon” simulerer en kald vinterdag hvor elvekraftverkene ikke driftes på grunn av lite tilsig og det er stort effektbehov til oppvarming. Dette tilfellet kan føre til kritisk lav spenning, spesielt ytterst på radialene.

Det motsatte yttertilfellet er ”lavlast - høy produksjon” som typisk kan oppstå på varme vårdager med mye snøsmelting slik at alle vannkraftverkene går for fullt, men det er lite forbruk. Da kan spenningen i radialene med kraftproduksjon stige opp over nominell spenning.

Lavlast - lav produksjon kan for eksempel simulere en varm periode om sommeren med tørke, og lite vann i magasinene.

Høylast - høy produksjon er et lite sannsynlig scenario ettersom det krever at det er mye vann i vassdragene samtidig som det er veldig kaldt. Noen av områdene ble simulert ut fra dette scenariet, men det har ikke blitt lagt særlig vekt på i resultatdelen.

3.3.2 Caser

I tillegg til å simulere dagens nett med ulik lastskalering, har hvert område fått tildelt to eller flere caser som viser enten planlagte eller påbegynte prosjekter knyttet til kraftproduksjon eller store laster, som vist i Tabell 3.2. Under simulering ble disse koblet inn ved forskjellige lastscenarier for å se hvordan nettet påvirkes.

Tabell 3.2: Planlagte kraftverk og datasenter

Navn	Type	Ytelse/effekt	Enhet	Område
HP1	Vannkraftverk (magasin)	4,7	MVA	Øst
HP2	Vannkraftverk (elv)	3,0	MVA	Nord
HP3	Vannkraftverk (elv)	3,5	MVA	Nord
HP4	Vannkraftverk (elv)	2,3	MVA	Sør
HP5	Vannkraftverk (elv)	3,0	MVA	Midt
SP1	Solkraft	3,0	MW	Midt
E1	Datasenter	5,0	MW	Nord
E2	Datasenter	30,0	MW	Nord
E3	Datasenter	10,0	MW	Øst
E4	Datasenter	2,0	MW	Midt
E5	Datasenter	2,0	MW	Sør
E6	Datasenter	10,0	MW	Øst

De ulike casene er nummerert i tallrekkefølge for å holde orden på hvilket område de omhandler, der Case 1 er for nord, Case 2 for midt, Case 3 for øst og Case 4 for sør. Tabell 3.3 viser hvilke simuleringer som er gjort i forskjellige scenarier. I resultatkapittelet vil kun de viktigste resultatene fra simuleringene trukket frem.

Tabell 3.3: Caser

Case 1.1 (E1 + HP2 og HP3)	
5 MW datasenter koblet på buss N21.	Høylast 31%
	Lavlast 5%
Case 1.2 (E2 + HP2 og HP3)	
30 MW datasenter koblet på buss N23-66kV med egen transformator.	Høylast 31%
	Lavlast 5%
Case 2.1 (E4)	
2 MW datasenter koblet på buss M11	Høylast (38%)
	Lavlast (5%)
Case 2.2 (HP5 og SP1)	
3,5 MVA elvekraftverk på buss M7 og 2 MW solkraftverk på buss M9	Høylast (38%)
	Lavlast (5%)
Case 3.1 (E3)	
10 MW datasenter koblet på buss Ø18, radial 2	Høylast (42%)
	Lavlast (5%)
10 MW datasenter koblet på buss Ø19, radial 1	Høylast (42%)
	Lavlast (5%)
10 MW datasenter koblet på buss Ø15, radial 3	Høylast (42%)
	Lavlast (5%)
Case 3.2 (E6)	
10 MW datasenter koblet på buss Ø13, radial 2	Høylast (42%)
	Lavlast (5%)
10 MW datasenter koblet på buss Ø5, radial 1	Høylast (42%)
	Lavlast (5%)
Case 3.3 (E6 og E3)	
E6 koblet på Ø5, radial 1 og E3 koblet på Ø15, radial 3	Høylast (42%)
	Lavlast (5%)
E3 koblet på Ø15 og E6 koblet på Ø14, begge på radial 3	Høylast (42%)
	Lavlast (5%)
Case 4.1 (E5)	
2 MW datasenter koblet på buss S6.	Høylast (26,6%)
	Lavlast (5%)
Case 4.2 (HP4)	
2,3 MVA elvekraftverk koblet på buss S5	Høylast (26,6%)
	Lavlast (5%)
Case 4.3 (E5 og HP4)	
2 MW datasenter og 2,3 MVA elvekraftverk	Høylast (26,6%)
	Lavlast (5%)

3.3.3 Forutsetninger

I forbindelse med simuleringen ble følgende forutsetninger gjort:

- Settpunktet til kraftrafoene kan justeres i henhold til lastscenarier
- Alle datasentre kjøres alltid med 100% effekt
- Alle kraftverk kjøres med enten 0% eller 100% ytelse
- Reaktiv effekt fra de nye vannkraftverkene kan justeres enten til induktiv eller kapasitiv avhengig av hva som er best for nettet

I virkeligheten reguleres flere av krafttransformatorene i nettet automatisk til et gitt settpunkt. I PF ble det gjort manuelt ved å først simulere, sjekke spenningen på sekundærsiden av trafoen, og så korrigere for avviket ved å trinne trafoen opp eller ned, før det ble simulert på nytt. Ved vanlig drift er settpunktet på kraftrafoen KT2 på 22,5 kV, men settpunktet justeres for å tilpasse spenningen på enden av radialene. I lavlast-situasjoner med mye produksjon kan det justeres ned til 22,3 kV for å unngå overspenning, og tilsvarende justeres det opp mot 22,8 kV i høylast-situasjoner. Lignende justering kan gjøres for alle kraftrafoene i nettet.

Etterspørselen etter datakraft er veldig stabil. Derfor er alle datasentre, både eksisterende og nye simulert med 100% effekt i alle scenarier når de er tilkoblet.

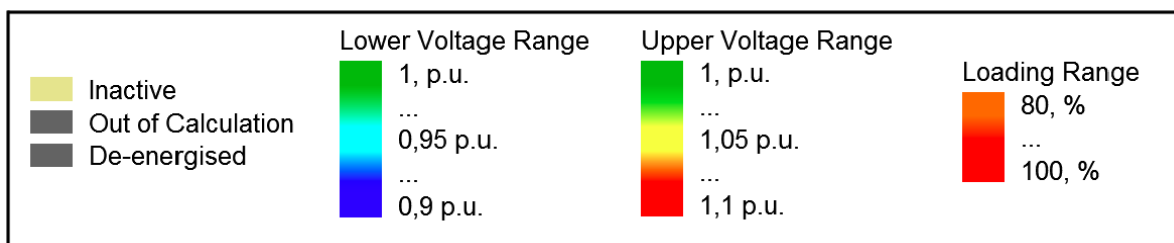
Ettersom simuleringene kun tar for seg ytterpunktene av forskjellige driftstilfeller er det ikke hensiktsmessig å skalere produksjonen til kraftverkene. Derfor er de enten på (100%) eller av (0%).

De nye kraftverkene vil påvirke det eksisterende nettet når de kobles inn, og derfor må det avgjøres om det er best at de trekker eller leverer reaktiv effekt fra nettet.

4 Resultater og diskusjon

Resultatdelen i denne rapporten presenterer de viktigste funnene fra simuleringen av de ulike modellene beskrevet i kapittel 3. Den går først gjennom resultatene fra et område, etterfulgt av en diskusjonsdel; før den går videre til neste område.

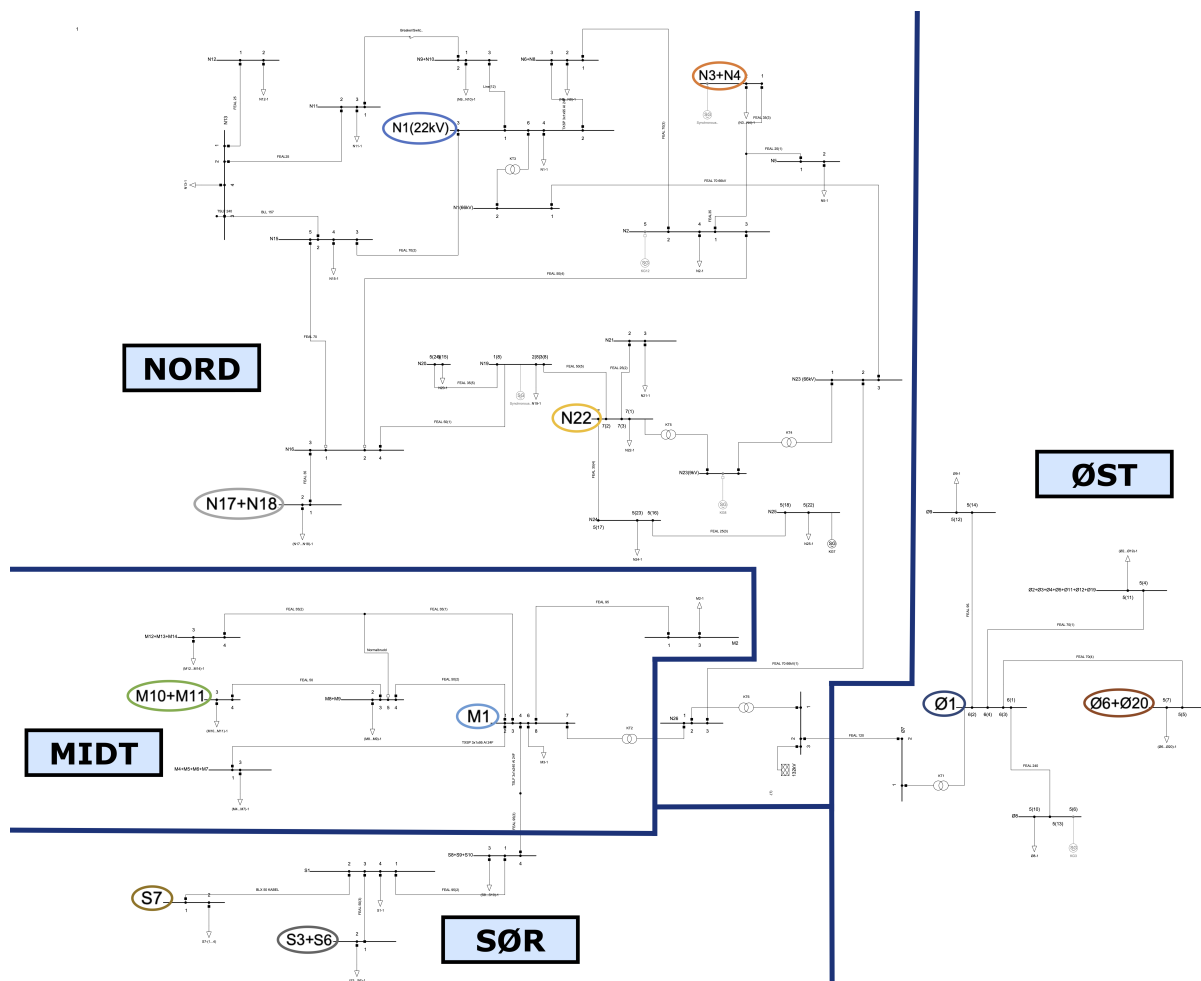
I simuleringene fra PF er spenning og belastningen gitt med fargekoder. Som vist i Figur 4.1 er spenningsfall under 0,95 p.u. merket med blått og belastninger over 90% er merket med rødt. Komponenter og samleskinner som ikke er koblet til får en gråfarge i simuleringene. Det gjelder for eksempel for linjer med normalbrudd og planlagte kraftverk som ikke skal være med i simuleringene av dagens nett. Det er lagt mest vekt på å avdekke områder med spenningsvariasjoner og komponenter med høy belastningsgrad.



Figur 4.1: Forklaring av farger brukt i simuleringene

4.1 Hovedmodellen

Hovedmodellen er satt sammen av forenklede modeller av alle områdene, og grensene mellom dem kan ses i Figur 4.2. I hovedmodellen er det tatt utgangspunkt i spenningene ved forsyningspunktene til hver av de fire områdene.

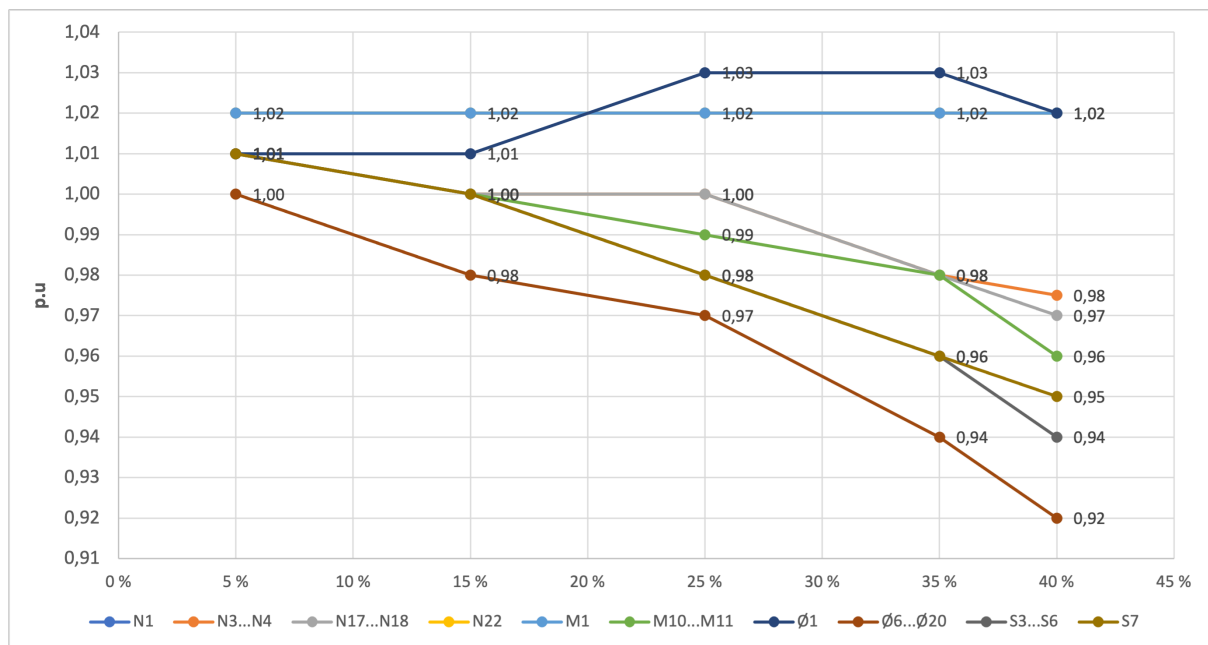


Figur 4.2: Inndeling av områdene i PF-modellen

4.1.1 Dagens situasjon, økende lastskalering

Figur 4.3 viser spenningen på noen av bussene med størst spenningsfall i nettet. Dette er en simulering med økende lastskalering og null produksjon, som har til hensikt å avdekke svake radialer. De fire bussene N1, M1, Ø1, og N22 hører alle til krafttransformatorer som er automatisk trinnet og spenningen er ment å være konstant rundt 1,02 p.u. Grunnen til det lille avviket på buss Ø1 er at trinnene på krafttrafo KT1, som Ø1 er koblet til, er for grove til å oppnå en den eksakte spenningen. Kretsteknisk plassering av de respektive bussene er angitt i Figur 4.2.

4 RESULTATER OG DISKUSJON

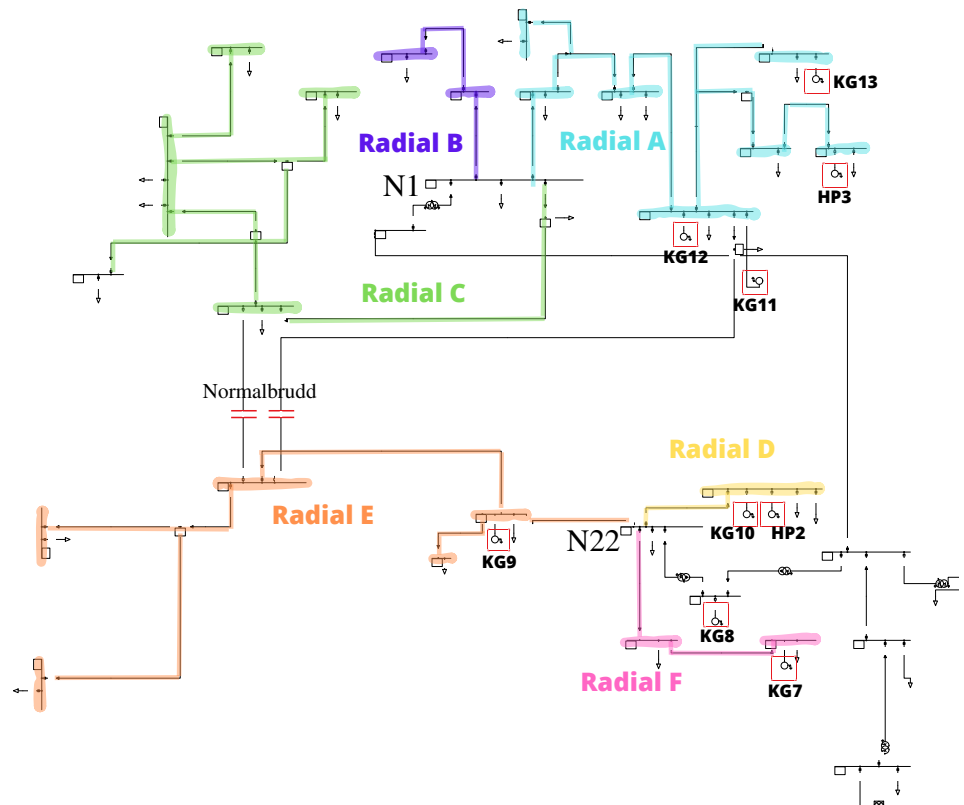


Figur 4.3: Spenning i hovedmodellen ved økende lastskalering

4.1.2 Diskusjon

I lastskaleringsmodellen kan det sees at Ø6...Ø20 har spenningsfall ned mot 0,92 p.u. Denne verdien avviker noe fra den detaljerte modellen i område øst fordi lengder på radialer, samt plassering av laster ikke er likt. Den forenklede modellen tar hensyn til den maksimale effekten hvert område trekker og er kun laget for å gi en indikasjon på hvilke deler av nettet som er svake.

4.2 Nord



Figur 4.4: Inndeling av radialer i norddelen - Høylast

Den nordlige delen av konsesjonsområdet til S-nett er lokalisert innenfor Heim kommune og nordre del av Surnadal. I dagens høylastperioder trekker norddelen 10,5 MW, som tilsvarer 31% av den totale installerte effekten til fordelingstransformatorene. Norddelen har til sammen seks radialer, hvorav tre går ut fra buss N1 og resten går ut fra buss N22.

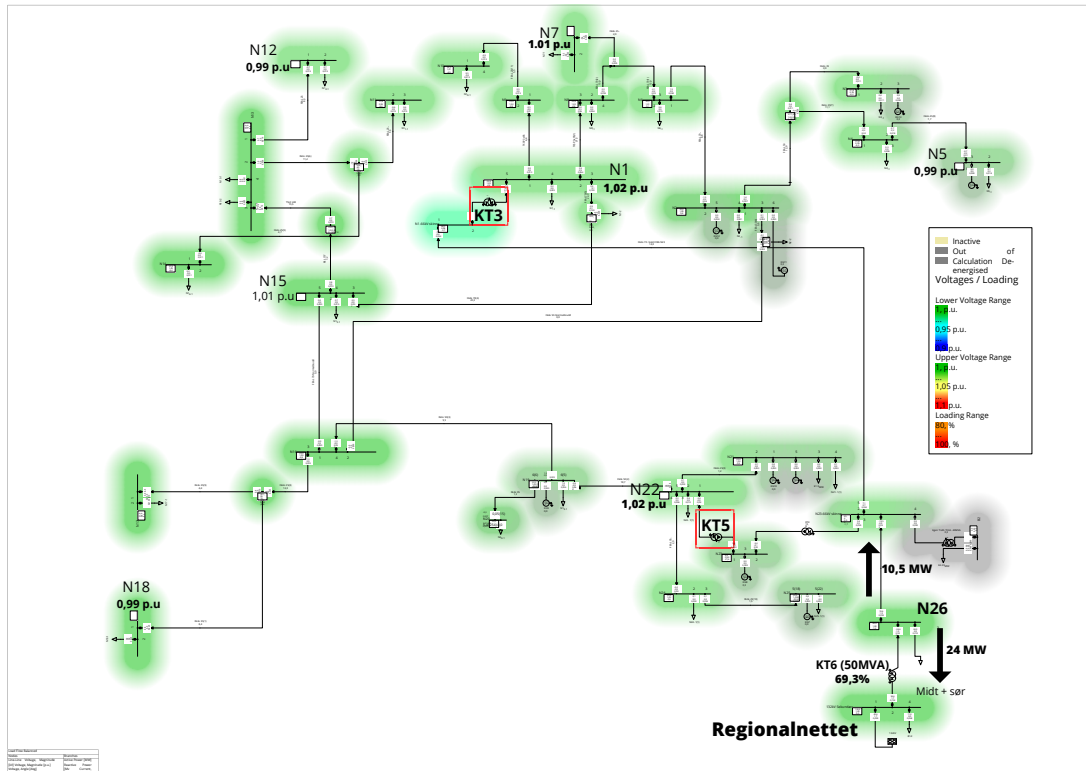
Norddelen har for tiden sju vannkraftverk av forskjellig størrelse som utnytter de lokale vannressursene. Det planlegges også å bygge to nye kraftverk i fremtiden. En fordel med denne situasjonen er at norddelen ikke er avhengig av å motta strøm fra regionalnettet, og kraftverkene sikrer strømforsyningen i områdene, selv under høylastperioder. Imidlertid er utfordringen med høy produksjon at det kan føre til store spenningsvariasjoner i norddelen og høy belastning på enkelte transformatorer og linjer.

4.2.1 Dagens situasjon i norddelen

I dagens situasjon simuleres alle de fire nevnte scenariene i avsnittet scenarier (3.3.1), i tillegg til høylast-ingen produksjons scenariet. Målet med disse simuleringene er å oppnå en helhetlig forståelse av dagens utfordringer i norddelen, samt komme med forslag til løsninger.

Norddelen har to trinnbare transformatorer, KT5 og KT3, som justerer spenningen til radialene etter behov. Ved høylast trinnes disse transformatorene opp til 1,02 p.u for å dekke for spenningsfallet i enden av radialene. I simuleringene er forbruket på 24 MW ut til midt- og sørdelen tatt med, for å kunne se på belastningen på krafttrafoen KT6. De nye kraftverkene i norddelen, HP2 og HP3 er kun tatt med i høy produksjons scenarioene ved simulering av dagens situasjon. Hensikten med dette var å sjekke hvordan den maksimale installerte produksjon vil påvirke nettet.

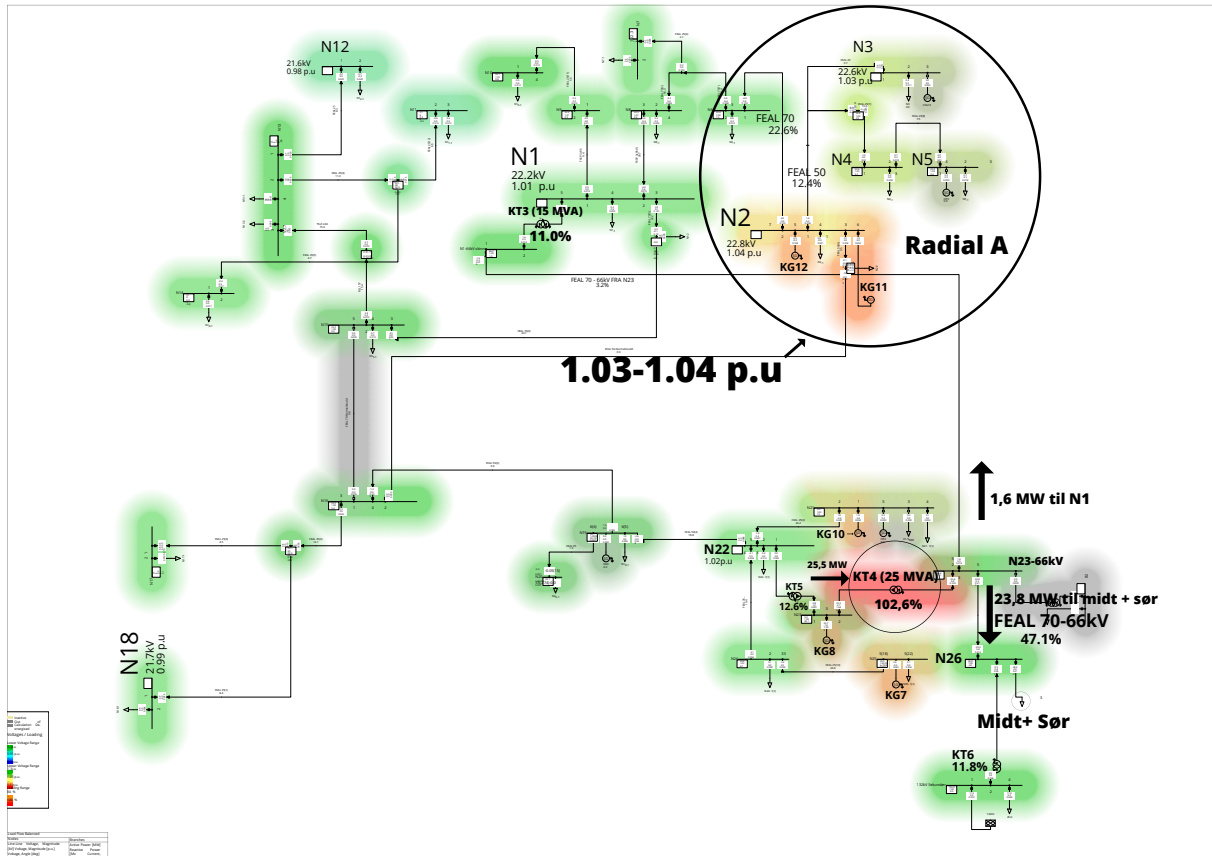
Høylast - Ingen produksjon



Figur 4.5: Høylast, ingen produksjon - NORD

Figur 4.5 viser den nåværende situasjonen ved høylast og ingen produksjon, hvor all forsyning kommer fra regionalnettet. Det vil si, når hele norddelen trekker 10,5 MW fra buss N26 og ingen kraftverk produserer. Her observeres det meste som grønt, noe som indikerer at spenningen er stabil på alle bussene og ligger mellom 0,99-1,01 p.u av den nominelle spenningen på 22 kV.

Høylast - lavproduksjon



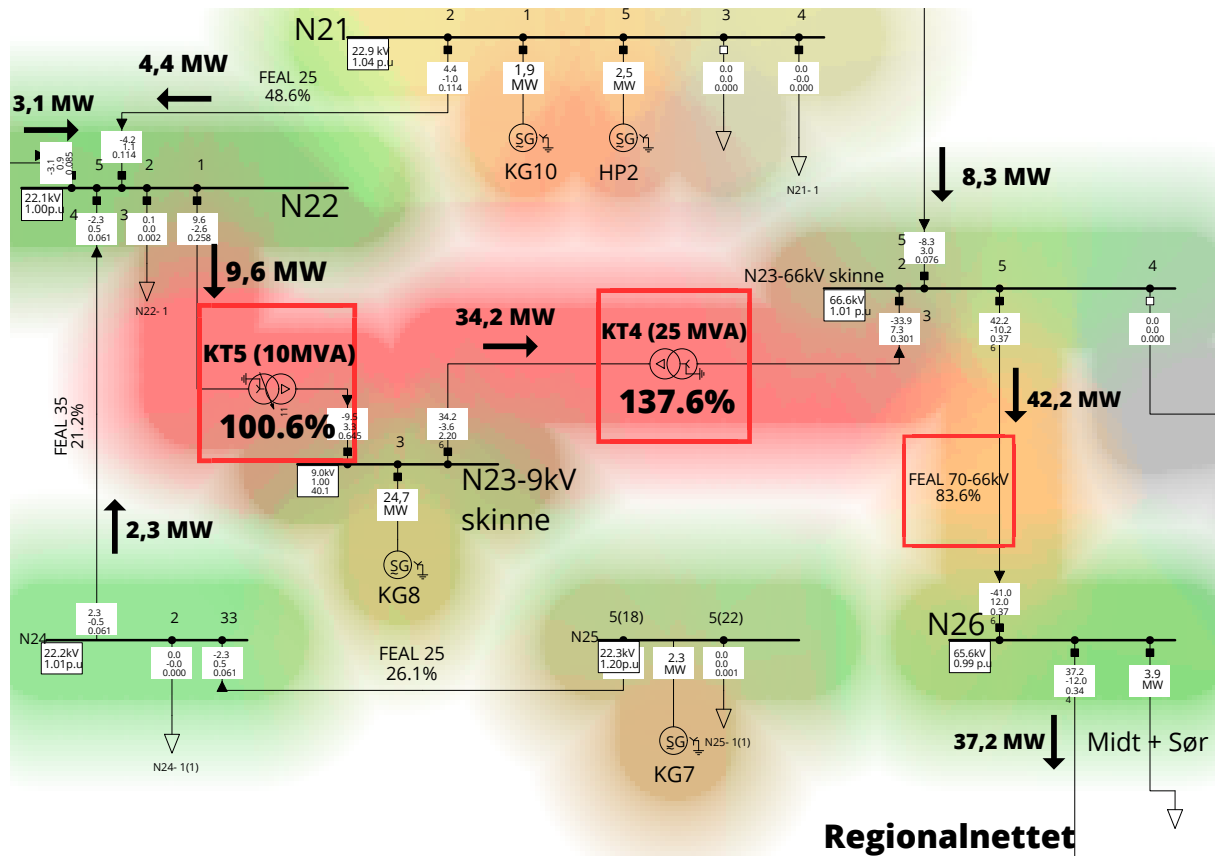
Figur 4.6: Høylast - lav produksjon - NORD

Figur 4.6 viser strømmettet i norddelen under kalde vinterforhold med begrenset produksjon, hvor kun magasinkraftverkene KG7, KG8, KG10, KG11 og KG12 er i drift. Resultatene fra simuleringen viser tre viktige observasjoner:

- En spenningsstigning på 1,03-1,04 p.u langs radial A.
- Belastningsgrad på 102,6% på KT4
- Belastningsgrad på 47,1% langs FEAL 70-66kV.

Ved høylast forbruker norddelen 10,5 MW, og maksimal produksjonskapasitet fra magasinkraftverkene er på 34,5 MW. Dette resulterer i at norddelen ender opp med å levere 23,8 MW til midt- og sørområdet. En effekt på 0,4 MW går tapt som et resultat av linjetap langs FEAL 70-66kV fra N26.

Lavlast - Høy produksjon



Figur 4.7: Lavlast - høy produksjon - NORD

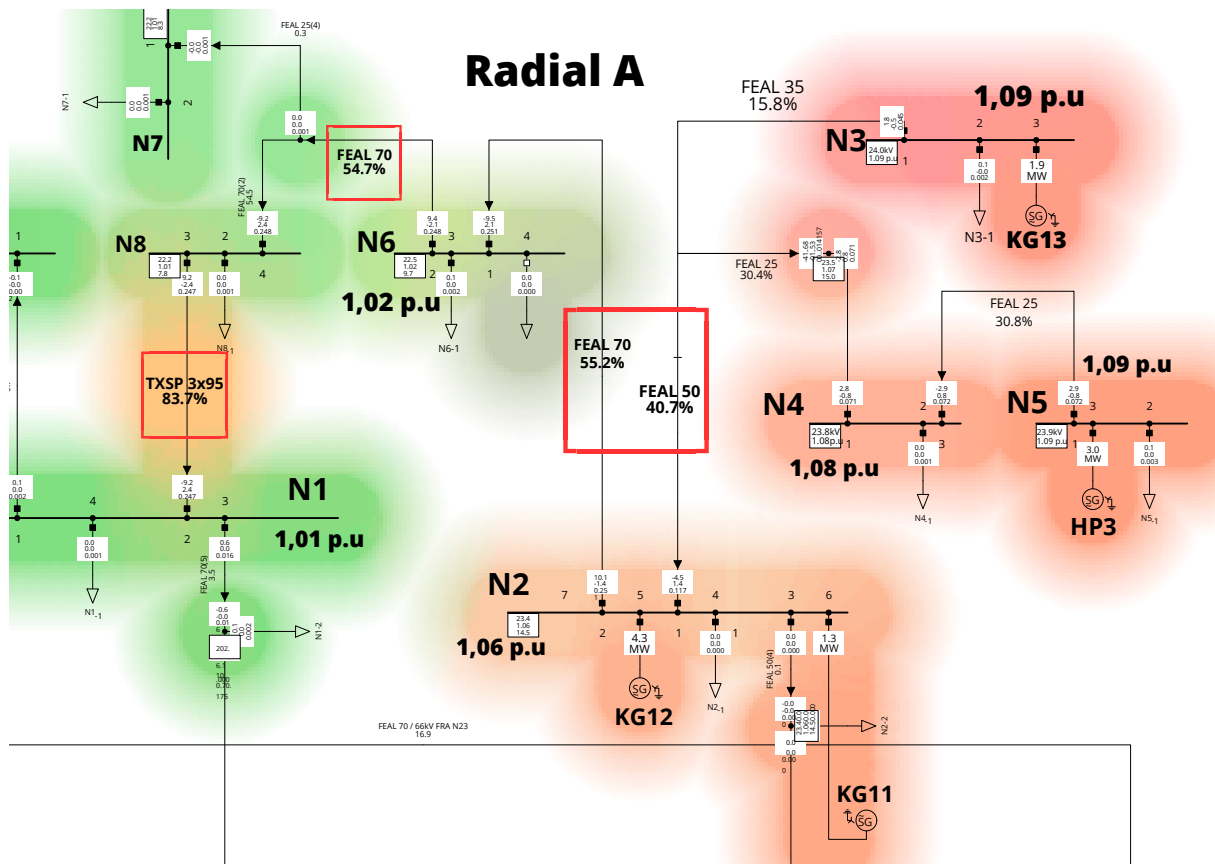
I Figur 4.7 er det zoomet inn på de hardest belastede komponentene. Figuren viser situasjonen ved lavlast og høy produksjon, som representerer det mest kritiske scenariet i nordregionen. Den samlede installerte kapasiteten for alle kraftverkene i norddelen er omtrent 40 MW, og det øker til 45,6 MW med de nye kraftverkene. Norddelen trekker ca 1,7 MW ved lavlast, og siden produksjonen overstiger forbruk, vil nord-området forsyne midt- og sørdelen, samt regionalnettet, som vist i Figur 4.7.

I dette scenariet observeres:

- Belastningsgrad på 100,6% på KT5.
- Belastningsgrad på 137,6% på KT4.
- Belastningsgrad på 83,6% på FEAL 70-66kV fra N26.
- Det leveres 37,2 MW til regionalnettet og 3,9 MW til midt- og sørdelen.

4 RESULTATER OG DISKUSJON

Radial A ved lavlast - Høyproduksjon



Figur 4.8: Radial A, Lavlast - høy produksjon - NORD

Figur 4.8 viser spenningsnivået til bussene, samt belastningsgraden på de ulike linjene ved radial A. Her observeres det en spenningsstigning som varierer mellom 1,04-1,09 p.u, og overføringslinjen TXSP fra N8 blir belastet med 83,7%.

Lavlast - lav produksjon

Følgende punkter oppsummerer observasjonene i lavlast- og lav produksjons scenariet der norddelen trekker 1,7 MW og magasinkraftverkene er aktive:

- Ved radial A observeres en spenningsstigning på 1,02-1,05 p.u.
- KT4 har en belastningsgrad på 114,4%.
- Det leveres 27,8 MW til regionalnettet og 3,9 MW til midt- og sørdelen.
- Generelt sett viser de fleste bussene en spenningsverdi på 0,99-1,01 p.u.

Høylast - høy produksjon

Følgende punkter oppsummerer observasjonene i høylast- og høy produksjons scenariet der norddelen trekker 10,5 MW og alle kraftverkene er aktive:

- Ved radial A observeres en spenningsstigning på 1,02-1,08 p.u.
- KT4 er belastet med 126,3 % og KT5 har en belastninggrad på 73,5%.
- FEAL 70 fra N26 har en belastninggrad på 67,6%.
- Det leveres 9,3 MW til regionalnettet og 24 MW til midt- og sørdelen.
- Stabil spenning siden KT5 og KT3 trinnes enten opp eller ned avhengig av spenningsnivået ytterst på radialene.

4.2.2 Oppsummering og forslag til løsninger

Tabell 4.1: Oversikt over belastningsgraden til de kritiske komponentene i norddelen.

Komponent	Høylast-Lav produksjon	Høylast-Høy produksjon	Lavlast-Høy produksjon	Lavlast-Lav produksjon
KT4 (25 MVA)	102,6%	126,3%	137,6%	114,4%
KT5 (10 MVA)	12,6%	73,5%	100,6%	38,0%
KT3 (15 MVA)	11,0%	24,9%	58,1%	28,9%
KT6 (50 MVA)	11,8%	26,9%	78,2%	57,6%
TXSP 3x95 mellom N8 og N1	26,7%	68,2%	82,2%	44,0%
FEAL 70-66kV fra N26	47,1%	67,6%	83,3%	63,3%
Radial A	1,03-1,04 p.u	1,05-1,07 p.u	1,02-1,09 p.u	1,02-1,05 p.u

Tabell 4.1 viser at KT4 (25 MVA) er den mest kritiske komponenten, da den er overbelastet i alle driftsscenarioene. Årsaken til den konstante overbelastningen er at produksjon fra kraftverkene i nærheten leverer 34,2 MW til KT4. En mulig løsning kan være å plassere en stor last på den andre siden av KT5, slik at effektflyten gjennom KT4 reduseres. En annen løsning kan være å øke transformatorytelsen.

Selv om norddelen har lange radialer, så er spenningen stabil på alle radialene, bortsett fra på Radial A. Spenningsnivået på de forskjellige radialene kan alltid opprettholdes innenfor kravet om $\pm 10\%$ ved at KT3 og KT5 trinnes etter behov.

Tabell 4.1 viser at Radial A opplever økning i spenning, spesielt i perioder med høy produksjon. Hovedlinjene i denne radialen er belastet med 40-50%, med unntak av kabelen TXSP 95 mellom N1 og N8 som har en belastningsgrad på 83,7% ettersom all produksjon i radial A må passere gjennom den. Dette betyr at radialen har restkapasitet som kan utnyttes.

Forslag til løsninger:**Restkapasitet ved radial A**

Transformator KT3 ved N1 har en ytelse på 15 MVA, og den blir kun belastet med 7 MW i høylastperioden. Dette gjør radialen fleksibel, og gir betydelig restkapasitet.

Ut fra resultatene ser det ut til at radialen kan tåle en ekstra last på inntil 5 MW. Det begrunnes med følgende punkter:

- Tilgjengelig ytelse på KT3, uten at den belastes maksimalt.
- Kabelen TXSP3x95 fra N8 er konstruert for 11 MW, og den belastes kun med 2,6 MW ved høylast.
- Forsyningen kommer fra to forskjellige sider, N1 og kraftverkene ved N2. Dette avlaster linjene på radialen, siden belastningen vil fordele seg over to linjer isteden for bare en.

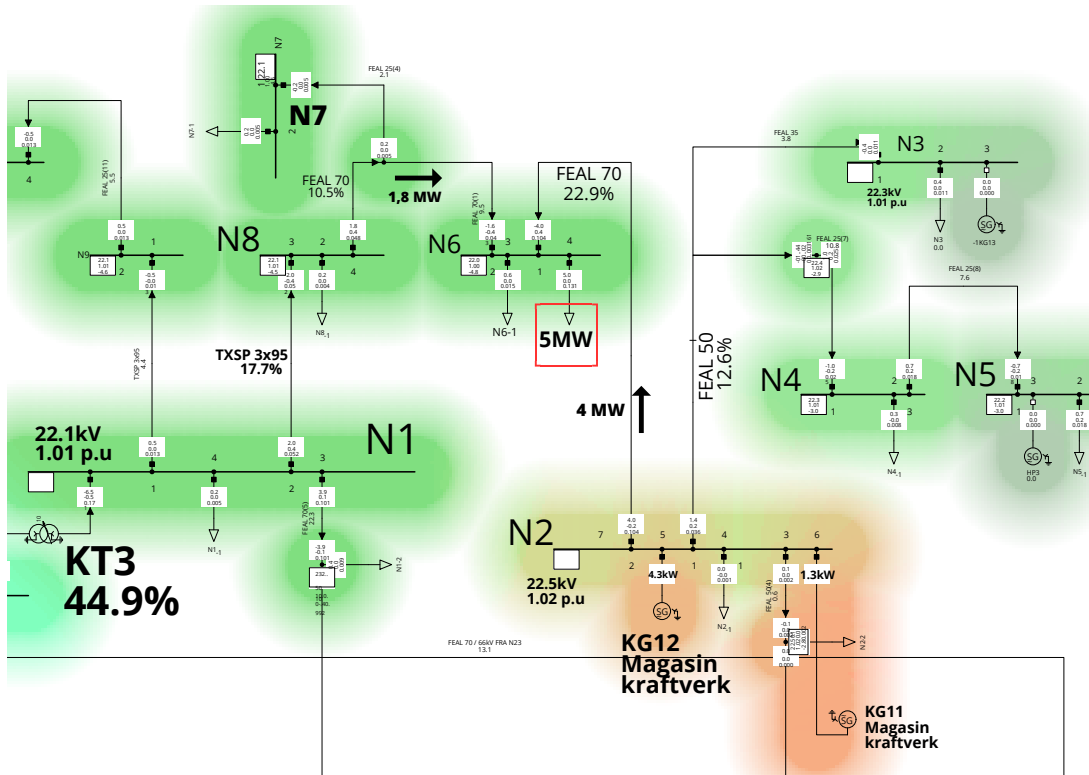
Radialen kan tåle mer, men her er det viktig å ta hensyn til verste tilfellet. Dersom det er en tørr periode og vannmagasinene er tomme, vil forsyningen kun komme fra regionalnettet og gjennom KT3. Dette kan føre til høy belastning på TXSP linjen og KT3.

4 RESULTATER OG DISKUSJON

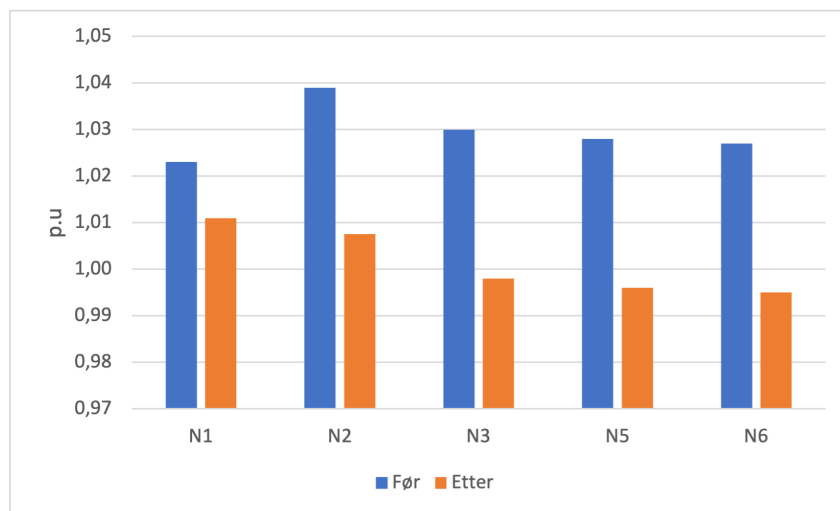
Forslag til plassering: 5MW last ved N6

Plasseringen av lasten er bestemt basert på restkapasiteten og spenningsøkningen i området.

Hensikten med denne plasseringen er å stabilisere spenningen ved enden av radialen.



Figur 4.9: 5MW ved N6 - Høylast - lav produksjon - NORD



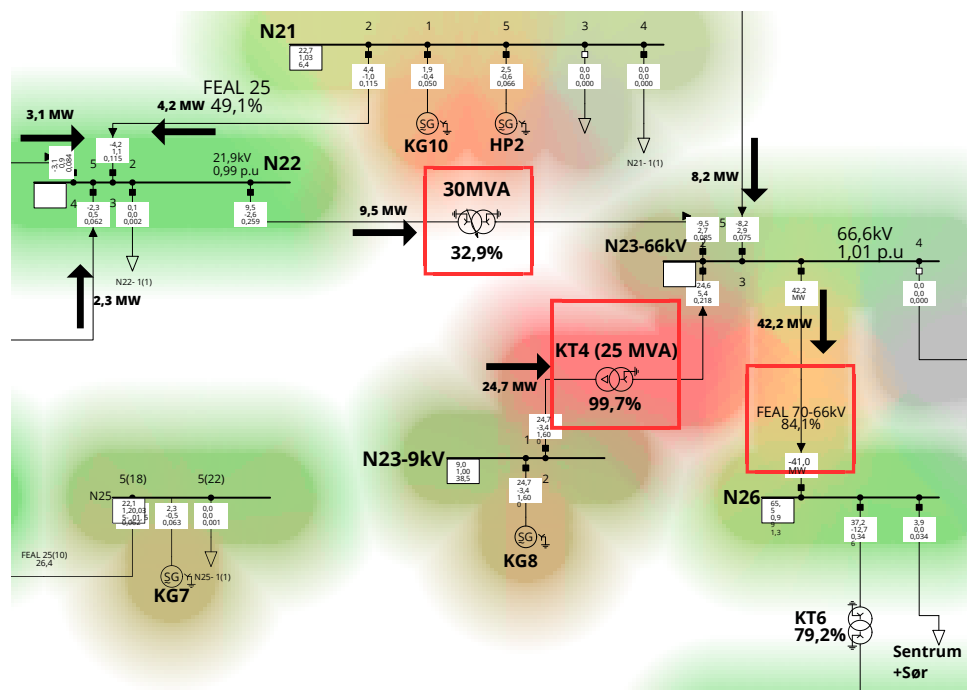
Figur 4.10: Før og etter 5MW, Høylast - lav produksjon - NORD

Figur 4.10 viser hvordan 5 MW lasten påvirker spenningsnivåene ved de bussene som opplever spenningsstigning i radial A. Av figuren vises det at spenningsnivået på de ulike bussene har gått fra 1,02-1,04 p.u til 0,995-1,01 p.u.

Erstatning av KT5 og KT4.

Transformatorer KT5 (10 MVA) og KT4 (25 MVA) blir mest belastet når de opererer under lavlast og høy produksjon. En oppgradering av disse transformatorene kan være nødvendig.

S-nett har vurdert muligheten til å eliminere KT5 (10 MVA) og erstatte den med en ny transformator på 30 MVA. Denne nye transformatoren vil bli koblet direkte fra N23-66kV til N22. Med denne løsningen slipper KT4 å håndtere produksjonen fra 22 kV-siden og er kun koblet til kraftverket KG8. Figur 4.11 viser hvordan den nye transformatoren og KT4 vil takle lavlast - høy produksjon scenariet.



Figur 4.11: Ny transformator (30 MVA), Lavlast-Høy produksjon -NORD

4 RESULTATER OG DISKUSJON

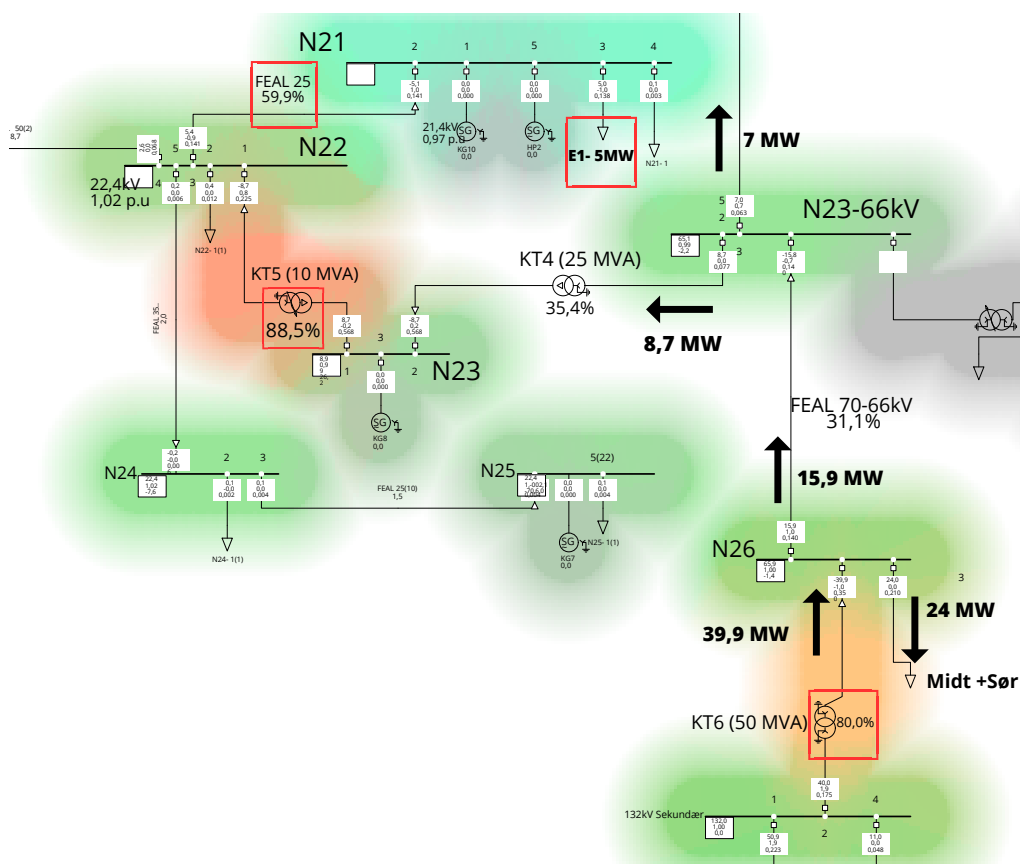
4.2.3 Fremtidige tilknytninger

S-nett har planlagt å tilknytte to nye datasentre til strømmettet i norddelen. Simuleringene av Case 1.1 og 1.2 har som formål å demonstrere hvordan strømmettet reagerer på disse endringene, og finne ut om det er mulig å tilknytte dem i dagens nett.

Case 1.1, Datasenter (E1)

Den første casen for norddelen er et planlagt datasenter på 5 MW ved radial D. Datasenteret E1 ble plassert på buss N21 sammen med det nye kraftverket HP2.

Høylast - ingen produksjon



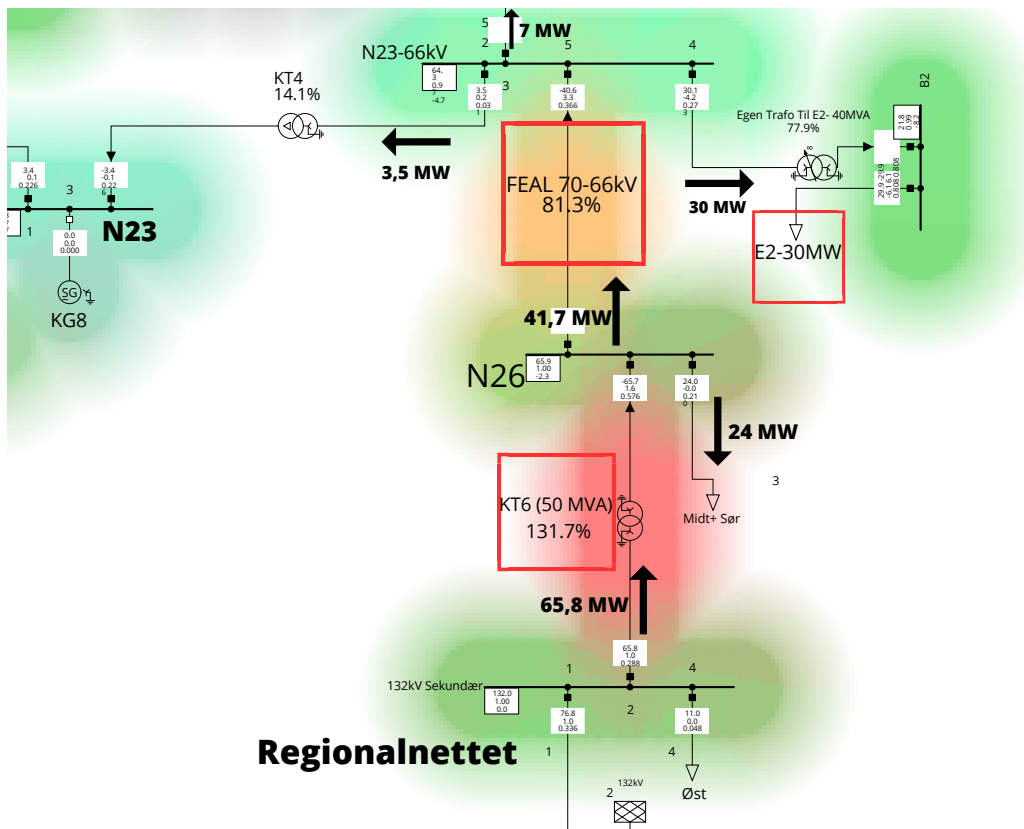
Figur 4.12: Case 1.1, Høylast - ingen produksjon - NORD

Ved tilkoblingen av E1 øker tapet på 0,3 MW i FEAL 25 mellom N21 og N22. E1 øker også belastningsgraden på KT5 (10 MVA) til 88,5%, og KT6 (50 MVA) som forsyner midt-, sør- og norddelen til 80%.

Case 1.2: Datasenter (E2)

Den andre casen er et datasenter på 30 MW. Datasenteret E2 plasseres ved N23, og blir tilkoblet en egen, ny transformator for å håndtere det store effektbehovet.

Høylast - ingen produksjon



Figur 4.13: E2 - Høylast, ingen produksjon - NORD

Resultatene av dette scenariet viser at det totale forbruket øker fra 10,5 MW til 40,5 MW i norddelen. Dette må gjennom både linja FEAL 70 fra N26 og transformatoren KT6 som idag har en ytelse på 50 MVA. Sannsynligheten for at ingen av magasinkraftverkene produserer er lav, men det er viktig å påpeke at det kan forekomme. Dersom det skulle skje, vil KT6 bli overbelastet, som vist i Figur 4.13.

Høylast - lav produksjon

Når kraftverkene i norddelen begynner å produsere, vil det føre til en betydelig reduksjon i belastningen på linjen FEAL 70 fra N26 og KT6. Dette skyldes at strømforsyningen nå vil komme fra to forskjellige sider, N23 og regionalnettet.

Case 1.1 og Case 1.2 - Diskusjon og forslag

Resultatene av Case 1.1 viser at E1 vil redusere produksjonsmengden som passerer igjennom KT4 og KT5 med 5 MW under høy- og lavproduksjons-perioden. Men selv om datasenteret E1 vil avlaste KT4 med 5MW, er dette fortsatt ikke tilstrekkelig. KT4 vil fortsatt bli overbelastet. For å løse problemet, kan det være lurt å oppgradere KT4. Forslaget om en ny transformator er tidligere presentert i rapporten.

Resultatene av Case 1.2 viser at det er mulig å opprettholde driften av E2 med en egen transformator så lenge kraftverkene fortsetter å produsere. Imidlertid, hvis produksjonen stanser og hele 41,7 MW må forsynes fra regionalnettet, vil bli KT6 og FEAL 70 fra N26 bli høyt belastet.

En måte å løse dette på, er å oppgradere KT6, samt bytte ut den eksisterende FEAL 70 linja med en FEAL 95 mellom N26 og N23-66kV. Alternativt kan to parallelle FEAL 70 benyttes, men dette krever også utbygging av en ny linje. Tabell 4.2 viser sammenligning mellom FEAL 70 og FEAL 95 for høylast og ingen produksjons-scenariet, som ut fra simuleringen er ansett til å være verste tilfellet.

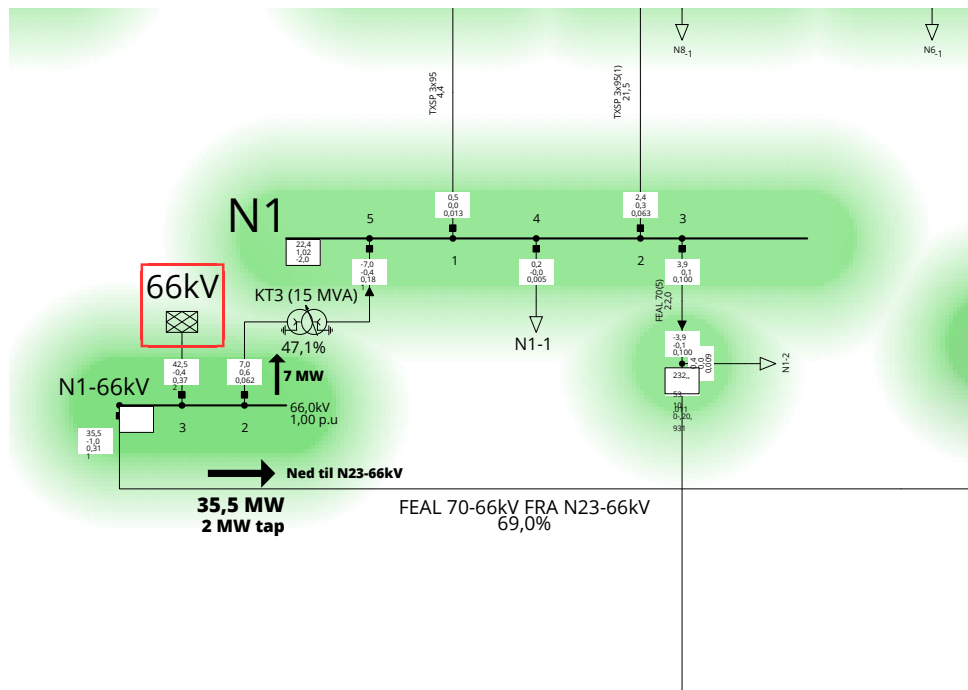
Tabell 4.2: FEAL 70 vs FEAL 95 vs parallelle FEAL 70, (66 kV, lengde: 10km):

Type	Effekt inn	Effekt ut	Tap	Belastning
FEAL 70	41,7 MW	40,6 MW	1,1 MW	81,3%
FEAL 95	41,4 MW	40,6 MW	0,8 MW	36,3%
Parallelle FEAL 70	20,6 MW hver	20,3 MW hver	0,3 MW hver	40,1% hver

Totaleffekten som mates inn på norddelen, må gjennom KT6 og FEAL 70-66kV fra N26 når det ikke er produksjon. Dette gjør disse komponentene kritiske, og de bør derfor oppgraderes. Å oppgradere til en ny transformator og en FEAL 95 linje, vil gi tilstrekkelig kapasitet for å møte dagens og fremtidige behov. Å opprettholde de eksisterende komponentene kan være en mer kostnadseffektiv løsning på kort sikt, men ikke på lang sikt.

Datasenteret kan eventuelt tilknyttes i dagens nett med vilkår, som forklart i avsnittet om tilknytningsplikt (2.4.3). En slik avtale kan innebære å begrense forbruket til f.eks 15 MW i perioder med null produksjon, eller koble ut datasenteret om det trengs.

4 RESULTATER OG DISKUSJON



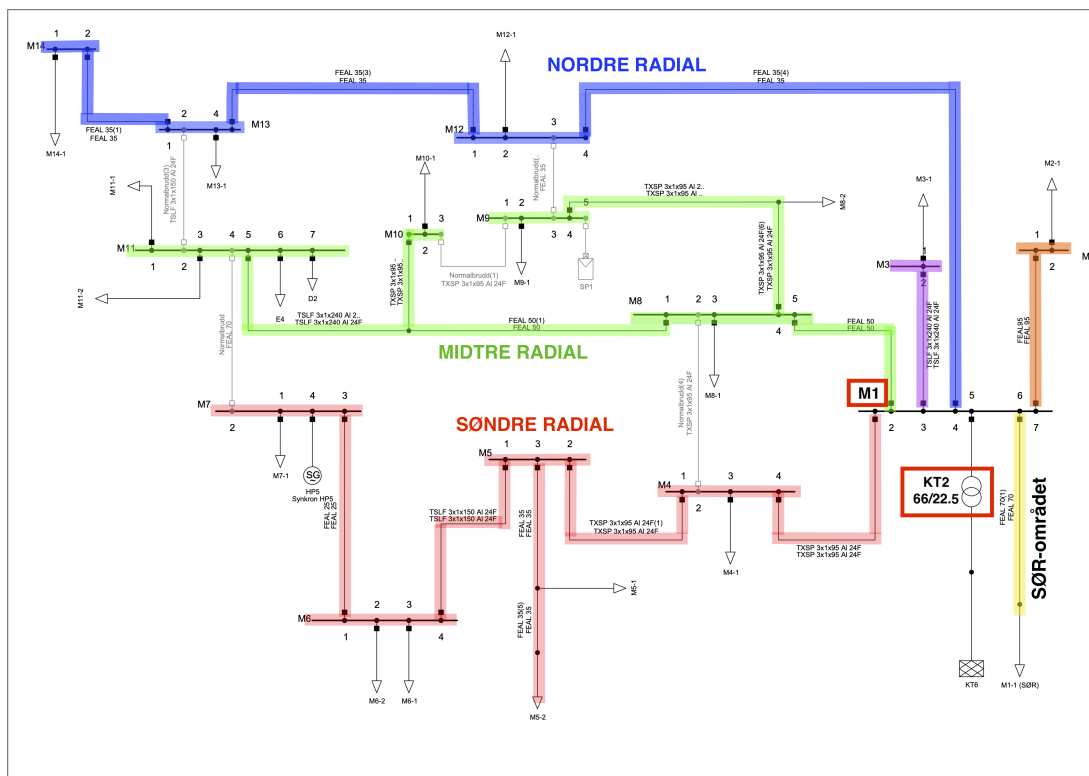
Figur 4.14: 66 kV-forsyning-N1 -NORD

En alternativ løsning vil være å benytte 66 kV-forsyningen fra N1 i perioder med høy belastning og ingen produksjon. Denne linja kommer fra et annet nettområde og benyttes ikke ved vanlig drift, men kan tas i bruk ved feilsituasjoner. Dette vil føre til at totalforbruket til norddelen fordeler seg over N1 og N23, og kun 35,5 MW vil gå gjennom linjen mellom N1 og N23. Av disse 35,5 MW vil 7 MW allerede være tildelt til N1. En illustrasjon av dette scenariet er vist i Figur 4.14

4 RESULTATER OG DISKUSJON

4.3 Midt

Midt-delen består hovedsakelig av sentrum av Surnadal og noen linjer som strekker seg ut fra sentrum. Det er simulert ut fra en lavlast-situasjon på 5% av installert effekt, og en høylast-situasjon på 20 MW, som tilsvarer 38% av installert effekt. De tre lengste radialene i området har fått navnene nordre-, midtre- og søndre radial (se Figur 4.15. I tillegg finnes to kortere radialer (lilla og oransje), som ikke vil bli særlig nevnt. I simuleringene er også hele belastningen fra sør-delen tatt med som én enkelt last "M1-1", for å kunne se på den samlede belastningen på krafttrafoen KT2. Det er idag ingen kraftverk i midt-området og det kan derfor ikke skilles mellom lav og høy produksjon, slik som i de andre områdene.



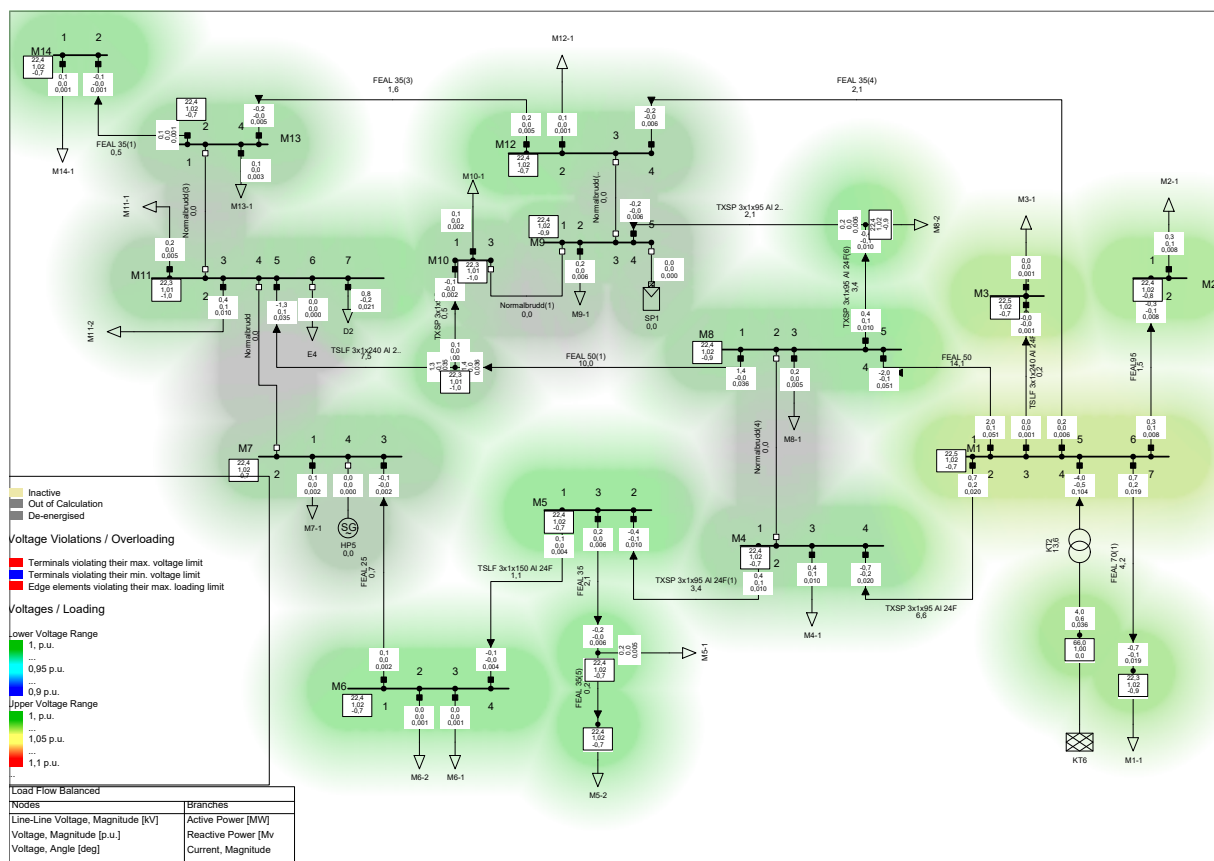
Figur 4.15: Radialer i midt-området. KT2 og M1 er uthevet for å vise plasseringene

4 RESULTATER OG DISKUSJON

4.3.1 Dagens situasjon

Lavlast - ingen produksjon

Figur 4.16 viser en helt grønn modell, uten noen problemer med for lav eller høy spenning. Den mest belastede linjen belastes med kun 14%. I normal drift ligger krafttrafo KT2 med et settpunkt på 22,5 kV som gjør at alle bussene i midt-delen ligger litt over 1,0 p.u. i lavlast.

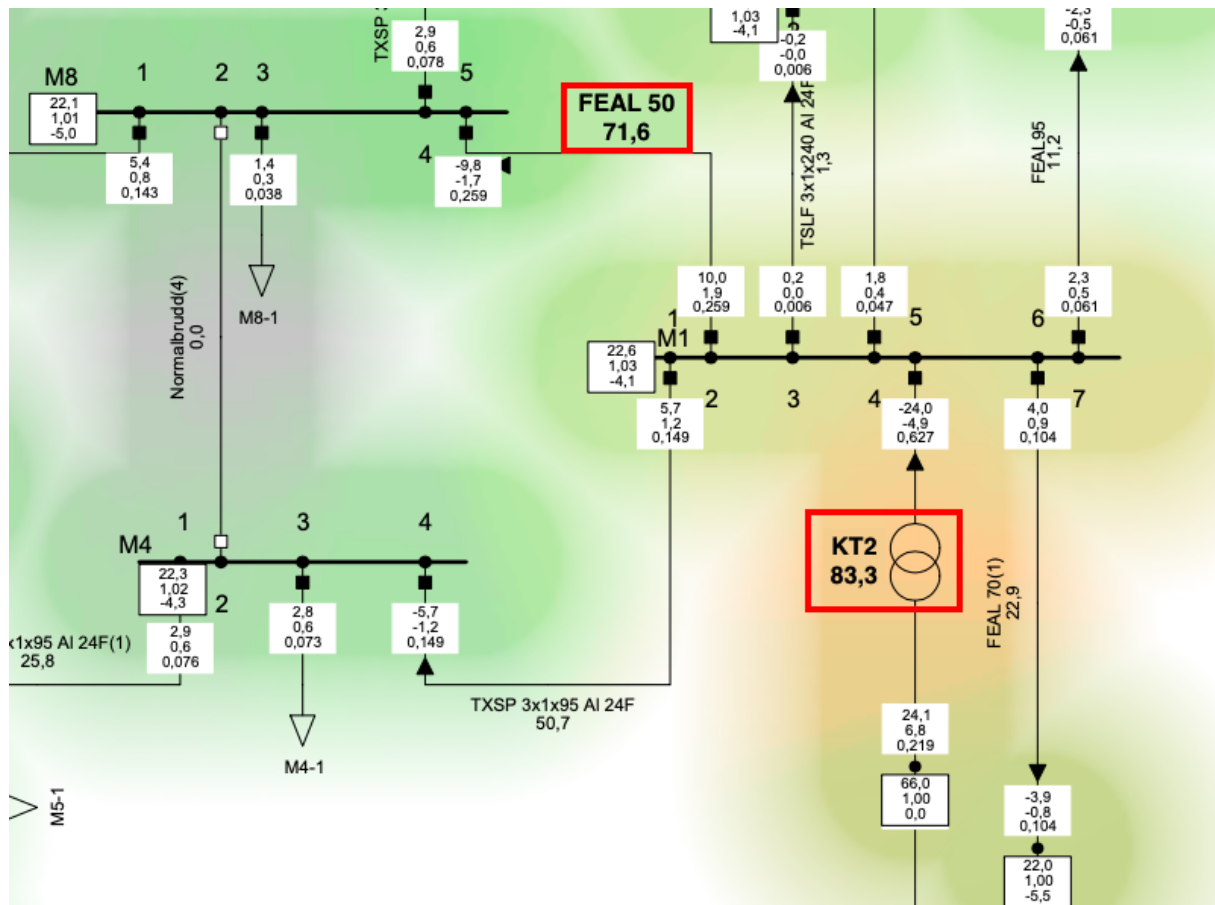


Figur 4.16: Lavlast - MIDT

4 RESULTATER OG DISKUSJON

Høylast - ingen produksjon

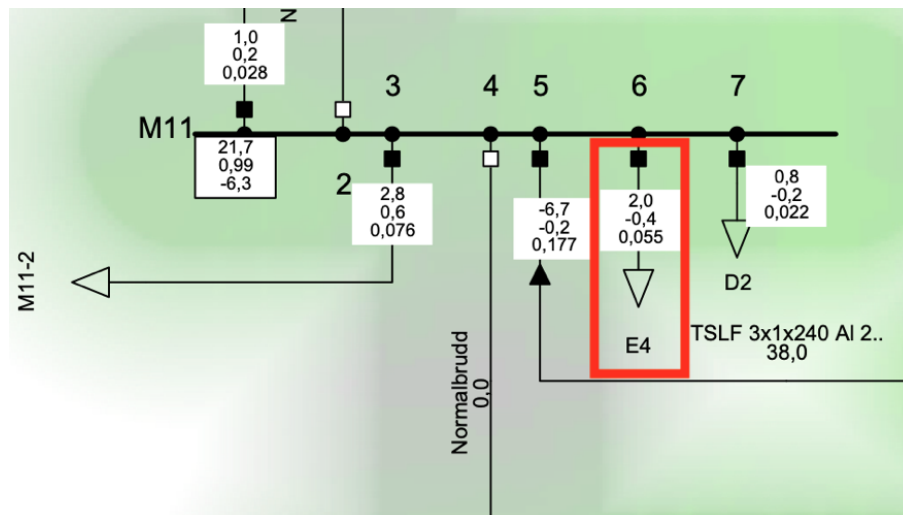
Også i høylast er alle bussene i midt-området godt innenfor kravet til $\pm 10\%$ spenning. I Figur 4.17 er det zoomet inn på de hardest belastede komponentene. KT2 blir belastet med 83,3% og linja med FEAL50 mellom buss M1 og M8 går med 71,6% belastning.



Figur 4.17: Utsnitt fra midt-området ved høylast

4.3.2 Fremtidige tilknytninger

Case 2.1



Figur 4.18: Datasenter E4 koblet til buss M11 -MIDT

Den første casen for midt-området er et nytt datasenter, E4 på 2 MW, som er planlagt i nærheten av det eksisterende datasenteret D2, på buss M11. I lavlast er det ingen problemer med spenningen eller belastningen på radialen ut til E4, og resten av modellen er identisk med lavlast-tilfellet uten datasenteret. Ved høylast viser derimot simuleringene at KT2 blir belastet med nesten 90% og at linja FEAL50 mellom M1 og M8 nå belastes med 84%.

Case 2.2

For midt-området er det planlagt utbygging av elvekraftverket HP5 på 3,5 MVA på buss M7 og solkraftverket SP1 som kan levere 2 MW på buss M9. Etersom tilkoblingene skjer på to forskjellige radialer vil de ikke påvirke hverandre og de to kraftverkene ble derfor slått sammen til én case.

Høylast

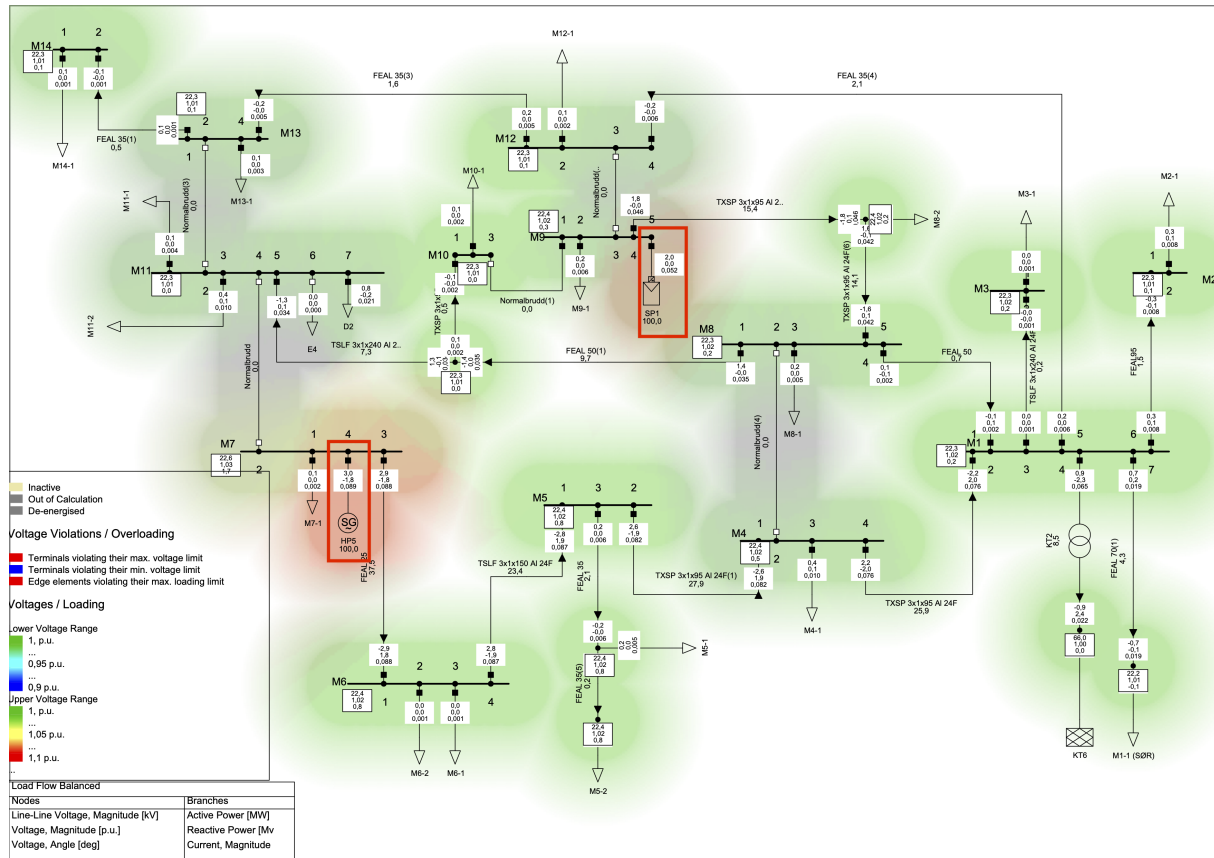
Når kraftverkene kjører vil de bidra til å avlaste KT2, som vanligvis forsyner hele midt-området. Ved høylast synker belastningen på KT2 fra 83% til 68% når begge kraftverkene settes i full produksjon. På linja FEAL50 mellom M1 og M8, som tidligere omtalt ved høylast, synker belastningen fra 72% til 57%.

Lavlast

Lavlast-situasjonen, som vist på Figur 4.19, viser at spenningen på bussen M7 stiger når HP5

4 RESULTATER OG DISKUSJON

kobles til, men ikke mer enn 0,03 p.u over spenningen på buss M1, som reguleres av KT2. På bussen der SP1 kobles til forblir spenningen nesten identisk med M1, og øker bare med 0,01 pu.



Figur 4.19: HP5 og SP1 tilkoblet ved lavlast -MIDT

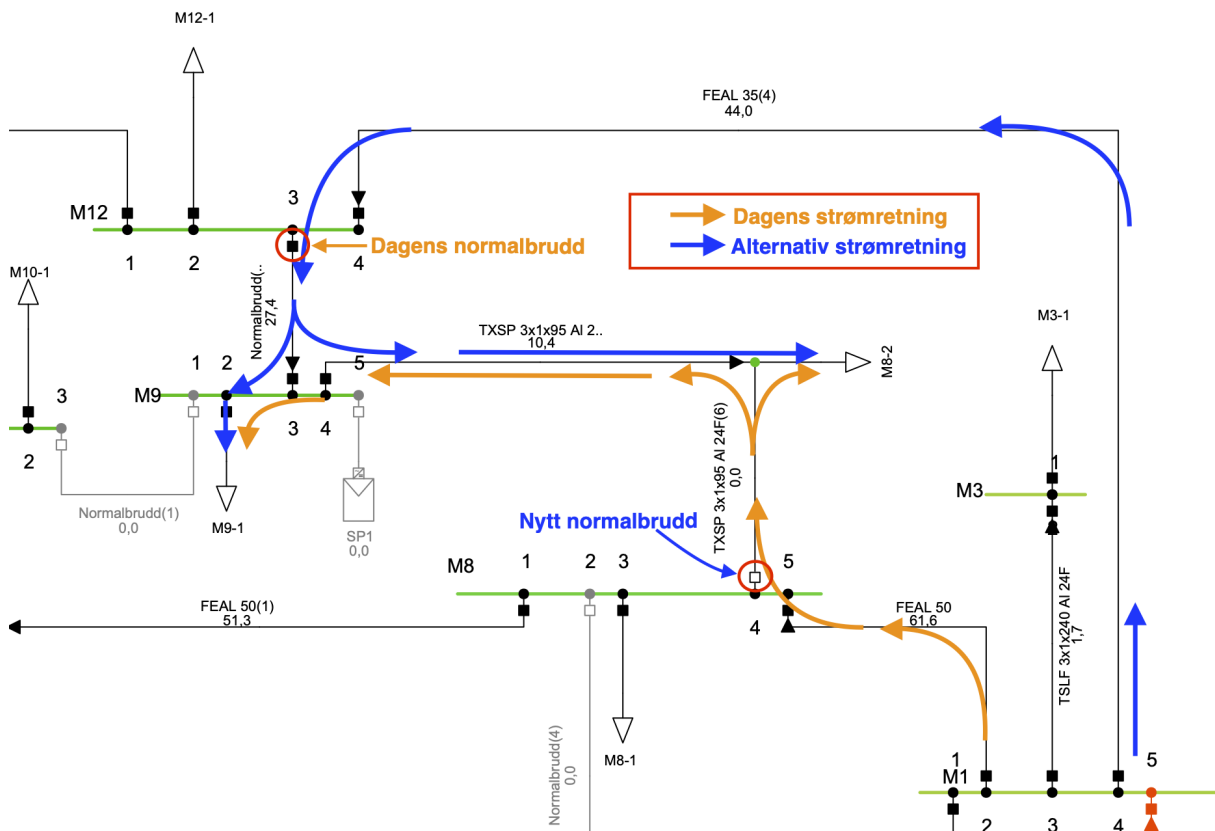
4.3.3 Diskusjon av midt-området

Som vist over er det få problemer under de forskjellige driftscenariene ved dagens situasjon. På grunn av forholdsvis korte radialer i midt-området holdes spenningen godt innenfor kravene også med de nye tilknytningene. Både høylast-situasjonen med det nye datasenteret, og lavlast-med de to nye kraftverkene tilkoblet, er mulig uten å gjøre endringer i nettet.

Selv om spenningene ikke er et problem, så viser simuleringene fra høylast at radialene er belastet veldig ulikt. Fra Case 2.1 kan man se at linjene på den nordre radialen ut mot M13 kun belastes med 16% og 12%, mot den midtre radialen som belastes med 84% og 50%. Et forslag for å utsette fremtidig oppgradering på den midtre radialen kan være å flytte noe av lasten over til radialen lenger nord. Ved hjelp av eksisterende brytere i nettet er det for eksempel mulig å legge om forsyningen til buss M9 og last M8-2 til å gå gjennom dagens normalbrudd mellom M9 og M12. Da må det lages et nytt normalbrudd mot den midtre radialen for å opprettholde radiell

4 RESULTATER OG DISKUSJON

drift. Figur 4.20 viser hvordan effektflyten endres ved omlegging.



Figur 4.20: Nytt normalbrudd ved M8 -MIDT

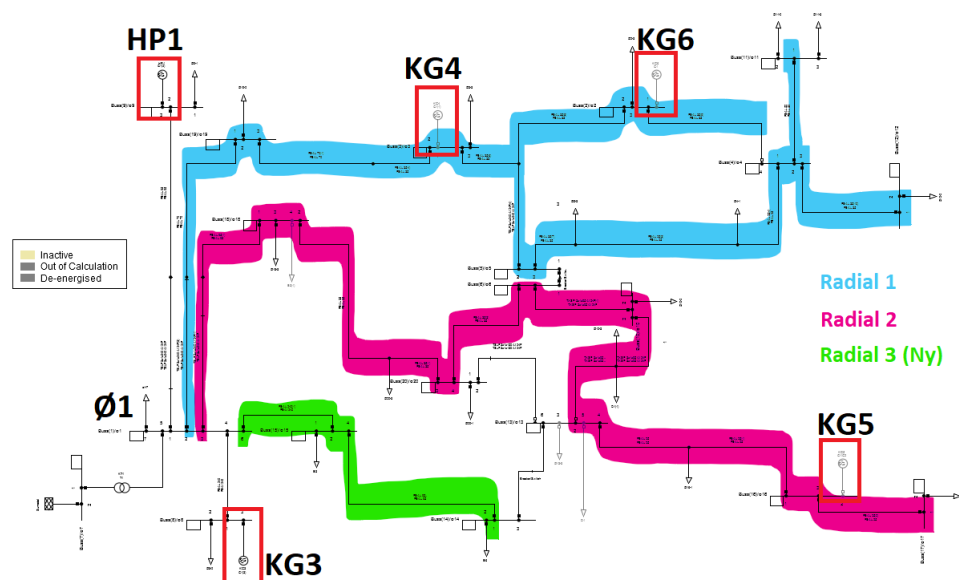
En tilsvarende omlegging kan også gjøres for noen av lastene på buss M11 på enden av den midtre radialen. Dersom normalbruddet mellom M11 og M13 flyttes lenger sørover, vil flere av lastene fra M11 havne på den nordre radialen. Dette er en løsning som allerede har vært diskutert hos S-nett. Med det nye datasenteret tilkoblet ved høylast, belastes krafttrafoen KT2 nesten opp mot sin maksgrense. Dersom forbruket i midt-området fortsetter å øke vil det bli nødvendig å sette inn en større krafttrafo for å dekke behovet. De to nye kraftverkene vil hjelpe til med å redusere belastningen på KT2, men utfordringen er at elvekraftverket HP5 sannsynligvis ikke er i drift i de kaldeste høylastperiodene. SP1 vil heller ikke yte maksimalt om vinteren, som forklart i avsnitt 2.2.2 om kraftproduksjon.

Settpunktet på KT2 er viktig for å få riktig spenning i midt- og sør-delen. Som nevnt i avsnitt 2.3.2 om trinnkobling justeres settpunkt i krafttrafoer gjerne mellom de ulike årstidene. Ved høylast settes settpunktet opp mot 22,8 kV (1,04 p.u.) for å ta høyde for spenningsfall på vei til kunden, og det justeres ned mot 1,01 p.u. ved lavlast og høy produksjon. Som nevnt er det noe spenningsstigning på buss M7 når det nye kraftverket HP5 kjører for fullt i en lavlast-situasjon.

Denne spenningsstigningen vil ikke være et problem så lenge ikke KT2 står med vinterstilling på settpunktet.

4.4 Øst

Østdelen av konsesjonsområdet til S-nett ligger i Rindal kommune og trekker i dag 13 MW i høylastperioder, som tilsvarer 42% av installert effekt. I lavlastperioder trekkes det 5% av installert effekt. Området er delt inn i 2 radialer (Radial 1 og 2) der konsesjonæren opplever problemer med spenningsfall i radial 2. Det er nylig tilknyttet et datasenter på 2 MW i området og det er planlagt å tilknytte to til på 10 MW hver. På grunn av spenningsfallet dette vil medføre må det undersøkes om dette er driftsmessig forsvarlig. Radial 3 er en tenkt ny radial som skal være med å løse problemene knyttet til belastningen på eksisterende radialer. Se Figur 4.21



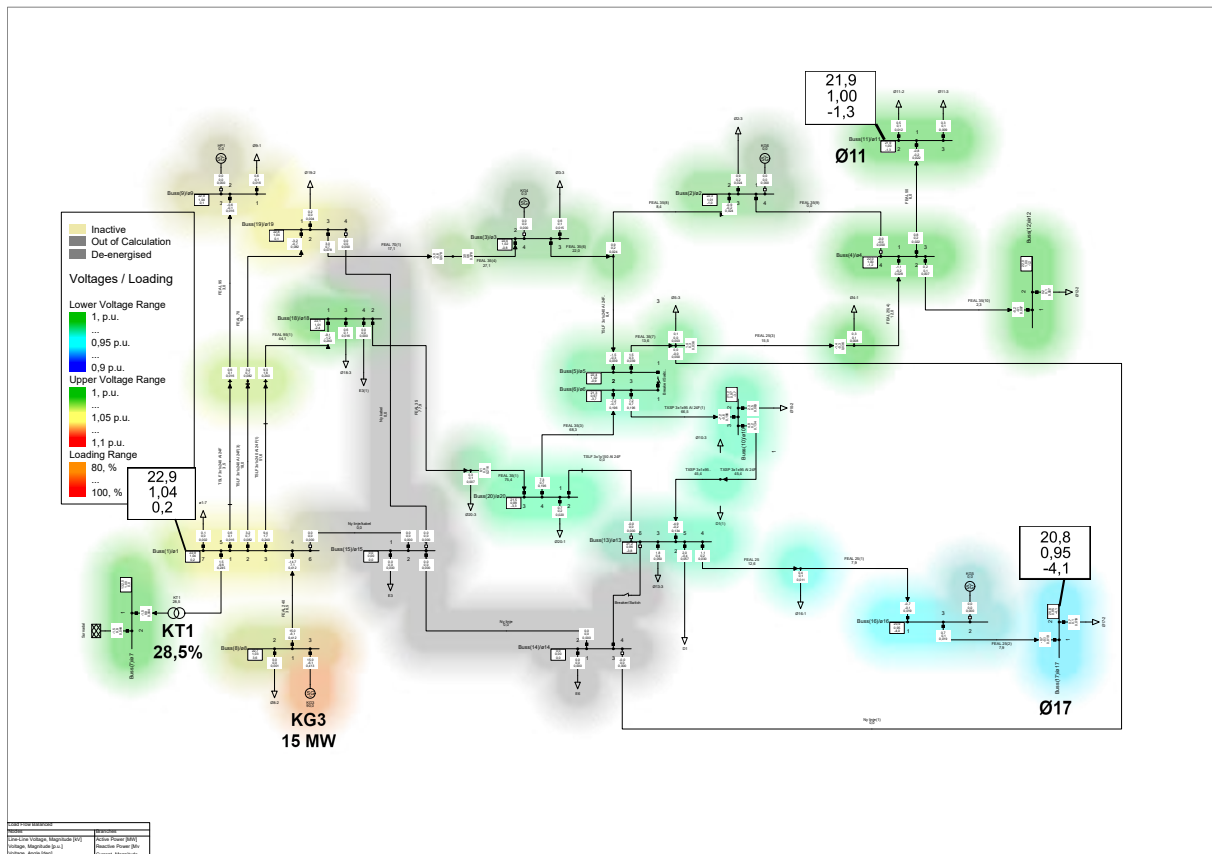
Figur 4.21: Inndeling av radialer i øst-området

I dette området er det foretatt simuleringer i både høy- og lavlastperioder, men det er høylastperiodene som er mest interessante å se nærmere på, på grunn av mye spenningsfall. Det er påbegynt bygging av et nytt kraftverk, HP1, nær buss Ø1. Dette er et 3-dagers magasin kraftverk som produserer ved høylast og som er tatt med i alle simuleringer bortsett fra simulering av dagens situasjon. Ved høylast i fremtiden vil HP1 og KG3 forsyne nettet i tillegg til forsyning fra det eksterne nettet, mens ved lavlast vil også KG4, KG5 og KG6 produsere energi.

4 RESULTATER OG DISKUSJON

4.4.1 Dagens situasjon

Som vist på Figur 4.22 er Radial 2 tungt belastet på de kaldeste vinterdagene. Dette medfører en spenning på 0,95 p.u av nominell spenning på 22 kV på buss Ø17, selv om sekundærspenningen ved krafttransformatoren på buss Ø1 er på 1,04 p.u. KT1 belastes med 28,5% når KG3 produserer for fullt.



Figur 4.22: Dagens nett i en høylastperiode i øst

Diskusjon, dagens situasjon

I dagens nett oppleves det problemer med spenningsfall i høylastperiodene. Tyngst belastet er Radial 2 og tilknytning av store laster på denne radialen vil være med på å senke spenningen på Ø17 ned mot 0,9 p.u.

Ø11 på Radial 1 har en spenning på 1.0 p.u i dag og det kan se ut som at radialen har tilgjengelig restkapasitet. Dette er fremdeles usikkert om linjene og kablene tåler tilknytningen av de store lastene som er tiltenkt. Ut fra Figur 4.22 er tydelig at transformator KT1 har nok ytelse til å forsyne flere laster i området, men det er usikkert om radialene tåler belastningen av de fremtidige tilknytningene.

4.4.2 Fremtidige tilknytninger

Case 3.1 og 3.2

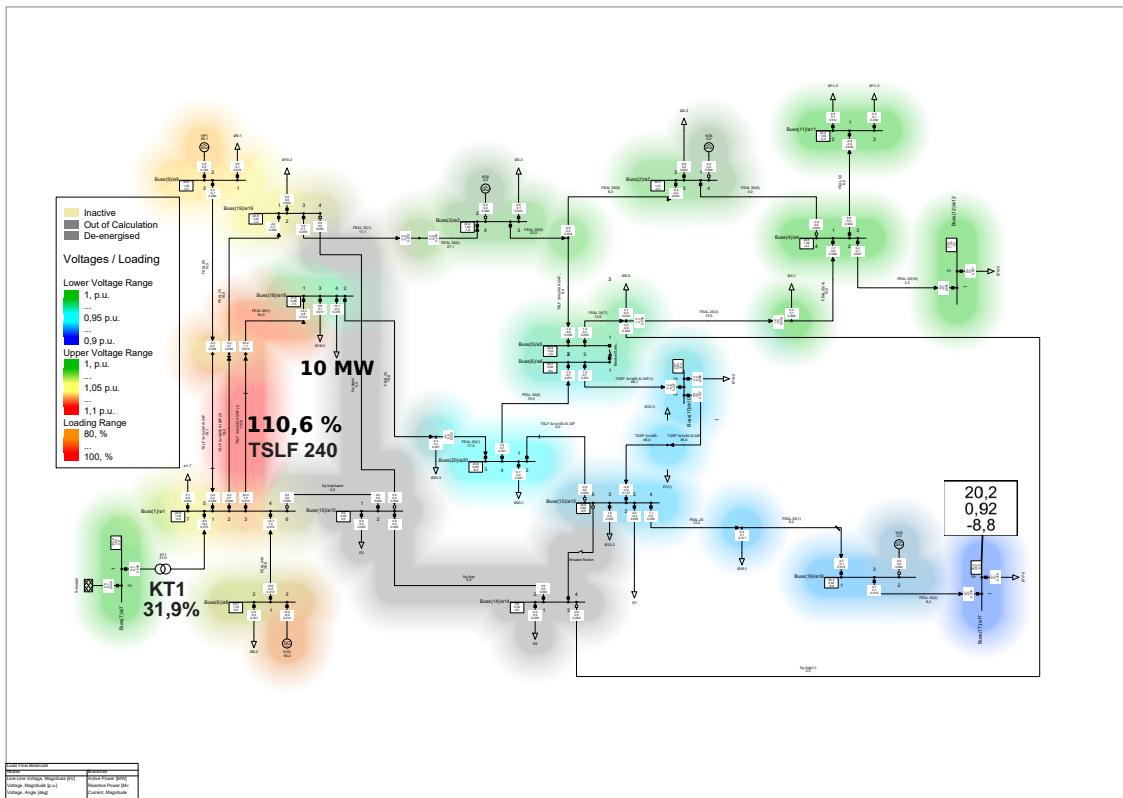
Caser for område øst er som nevnt to datasentre på 10 MW hver, der Case 3.1 er datasenter E3 og Case 3.2 er datasenter E6. Siden begge datasentrene har samme størrelse er det i dette området mest hensiktsmessig å omtale de som laster på 10 MW i stedet for å bruke casenavnet. I simuleringen er lastene forsøkt tilknyttet på forskjellige steder i nettet, både samtidig og isolert for å finne ut hvem av de som kan tilknyttes, eller om det i hele tatt er mulig.

Tilknytninger på Radial 2

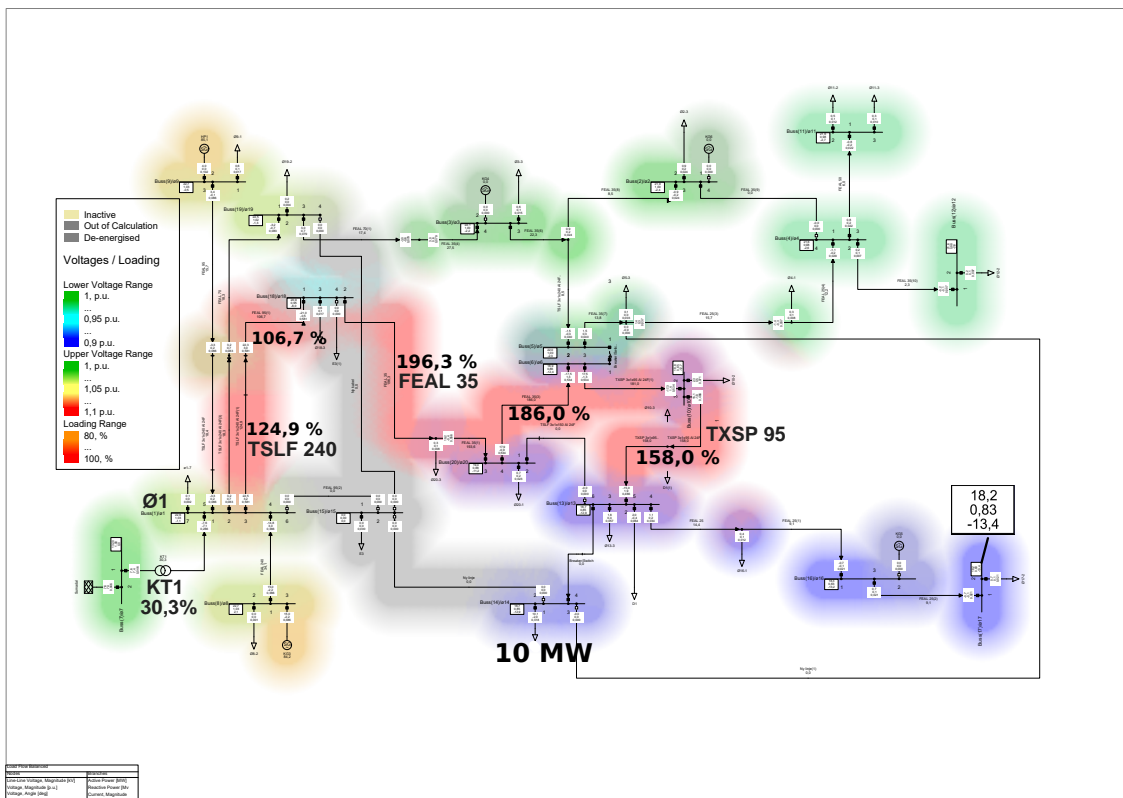
I Figur 4.23 er 10 MW koblet inn i begynnelsen av Radial 2, mens i Figur 4.24 er 10 MW koblet inn ved slutten av den samme radialen.

Som vist i figurene oppstår det stort spenningsfall og stor belastning på linjer og kabler både for Case 3.1 og Case 3.2. ved å tilknytte 10 MW langt ute på Radial 2 vil det mest utsatte linjestrekket belastes med 196% og spenningen på enden vil være 0,83 p.u. Ved tilknytning av 10 MW innerst på radialen vil belastningsgraden bli mindre og spenningen holder seg innenfor kravet med 0,92 p.u. Kablen ut fra Ø1 derimot, vil fremdeles være over 100% belastet.

4 RESULTATER OG DISKUSJON



Figur 4.23: Case 3.1 i høylast der 10 MW er koblet på starten av Radial 2

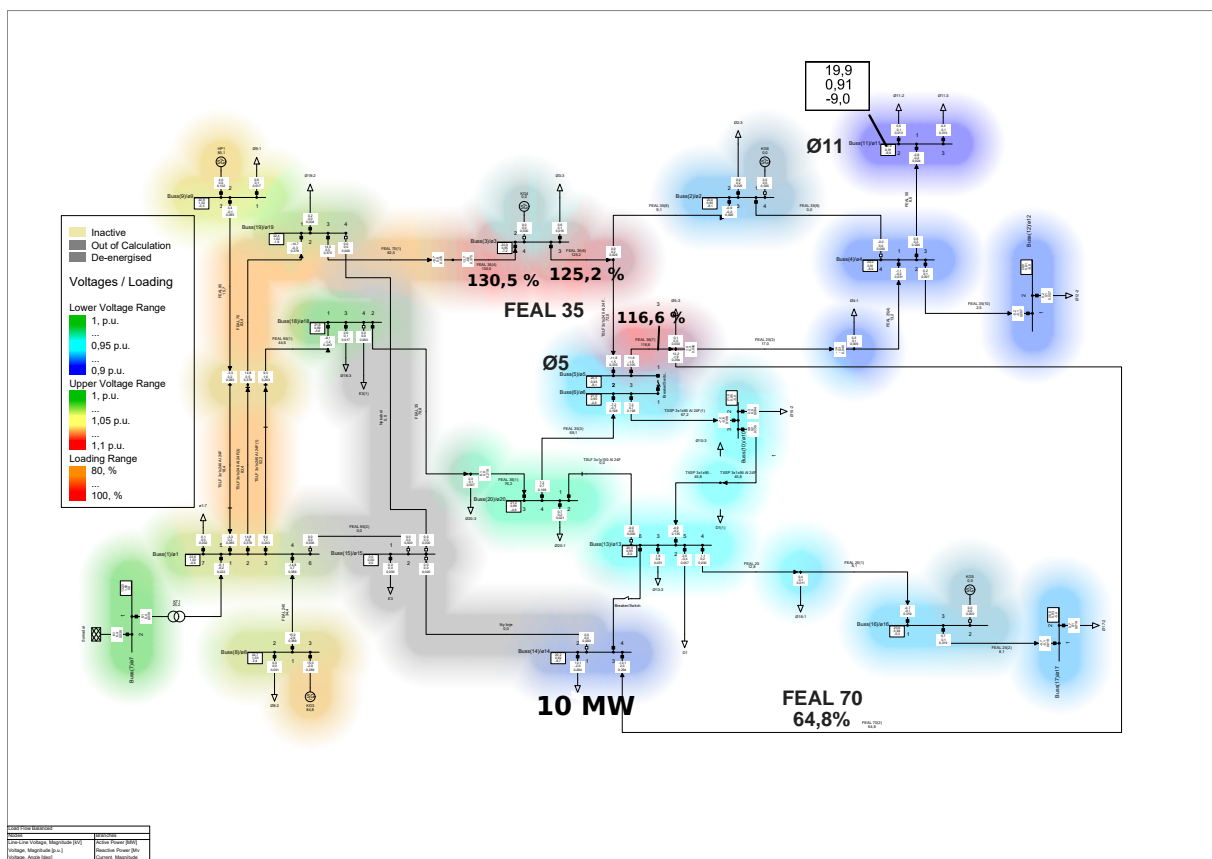


Figur 4.24: Case 3.2 i høylast der 10 MW er koblet inn ved slutten Radial 2

4 RESULTATER OG DISKUSJON

Tilknytninger på Radial 1

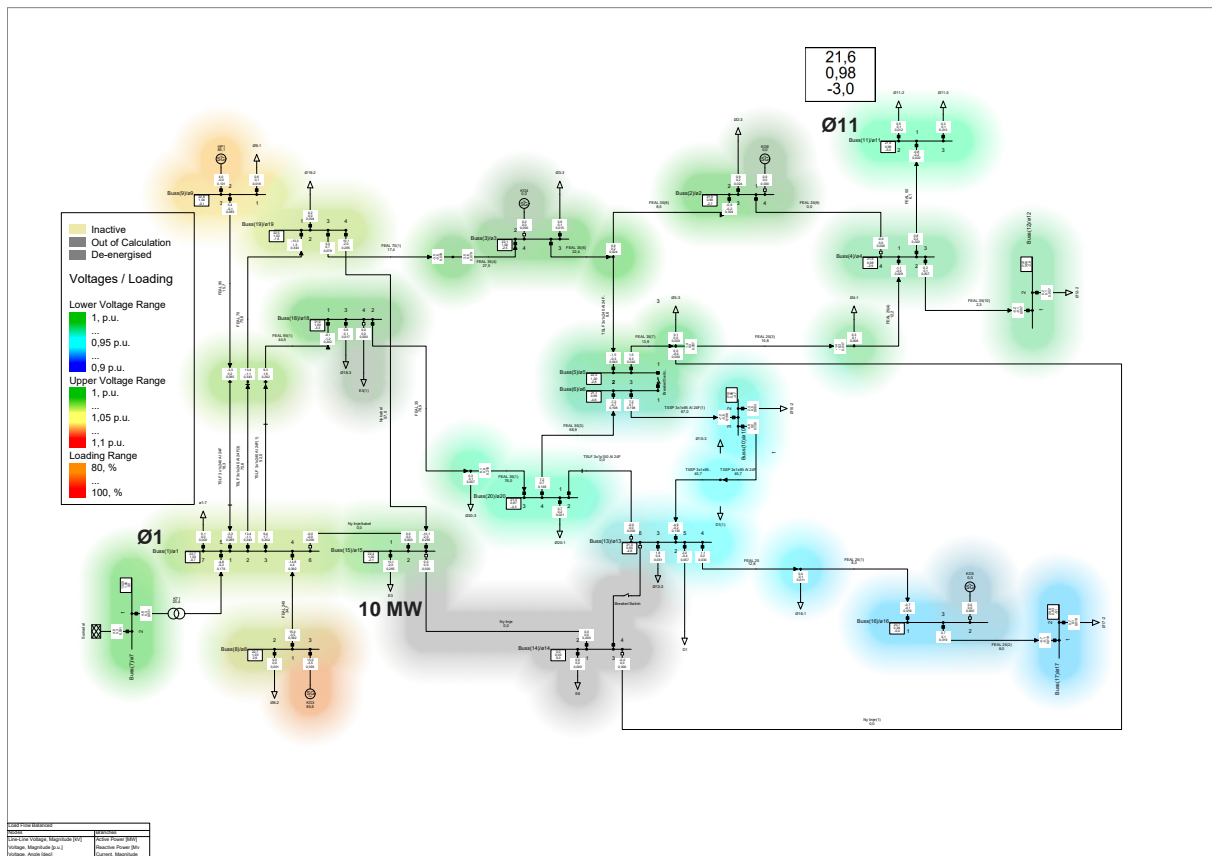
Samme simuleringer ble utført for Radial 1 der resultatene også viser overbelastning og spenningsfall, men i noe mindre grad enn ved simuleringene for Radial 2. Ved tilknytning av 10 MW langt ute i radialen som vist i Figur 4.25 vil et par av linjestrekkene gå over 100% belastning og spenningen i på buss Ø11 vil synke ned til 0,91 p.u. Den nye linjen som knytter datasenteret til Radial 1 er av type FEAL 70 og belastes med 64,8%.



Figur 4.25: Case 3.2 i høylast der 10 MW er koblet inn ved slutten av Radial 1

4 RESULTATER OG DISKUSJON

Det ble også simulert for tilknytning av 10 MW innerst på Radial 1 som vist i Figur 4.26. Dette er et scenario som ikke medfører store spenningsfall eller belastninger i en høylastperiode. Spenningen på buss Ø11 er på 0.98 p.u og belastningsgraden på kabelen ut fra Ø1 er lav.

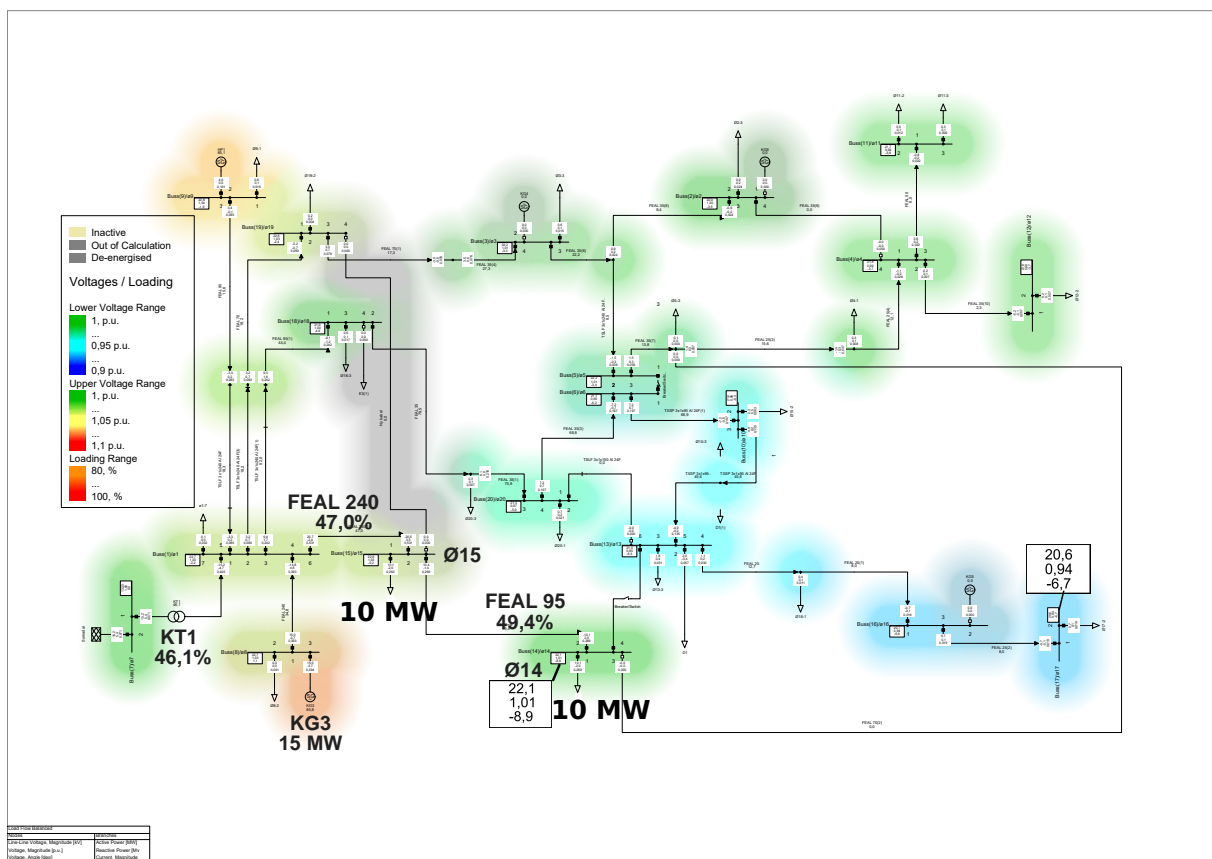


Figur 4.26: Case 3.1 i høylast der 10 MW er koblet inn starten av Radial 1

4 RESULTATER OG DISKUSJON

Case 3.3

I Case 3.3 er det foretatt simuleringer der den nye radialen er tatt i bruk. Simuleringene viser at KT1 og KG3 tilsammen har nok kapasitet til å forsyne området øst pluss de to datasentrene så lenge radialene tåler det. Figur 4.27 viser Case 3.3 i høylast der 20 MW er koblet på radial 3 med hhv. FEAL 240 i starten av radialen og FEAL 95 i slutten. Med dette linjevalget blir det restkapasitet på radialen.



Figur 4.27: Case 3.3 i høylast der begge datasentrene er koblet på radial 3

4.4.3 Diskusjon av øst-området

Simuleringene som er utført viser hvilke tilknytningsmuligheter som finnes for området:

- Radial 2 tåler ingen av de nye datasentrene
- Radial 1 tåler maks ett nytt datasenter
- Radial 3 tåler begge datasentrene

Ved tilknytning av 10 MW på radial 2 blir kabelen ut fra Ø1 belastet på godt over 100 % i høylastperioden uansett hvor i radialen tilknytningen skjer. Ved tilknytning langt ute i radialen blir også flere av linjene overbelastet. Linjer tåler til en viss grad overbelastning, men det gjør ikke kabler. Dette forklares i avsnitt 2.3.4 om linjer og kabler. Simuleringene viser også spenningsfall på buss Ø17 på enten 0.92 eller 0.83 p.u avhengig av hvor tilknytningen skjer. Dette viser at Radial 2 er svært lite fleksibel og at tilknytning av nye datasenter bør unngås på denne radialen.

Som vist i Figur 4.26 og Figur 4.25, tåler Radial 1 maks ett nytt datasenter tilknyttet i starten av radialen. Hvis dette skal være en løsning må det bygges et linjestrekk eller legges kabel på ca. 1,5 km siden datasenteret er tiltenkt på et bestemt sted med gitt avstand fra Radial 1.

Hvis det skal tilknyttes to datasentre, og det ene blir koblet på Radial 1, må det andre datasenteret legges på Radial 3. Dette betyr at Radial 3 må geografisk sett, legges rett forbi det første datasenteret (som nå er tilknyttet Radial 1). Dette er mulig, men det er ikke ansett som en fornuftig løsning på denne casen.

Den beste løsningen både for de nye lastene og det eksisterende nettet vil være å legge begge datasentrene på den nye radialen, altså Radial 3. Dette er som nevnt en løsning som gir restkapasitet på radialen, så det er mulig å gå ned i ledertverrsnitt uten at det medfører problemer.

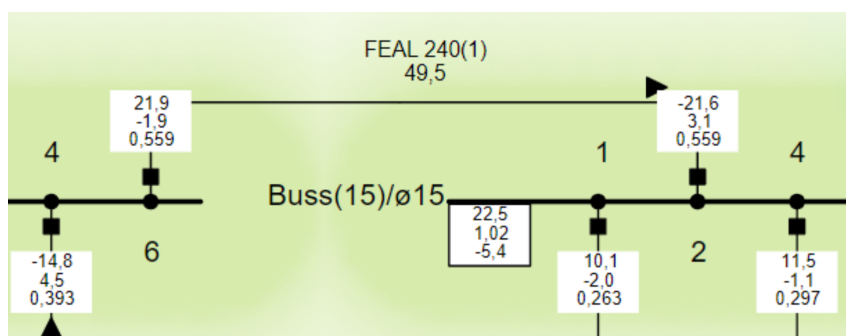
Forslag til løsning

På Case 3.3 er det i tillegg til høylast-, også interessant å se på lavlastperioden, siden datasentrene har en helt flat lastprofil gjennom året. Hvis linjebelastningen i høylast er over 100% vil det kunne by på problemer i lavlastperioden, med tanke på høyere utetemperaturer og dårligere kjøling av lederne.

4 RESULTATER OG DISKUSJON

For å utnytte restkapasiteten i Radial 3 og forbedre resultatet i Case 3.3 ytterligere, ble det foretatt simuleringer der de ytterste lastene på Radial 2 ble lagt over på Radial 3. Simuleringene viser at omleggingen gir en mye mer stabil spenning for kundene som blir flyttet over, pluss at belastningsgraden på linjene på Radial 2 reduseres litt. I tillegg vil kraftverket KG5 redusere litt av belastningen på Radial 3 i lavlastperioden.

I simuleringen er linjetypen FEAL 240 valgt for å redusere tapet og belastningen i linja. Dette valget gir fleksibilitet til å koble til nye laster på radialen i fremtiden.



Figur 4.28: Belastning av linje mellom Ø1 og Ø15 (radial 3) -Øst

I Tabell 4.3 er resultatet fra simuleringer med tre ulike tverrsnitt listet opp. FEAL 240 er det beste tverrsnittet, sett fra et rent kretsteknisk perspektiv. Sett bort fra belastningen av linjen vil FEAL 120 og 240 gi omtrentlig likt spenningsfall og effekttap. Her vil andre faktorer, som for eksempel kostnadene, være med på å avgjøre valget av tverrsnitt.

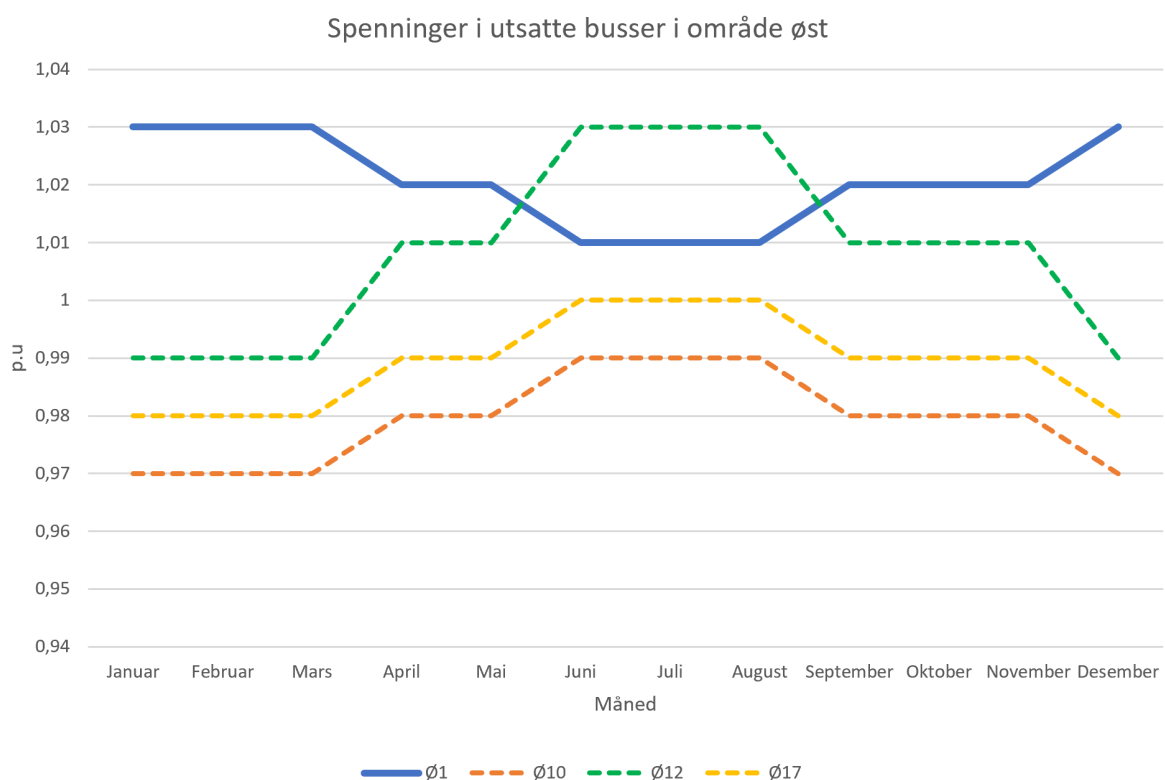
Tabell 4.3: Linjebelastninger radial 3 i høylast

Linjetype	Effekt inn	Effekt ut	Tap	Belastning	Scenario
FEAL 95	22,4 MW	21,6 MW	0,8 MW	105,1%	Høylast
	19,8 MW	19,2 MW	0,6 MW	93,2%	Lavlast
FEAL 120	22,0 MW	21,6 MW	0,4 MW	87,1%	Høylast
	19,5 MW	19,2 MW	0,3 MW	77,4%	Lavlast
FEAL 240	21,9 MW	21,6 MW	0,3 MW	49,5%	Høylast
	19,5 MW	19,2 MW	0,3 MW	45,3%	Lavlast

4 RESULTATER OG DISKUSJON

I Figur 4.29 er det vist spenningen i hver radial gjennom et kalenderår. Det er viktig å påpeke at lastskaleringen som er brukt i simuleringen følger en konstruert lastprofil hvor kun maks- og minverdiene for effekten er reelle verdier. I figuren er høylast simulert fra Januar til Mars, og lavlast fra Juni til August.

Det er tatt hensyn til småkraftverk som kun kjører i sommerhalvåret, laster som skaleres mellom 5 og 42 %, datasentre som kjører på konstant 100 % og at settpunktet på transformator KT1 endres mellom høy- og lavlast.

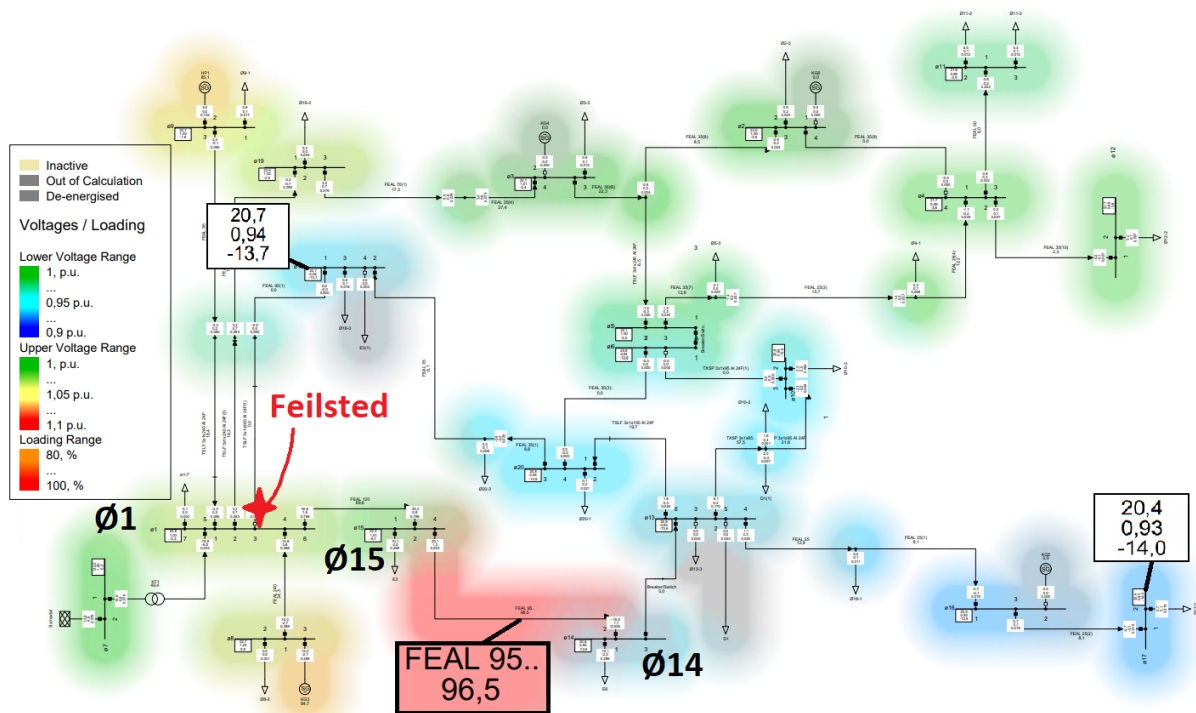


Figur 4.29: Dynamisk simulering av østdelen av nettet over et år

Figuren over viser som nevnt spenningen i p.u på endepunktet av hver av de 3 radialene, plus sekundærspenningen på krafttransformatoren (Ø1) som forsyner området. Ut fra figuren kan det vises at spenningen på Ø17 som nå er koblet på radial 3 ligger på 0,98 p.u i høylastperiodene, noe som er en høyere spenning sammenlignet med dagens situasjon på 0,95 p.u. Også i dette diagrammet er det simulert med FEAL 240 på linjestykket mellom Ø1 og Ø15.

4 RESULTATER OG DISKUSJON

For å vise fleksibiliteten til Radial 3 er det i Figur 4.30 simulert en feilsituasjon der effektbryteren på buss Ø1 som går ut til Radial 2 er defekt. Feilsituasjonen medfører brudd i avgangen, og hele Radial 2 blir lagt over til Radial 3, uten at det fører til spenninger under 0,93 p.u. Den største påkjenningen blir på linjestykket mellom Ø15 og Ø14 med en belastning på 96,5 % i denne perioden. Merk at her er det brukt FEAL 240 ut til buss Ø15 og FEAL 95 mellom Ø15 og Ø14.



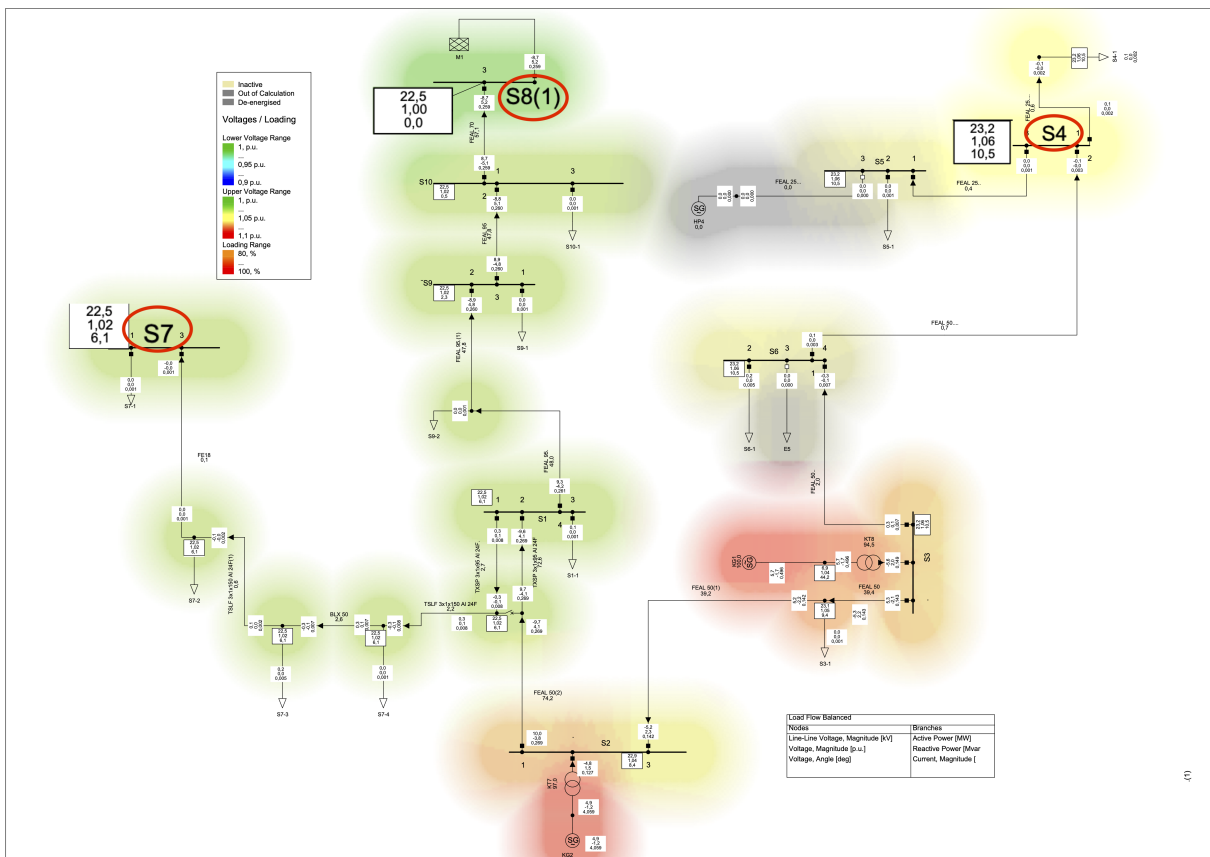
Figur 4.30: Feilsituasjon der hele radial 2 må legges over til radial 3 -Øst

4 RESULTATER OG DISKUSJON

4.5 Sør

Sør-området er tilknyttet midt-området og forsynes fra M1 som representeres ved det eksterne nettet som er koblet på buss S8. I høylastperioder trekker sør-området 4 MW. I dette området er det to ulike kraftverk som genererer energi, og begge er elvekraftverk. Disse kraftverkene er kjent som KG1 og KG2. Elvekraftverk er avhengige av vannføringen i elvene, noe som betyr at kraftproduksjonen kan variere i ulike scenarier avhengig av tilgjengeligheten av vann i elvene. Situasjonen høylast - høy produksjon er ikke simulert, ettersom kraftverkene ikke produserer under høylast, som nevnt i avsnitt “scenarier” 3.3.1.

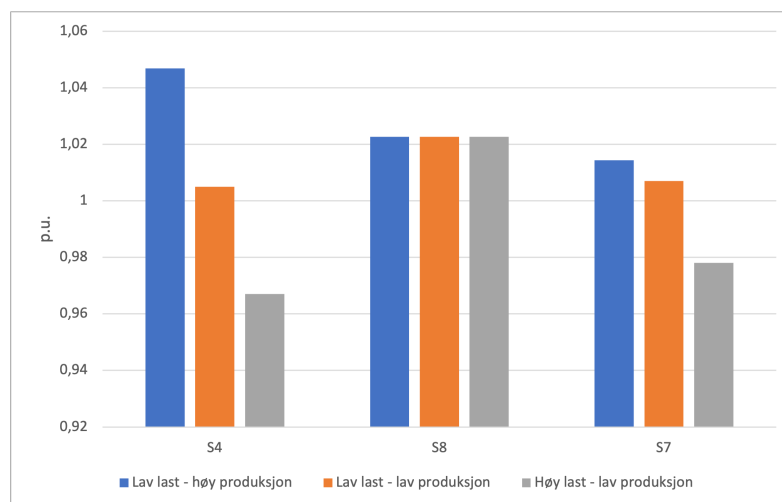
4.5.1 Dagens situasjon



Figur 4.31: Dagens nett med lav (5%) last og full produksjon (100%) -SØR

Figur 4.31 viser en modell av hele sør-området. Basert på figuren er det valgt ut tre områder for å analysere videre. Disse er S4 og S7, som er på enden av hver sin radial, og S8, som er tilkoblet M1. Denne vil som regel ligge på 22,5 kV (1,02 p.u), men justeres etter ulike tider på året.

Figur 4.32 viser spenningene på enden av radialene i ulike scenarier.



Figur 4.32: Spenningsnivå ved ulike scenarier i ulike busser ved dagens situasjon -SØR

Figuren 4.32 viser at buss S4 har den høyeste spenningsverdien blant de tre bussene i sør-området ved lavlast - høy produksjon, med en verdi rundt 1,05 p.u.

I tilfellet ved lavlast - lav produksjon er spenningen i hele sør-området tilnærmet lik referansespenningen for M1 på 1,02 p.u.

Ved høylast - lav produksjon opprettholdes spenningskvaliteten, med minimalt spenningsfall på 0,98 p.u.

4.5.2 Diskusjon

Lavlast - høy produksjon

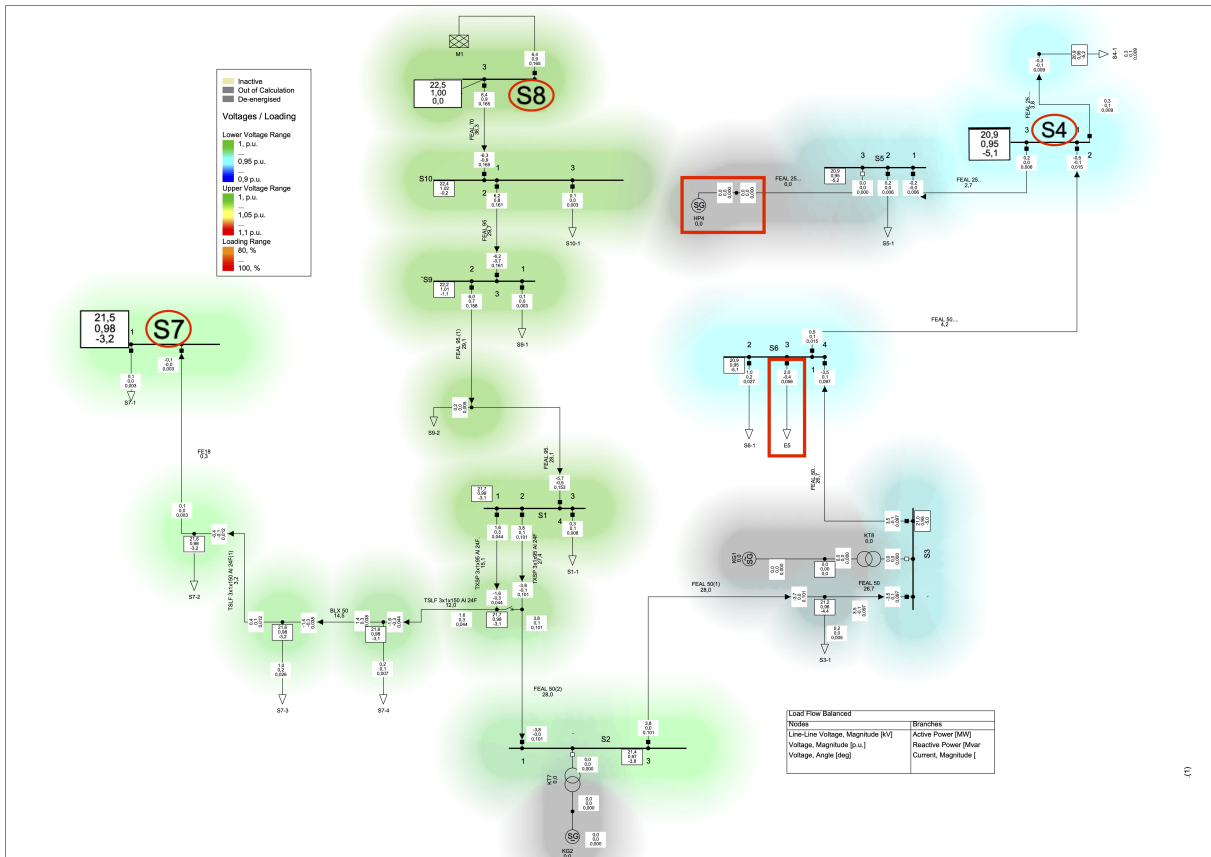
Buss S4 utmerker seg som den bussen i sør-området med høyest spenningsstigning under lavlast - høy produksjon. Dette kan tilskrives det faktum at buss S4 befinner seg i enden av radialen, nær kraftverkene KG1 og KG2. Uten produksjon fra kraftverkene, kommer effektflyten i nettet fra midtområdet. Når kraftverkene begynner å produsere, endres effektretningen og dette øker spenningsverdien ved S4.

4.5.3 Fremtidige tilknyttinger

Caser for område sør er et nytt datasenter på 2 MW og nytt elvekraftverk på 2,3 MVA. Datasenteret blir simulert ved de ulike scenariene hvorav elvekraftverket kun blir simulert ved ett scenario. I tillegg til dette vil det bli foretatt en simulering med disse tilknyttingene samtidig.

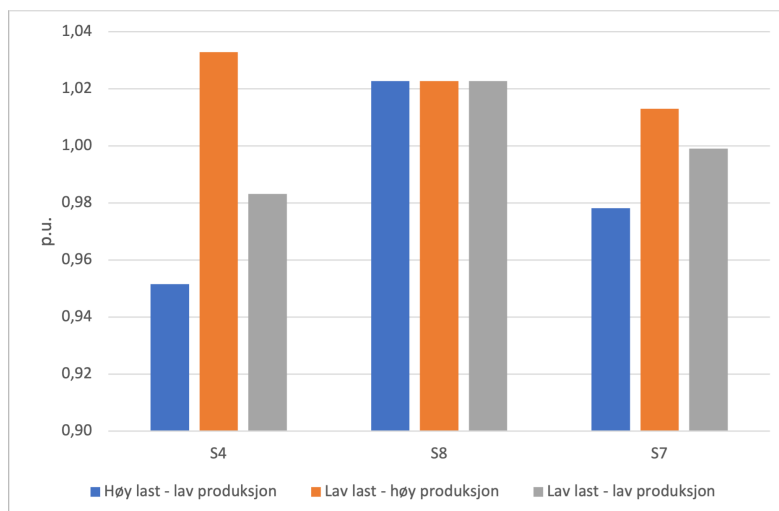
4 RESULTATER OG DISKUSJON

Case 4.1, tilkobling av nytt datasenter (E5)



Figur 4.33: Høylast (26,6%) og lav produksjon (0%), der nytt datasenter (E5) og elvekraftverk (HP4) er merket med rød rektangel -SØR

Case 4.1 som representerer det nye datasenteret er illustrert i Figur 4.33. Figuren er simulert med tilkobling av E5, der den lyseblå fargen viser til spenningsfall i området rundt S4. De ulike verdiene, ved ulike scenarier kan studeres i Figur 4.34.



Figur 4.34: Spenningsnivå ved ulike scenarier i ulike busser ved tilkobling av datasenter E5 -SØR

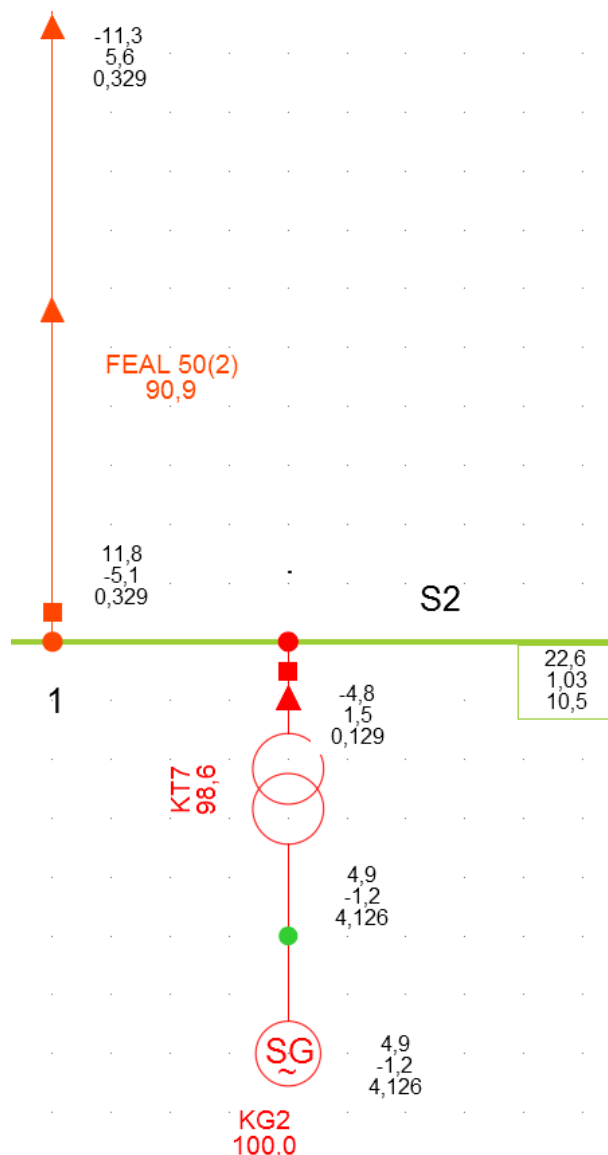
4 RESULTATER OG DISKUSJON

I søylediagrammet kan man lese av ulike spenningsnivåer i p.u, når E5, som trekker 2 MW kobles til nettet. Fra figuren kan det observeres at det verst mulige spenningsstille oppstår under høylast på buss S4 med en verdi på rundt 0,95.

Case 4.2, tilkobling av nytt elvekraftverk (HP4)

Ved tilkobling av HP4 på buss S5, oppnås tilnærmet likt spenningsnivå på buss S4 og S7 sammenlignet med normal drift under lavlast - høy produksjon.

Som et resultat av denne tilkoblingen, blir det et større effekttap i systemet sammenlignet med de andre casene. Uten idriftsettelse av HP4 vil det totale effekttapet være på 1 MW. Med tilkoblingen av HP4, vil det totale effekttapet øke til 1,65 MW. Det mest betydningsfulle linjetapet i dette scenariet blir fremstilt i Figur 4.35.



Figur 4.35: Høyest belastede linje i sør tilkoblet buss S2

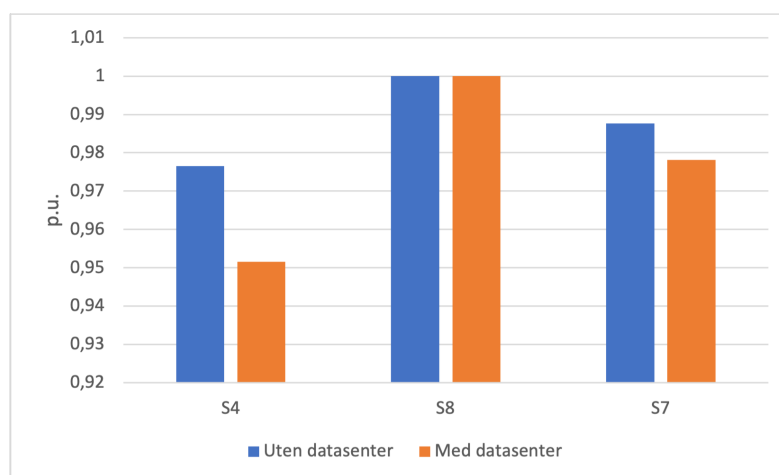
Tilkobling av både E5 og HP4

I Case 4.3 er både E5 og HP4 tilkoblet modellen, og det vil forekomme en spenningsstigning på 1,04 p.u på buss S4. Her blir det kun simulert under scenariet lavlast - høy produksjon, ettersom det er lite sannsynlig at HP4 ikke vil produsere elektrisk kraft alene uten at de to andre elvekraftverkene, KG1 og KG2.

4.5.4 Diskusjon caser

Case 4.1

I vintersesongen med høylast og lav produksjon vil det som nevnt tidligere oppstå spenningsfall i nettet, når datasenteret E5 blir tilkoblet. Dette resultatet indikerer at videre utbygging i området kan være utfordrende, ettersom det allerede er begrenset kapasitet.



Figur 4.36: Sammenligning av nettet under høylast - lav produksjon, før og etter tilkobling av datasenter E5 -SØR

Figuren 4.36 sammenligner nettet før og etter tilkoblingen av datasenter E5 under høylast - lav produksjon. Det ble forsøkt å koble til enda et datasenter på 3 MW i sør-området, på S7. Spenningen falt da under 0,9 p.u.

Case 4.2

I Case 4.2 viser resultatene at tilkoblingen av kraftverket HP4 vil føre til økt effekttap på grunn av den økte belastningen på linjene.

Tilkoblingen av HP4 vil ikke påvirke spenningen i modellen, men linjene vil bli mer belastet, og effekttapet i nettet øker. Dette fører til økte driftskostnader for S-nett, som må betale for tapet ved å kjøpe energi fra kraftselskapene.

Det er viktig å merke seg at tilkoblingen av HP4 krever at kraftverket settes i kapasitiv modus i simuleringen, hvor det trekker reaktiv effekt. Dette betyr at S-nett må samarbeide med kraftselskapet for å sikre at nettet kan operere ved stabile spenningsnivåer. Dersom HP4 leverer reaktiv effekt, kan det føre til en markant økning i spenningen. Spenningsverdien kan da nå helt opp til 1,09 p.u.

Forslag

Fordelingstransformator med automatisk trinnkobler kan være ett alternativ for å unngå ytterligere spenningsfall i dette området. Ved å implementere denne typen transformator i tilknytningspunktet til datasenteret, vil det være mulig å akseptere større spenningsvariasjoner på høyspentsiden i distribusjonsnettet[28].

Distribuert energilagring kan også være en løsning for dette området. Eksempel på dette er bruk av batterier. Disse kan bidra å stabilisere spenningen ved høy belastning. Batteriene vil kunne lades opp i perioder med lavlast ved eksempelvis bruk av solcellepaneler.[47].

5 Konklusjon og fremtidig arbeid

5.1 Konklusjon

I arbeidet med oppgaven ble det laget ulike modeller av strømmettet til S-nett. Modellene ble simulert og resultatene dannet grunnlaget for å identifisere steder med kapasitetsutfordringer. Under simuleringene ble det tatt utgangspunkt i fire bestemte last- og produksjonsscenarioer som representerer faktiske yttertilfeller fra driften av nettet. I resultatet har det blitt fokusert på spenningskvalitet i radialene, overbelastning av komponenter og effekttap i nettet, og tilsammen har de gitt et klarere bilde av tilstanden til distribusjonsnettet. Simuleringer av hovedmodellen ble brukt som et verktøy for å kunne avdekke de svakeste områdene i dagens nett, og det viser seg at nord- og østdelen har de største utfordringene.

Resultatene for dagens situasjon i nordområdet viser at spenningen er stabil i alle radialene. Unntaket er i radial A, hvor mye produksjon skaper spenningstigning og dermed restkapasitet. Produksjonskapasiteten gir også utfordringer andre steder i området, spesielt for transformatorene KT4 og KT5 som blir høyt belastet. KT4 er overbelastet i alle driftsscenarioer og det anbefales derfor å bytte den ut. Resultatene av fremtidige tilknytninger viser at datasenter E1 er uproblematisk, og at E2 også er mulig under forutsetning av at det er lokal produksjon i området. Uten lokal produksjon, vil 66 kV-linja inn til området, og KT6 måtte byttes.

Simuleringer fra dagens situasjon i øst-området viser at Radial 2 har utfordringer med kapasiteten og vil ikke være mottakelig for et datasenter på 10 MW. Radial 1 derimot, har noe restkapasitet og kan tåle en slik tilknytning. Det konkluderes med at hvis begge datasentrene skal tilknyttes samtidig, må det bygges ut en ny radial. For å best mulig kunne møte fremtidens utfordringer og utjevne belastningene i området, anbefales det å bruke stort nok tverrsnitt til at Radial 3 kan forsyne begge datasentrene på 10 MW hver, og i tillegg avlaste deler av Radial 2.

Midt-området er det området med mest stabil spenning i dagens situasjon. Spenningen på bussene ligger nærme referansespenningen i alle de forskjellige driftscenariene. Resultatene viser også at området har lite problemer med å tilknytte det planlagte datasenteret E4 og kraftverkene HP5 og SP1. For å dra full nytte av det eksisterende nettet ble det foreslått å omfordele noen av lastene ettersom radialene er veldig ujevnt belastet. Med enkle tiltak kan laster fra den tungt belastede midtre radialen flyttes over til den nordre radialen, som har mye restkapasitet.

I sør-området oppstår det en spenningsstigning når elvekraftverkene produserer i dagens situasjon, mens spenningen forblir stabil i de andre scenariene. Problemene oppstår først når nye store laster kobles til. Det nye datasenteret E5, vil gi spenningsfall under høylast og ved tilknytning av flere datasentre vil spenningen raskt falle under 0,9 p.u.

Basert på alle resultatene fra dagens nett, kan det konkluderes med at konsesjonsområdet til S-nett står overfor visse kapasitetsutfordringer. Ved tilknytning av fremtidige laster og kraftverk vil det være nødvendig å gjøre endringer i nettstrukturen og på komponentnivå.

For å sammenfatte oppgaven opp mot problemstillingen kan det konkluderes med følgende:

- De generelle utfordringene med dagens og fremtidens strømmnett har blitt gjennomgått
- Det ble opprettet en modell av distribusjonsnettet basert på faktiske data og komponentverdier
- Modellen ble simulert og det ble avdekket områder med restkapasitet, kapasitetsutfordringer og stor spenningsvariasjon i de ulike scenariene
- Noen feilsituasjoner ble simulert for å se om området var redundant eller ikke
- Oppgraderingsalternativer for dagens og fremtidens nett ble forslått

5.2 Refleksjoner

Underveis i arbeidet med oppgaven viste det seg at tiden det tok å bygge opp modellene var lenger enn først antatt. Opprinnelig var tanken at dagens nett og hovedmodellen skulle få mye oppmerksomhet under simuleringen, men etterhvert gikk tidsbruken mer og mer over til å simulere de nye casene i hvert område. Det førte til at simulering av feilsituasjoner ble litt nedprioritert, og med en innleveringsfrist som nærmet seg måtte vi innse at vi ikke fikk med like mange feilsimuleringer som vi hadde sett for oss da vi begynte på prosjektet.

5.3 Veien videre

Nettet til S-nett er stort, og komplekst og med en tidshorisont på under fem måneder er det vanskelig å sette seg inn i alle detaljer om nettet. Derfor kan videre arbeid på området være av verdi. Som forslag til fremtidig arbeid er foreslått følgende punkter:

- Benytte et mer detaljert datagrunnlag, f.eks. effekthistorikk fra hver enkel fordelingstrafo.
- Utføre en kost-nytteanalyse av forslagene som er gitt i rapporten for å vurdere om de er praktisk gjennomførbare.
- Simulere flere feilsituasjoner for å avdekke flere områder som har N-0.
- Sette sammen hele nettet i én fullstendig modell. Dette forutsetter en utvidet PF-lisens, uten nodebegrensning.
- Inkludere lavspentnettet i modellen.

Referanser

- [1] Regjeringen, “Strømnettet i norge,” 2021. [Online]. Available: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2022-6/id2918464/?ch=4>
- [2] SINTEF, “Planleggingsbok for kraftnett,” 2014. [Online]. Available: <https://www.nortrafo.no/lastned.asp?Filnavn=sintefberegningavkapitali.pdf>
- [3] T. Toftevaag, *Transformatorer, forelesning*. NTNU, 2022.
- [4] electricalindia, “Underground cables,” 2022. [Online]. Available: <https://www.electricalindia.in/underground-cables/>
- [5] M. H. Ali, “Utfordring med spolejordet nett,” 2021. [Online]. Available: <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/2778290>
- [6] M. S. M. Giset, “Studentrapport - systemjording,” 2017. [Online]. Available: <https://www.nve.no/Media/6461/studentrapport-systemjording.pdf>
- [7] E. tjeneste AS, “Selvslukkende gnistgap,” 2023. [Online]. Available: <https://www.el-tjeneste.no/wp-content/uploads/2023/03/Brosjyre-Gnistgap.pdf>
- [8] “Bearbeidet skjermbilde fra atlas.nve.no.” [Online]. Available: <https://atlas.nve.no/html5Viewer/?viewer=nveatlas>
- [9] Sælen, “Topflow, a toolbox for specialized power system analysis,” 2020. [Online]. Available: <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/2778209>
- [10] “Mot energikrise i europa,” 2021. [Online]. Available: <https://energiogklima.no/nyhet/fem-paa-fredag/fem-pa-fredag-mot-energikrise-i-europa/>
- [11] EnergifaktaNorge, “Kraftproduksjon,” 2022. [Online]. Available: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/>
- [12] O. og energidepartementet, “Nett i tide – om utviklingen av strømnettet,” 2022. [Online]. Available: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2022-6/id2918464/?ch=4>
- [13] S-Nett, “Velkommen til s-nett as,” 2023. [Online]. Available: <https://snett.no/>
- [14] NVE, “Utformingen av overføringsnettet i norge,” 2021. [Online].

- Available: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettleie/utformingen-av-overforingsnettet-i-norge/>
- [15] Energifaktanorge, “Strømnettet er viktig infrastruktur,” 2019. [Online]. Available: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/>
- [16] Tensio, “Strøm til hele norge,” 2021. [Online]. Available: <https://tensio.no/aktuelt/strom-til-hele-norge>
- [17] K. A. Rosvold, “Elvekraftverk,” 01.07.2020. [Online]. Available: <https://snl.no/elvekraftverk>
- [18] Statkraft, “Solkraft,” 2023. [Online]. Available: <https://www.statkraft.no/var-virksomhet/solkraft/>
- [19] C. Benjaminsen, “Hvor godt virker egentlig solceller om vinteren?” 2018. [Online]. Available: <https://gemini.no/2018/03/hvor-godt-virker-egentlig-solceller-i-nordisk-klima/>
- [20] E. Barstad, “Solenergiressursen i norge,” 2018. [Online]. Available: <https://gemini.no/wp-content/uploads/2018/02/solinnstrling.png>
- [21] I. B. Sperstaad, “Forsyningssikkerheit i framtidias fleksible og intelligente nett,” 2021. [Online]. Available: <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/forsyningssikkerheit-i-framtidas-fleksible-og-intelligente-nett/>
- [22] T. A. Folkestad, *Trinnkobling, forelesning*. NTNU, 2022.
- [23] —, *Høyspentbrytere, forelesning*. NTNU, 2022.
- [24] F. M. Pettersen, *Metode for automatisk generering av optimale bryterkoblinger ved feil i distribusjonsnettet, Masteroppgave*. NTNU, 2019.
- [25] DSB, “Veiledning til forskrift om elektriske forsyningsanlegg,” 2015. [Online]. Available: <https://www.dsb.no/lover/elektriske-anlegg-og-elektrisk-utstyr/veiledning-til-forskrift/veiledning-til-forskrift-om-elektriske-forsyningsanlegg/#hoyspenningsslufflinjer>
- [26] L. Sivertsen, *Høyspenningssystemer*. Fagbokforlaget, 2020.
- [27] gordian, “Copper versus aluminum wire,” 2022. [Online]. Available: <https://www.gordian.com/resources/copper-versus-aluminum-wire/>

- [28] M. L. Kolstad, “Alternative tiltak for å øke tilknytningskapasitet i distribusjonsnett,” 2016. [Online]. Available: <https://www.ren.no/doc/api/rest/download/open/3e4b6b52-fd22-432b-aace-39f6eca69554>
- [29] NVE, “Kabel som alternativ til luftledning,” 2003. [Online]. Available: <https://www.nve.no/media/2079/kabel-som-alternativ-til-luftledning.pdf>
- [30] SNL, “Spenningsfall,” 2023. [Online]. Available: <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/2778290>
- [31] NVE, “Om lyn og lynes påvirkning på det norske kraftnettet,” 2015. [Online]. Available: <https://publikasjoner.nve.no/diverse/2015/om-lyn.pdf>
- [32] RENBLAD, “Distribusjonsnett – overspenningsvern – prosjektering,” 2013. [Online]. Available: <https://www.geo.uib.no/nnsn-technical/uploads/Main/REN8012v2-2-Distribusjonsnett-Overspenningsvern-Prosjektering.pdf>
- [33] A. von Meier, *Electric Power Systems - A Conceptual Introduction*. John Wiley Sons, Inc., 2006.
- [34] J. R. Aggiero, “Improving the efficiency of power distribution systems through technical and non-technical losses reduction,” 2012. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6281652>
- [35] S. G. A. Yazdanejadi, D. Nazarpour, “Dual-setting directional over-current relays: An optimal coordination in multiple source meshed distribution networks,” 2016. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061516314752?via>
- [36] E. H. Hansen, *Elektroinstallasjoner*. Classica forlag AS, 2021.
- [37] Regjeringen, “Energiutredningen–verdiskaping, forsyningsikkerhet og miljø,” 2022. [Online]. Available: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2012-9/id674092/?ch=4>
- [38] NVE, “Tilknytningsplikt,” 2023. [Online]. Available: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettilknytning/tilknytningsplikt/>
- [39] O. og energidepartementet, “Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet,” 01.07.2020. [Online]. Available: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>

- [40] NVE, “Krav til leveringspålidelighet og spenningskvalitet,” 2023. [Online]. Available: https://publikasjoner.nve.no/veileder/2018/veileder2018_07.pdf#page=50&zoom=100,91,95
- [41] —, “Kile, kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi,” 2023. [Online]. Available: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/oekonomisk-regulering-av-nettselskap/om-den-okonomiske-reguleringen/kile-kvalitetsjusterte-inntektsrammer-ved-ikke-levert-energi/>
- [42] D. A. Z. Latt, “Power flow analysis based on newton-raphson method for nine bus power system using powerworld simulator,” 2019. [Online]. Available: <https://www.ijirmf.com/wp-content/uploads/IJIRMF201901027.pdf>
- [43] O. D. M. m.fl., “Power flow methods used in ac distribution networks: An analysis of convergence and processing times in radial and meshed grid configurations,” 2023. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2590123023000427>
- [44] H. Saadat, *Power System Analysis*, 3rd ed. McGraw-Hill Education, 2010.
- [45] C. Electrical and Electronics, “Top 25+ simulation software in power systems, tools for engineer,” 2020. [Online]. Available: https://cselectricalandelectronics.com/top-25-simulation-softwares-in-power-system-tools-for-engineer/?utm_content=cmp-true
- [46] Kraftberedskapsforskriften, “Forskrift om sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen,” 2019. [Online]. Available: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2012-12-07-1157>
- [47] NVE, “Batterier i distribusjonsnett,” 2020. [Online]. Available: <chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://publikasjoner.nve.no/diverse/2020/batterier.i.distribusjonsnett.pdf>

A Oppgavetekst

Navn bedrift: S-Nett AS	Kontaktperson: Ivar Vikan Epost: ivar.vikan@snett.no Telefon/mobil: 975 68 338	
Tittel på oppgave: <i>Kapasitetsutfordringer i distribusjonsnett</i>		
Hvilke studieretninger passer oppgaven for? (kryss av for alle aktuelle retninger; flervalg er mulig):	Automatisering og robotikk	<input type="checkbox"/>
	Elektronikk og sensorsystemer	<input type="checkbox"/>
	Elkraft og bærekraftig energi	<input checked="" type="checkbox"/>
Er oppgaven reservert for noen bestemte studenter? (skriv navnene på studentene inn til høyre)		
Har dere arbeidsplass for studentene	<input type="checkbox"/> ja <input checked="" type="checkbox"/> nei <input type="checkbox"/> usikker?	
Er dette en lukket oppgave? Dvs. at sluttrapporten ikke kan publiseres fordi den inneholder sensitiv informasjon.	<input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nei <input checked="" type="checkbox"/> ikke enda bestemt	
Kort beskrivelse av oppgaven med problemstilling.		
<p>Verden er i godt i gang med å elektrifisere samfunnet. Elektrifiseringen byr på en del utfordringer som vi ikke har hatt tidligere. Strøm- og effektbehovet øker raskere, noe som setter større krav til distribusjonsnettet.</p> <p>For å kunne møte de nye behovene er vi avhengige av å ha god kontroll på strømnettet i alle driftsituasjoner. Oppgaven går blant annet ut på følgende:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Beskrive de generelle utfordringene med dagens og fremtidens strømnett • Etablere en modell av vårt 66kV- og 22 kV-strømnett • Gjennomføre en kapasitetsvurdering (forbruk og produksjon) basert faktiske forbruksdata og simuleringer • Avdekke områder med restkapasitet og kapasitetsutfordringer • Avdekke områder med stor spenningsvariasjon gjennom året • Simulere forskjellige feilsituasjoner for å avdekke områder som har N-1 og områder som har N-0 • Finne effektive oppgraderingsalternativer <p>Opgaven er egnet for at studentene i løpet av arbeidet fordyper seg i forskjellige deler av problemstillingene.</p> <p>Målet med oppgaven er å få en bedre oversikt over dagens situasjon og for å kunne utvikle fremtidens strømnett på en best mulig måte.</p> <p>Rapporten må tilpasses slik at den ikke er i strid med kraftberedskapsforskriften.</p>		

B Utregninger

Regneeksempel av linjeparametre for FEAL 120, 132kV med 4,5m faseavstand. Tallverdier er hentet fra FEAL høyspentlinjer i REN blad.

Resistans:

$$\frac{(0,1904 - 0,3605) \frac{\Omega}{km}}{(95 - 50) mm^2} = -3,78 \cdot 10^{-3} \quad (B.1)$$

$$-3,78 \cdot 10^{-3} = \frac{(R - 0,3605) \frac{\Omega}{km}}{(120 - 50) mm^2} \quad (B.2)$$

$$R = (120 - 50) \cdot (-3,78 \cdot 10^{-3}) + 0,3605 = 0,0959 \frac{\Omega}{km} \quad (B.3)$$

6.3. FeAL

Type	Tverrsnitt-total	Faseavstand	Jord-line	Motstand	Reaktans	Kapasitans	Ith
Feral-nummer	mm ²	[m]	mm ²	[Ω/km]	[Ω/km]	[μF/km]	(A)
25-16/1	46,24	1,5		0,724	0,397	0,0046	235
25-16/1	46,24	2		0,724	0,415	0,0048	235
25-16/1	46,24	1,5	25	0,724	0,397	0,0053	235
25-16/1	46,24	2	25	0,724	0,415	0,0056	235
35-16/1	65,05	1,5		0,5145	0,387	0,0047	287
35-16/1	65,05	2		0,5145	0,405	0,0049	287
35-16/1	65,05	1,5	25	0,5145	0,387	0,0054	287
35-16/1	65,05	2	25	0,5145	0,405	0,0057	287
50-6/1	92,87	1,5		0,3605	0,375	0,0047	362
50-6/1	92,87	2		0,3605	0,3934	0,005	362
50-6/1	92,87	1,5	25	0,3605	0,375	0,0055	362
50-6/1	92,87	2	25	0,3605	0,3934	0,0058	362
70-6/1	129,85	1,5		0,2578	0,365	0,0048	454
70-6/1	129,85	2		0,2578	0,383	0,005	454
70-6/1	129,85	1,5	50	0,2578	0,365	0,0056	454
70-6/1	129,85	2	50	0,2578	0,383	0,0059	454
95-26/7	175,79	1,5		0,1904	0,356	0,0049	544
95-26/7	175,79	2		0,1904	0,374	0,0051	544
95-26/7	175,79	1,5	50	0,1904	0,356	0,0057	544
95-26/7	175,79	2	50	0,1904	0,374	0,006	544

Figur B.1: Verdier hentet fra Tabell 6.3 i REN blad

For å regne ut resistansen er det gjort lineærtillnærming basert på tverrsnittet til lederne. Denne utregningen er uavhengig av faseavstand.

Reaktans:

$$\frac{(0,374 - 0,356) \frac{\Omega}{km}}{(2 - 1,5)m} = 0,036 \quad (\text{B.4})$$

$$0,036 = \frac{(X - 0,356) \frac{\Omega}{km}}{(4,5 - 1,5)m} \quad (\text{B.5})$$

$$X = (4,5 - 1,5) \cdot (0,036) + 0,356 = 0,464 \frac{\Omega}{km} \quad (\text{B.6})$$

6.3. FeAL

Type	Tverrsnitt-total	Faseavstand	Jord-linje	Motstand	Reaktans	Kapasitans	Ith
Feral-nummer	mm ²	[m]	mm ²	[Ω/km]	[Ω/km]	[μF/km]	(A)
25-16/1	46,24	1,5		0,724	0,397	0,0046	235
25-16/1	46,24	2		0,724	0,415	0,0048	235
25-16/1	46,24	1,5	25	0,724	0,397	0,0053	235
25-16/1	46,24	2	25	0,724	0,415	0,0056	235
35-16/1	65,05	1,5		0,5145	0,387	0,0047	287
35-16/1	65,05	2		0,5145	0,405	0,0049	287
35-16/1	65,05	1,5	25	0,5145	0,387	0,0054	287
35-16/1	65,05	2	25	0,5145	0,405	0,0057	287
50-6/1	92,87	1,5		0,3605	0,375	0,0047	362
50-6/1	92,87	2		0,3605	0,3934	0,005	362
50-6/1	92,87	1,5	25	0,3605	0,375	0,0055	362
50-6/1	92,87	2	25	0,3605	0,3934	0,0058	362
70-6/1	129,85	1,5		0,2578	0,365	0,0048	454
70-6/1	129,85	2		0,2578	0,383	0,005	454
70-6/1	129,85	1,5	50	0,2578	0,365	0,0056	454
70-6/1	129,85	2	50	0,2578	0,383	0,0059	454
95-26/7	175,79	1,5		0,1904	0,356	0,0049	544
95-26/7	175,79	2		0,1904	0,374	0,0051	544
95-26/7	175,79	1,5	50	0,1904	0,356	0,0057	544
95-26/7	175,79	2	50	0,1904	0,374	0,006	544

Figur B.2: Verdier hentet fra Tabell 6.3 i REN blad

Som vist i figur B.2 er reaktansen mer avhengig av faseavstand enn tverrsnitt, derfor er det mest hensiktsmessig å basere utregningen på faseavstand. Her er det i tillegg tatt utgangspunkt i FEAL95 siden den typen har tverrsnitt nærmest FEAL120.

Øvrige utregninger er gjort på samme måte og listet opp i Tabell B.1.

Tabell B.1: Tilnærming av linjeparametre
Tilnærming av linjeparametre

Type	Resistans ($\frac{\Omega}{km}$)	Reaktans ($\frac{\Omega}{km}$)	Spenningsnivå (kV)	Faseavstand (m)
BLL 157	0,193	0,356	22	1,5
FE 18	1,791	0,397	22	1,5
FEAL 120	0,0959	0,313	22	1,5
FEAL 240	0,076	0,313	22	1,5
FEAL 70	0,2578	0,419	66	3,0
FEAL 120	0,0959	0,464	132	4,5

C REN

Distribusjonsnett – Tekniske verdier

6.3. FeAL

Type	Tverrsnitt- total	Faseavstand	Jord-line	Motstand	Reaktans	Kapasitans	Ith
Feral- nummer	mm ²	[m]	mm ²	[Ω/km]	[Ω/km]	[μF/km]	(A)
25-16/1	46,24	1,5		0,724	0,397	0,0046	235
25-16/1	46,24	2		0,724	0,415	0,0048	235
25-16/1	46,24	1,5	25	0,724	0,397	0,0053	235
25-16/1	46,24	2	25	0,724	0,415	0,0056	235
35-16/1	65,05	1,5		0,5145	0,387	0,0047	287
35-16/1	65,05	2		0,5145	0,405	0,0049	287
35-16/1	65,05	1,5	25	0,5145	0,387	0,0054	287
35-16/1	65,05	2	25	0,5145	0,405	0,0057	287
50-6/1	92,87	1,5		0,3605	0,375	0,0047	362
50-6/1	92,87	2		0,3605	0,3934	0,005	362
50-6/1	92,87	1,5	25	0,3605	0,375	0,0055	362
50-6/1	92,87	2	25	0,3605	0,3934	0,0058	362
70-6/1	129,85	1,5		0,2578	0,365	0,0048	454
70-6/1	129,85	2		0,2578	0,383	0,005	454
70-6/1	129,85	1,5	50	0,2578	0,365	0,0056	454
70-6/1	129,85	2	50	0,2578	0,383	0,0059	454
95-26/7	175,79	1,5		0,1904	0,356	0,0049	544
95-26/7	175,79	2		0,1904	0,374	0,0051	544
95-26/7	175,79	1,5	50	0,1904	0,356	0,0057	544
95-26/7	175,79	2	50	0,1904	0,374	0,006	544

Levert av REN AS 08.02.2019 til Ivar Viken, SVORKA ENERGI AS

D Poster

Kapasitetsutfordringer i distribusjonsnett

Bachelorgruppe E2330: Isak Aasar, Kristian Renå, Jens Thorsvik, Eirik Andreas Mortensbakke
NTNU, Trondheim

BAKGRUNN

S-nett er et netteselskap på nordvestlandet som drifter et distribusjonsnett med 22 kV systemspenning. De har ansvaret for 1348 km med kabler og luftledninger, og forsynet 10 000 innbyggere med elektrisk energi.

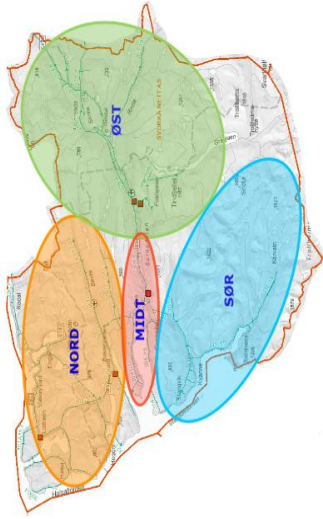
PROBLEMSTILLING

Elektrifisering av samfunnet og omfanget av distribuert produksjon har økt betydelig de siste årene. Denne endringen i kraftforbruk og -produksjon byr på utfordringer for netteselskap på distribusjonsnivå.

S-nett opplever spenningsvariasjoner i strømmettet de drifter og målet med oppgaven er å skaffe en bedre oversikt over dagens situasjon for å kunne møte fremtidens kapasitetsutfordringer på en best mulig måte.

METODEN

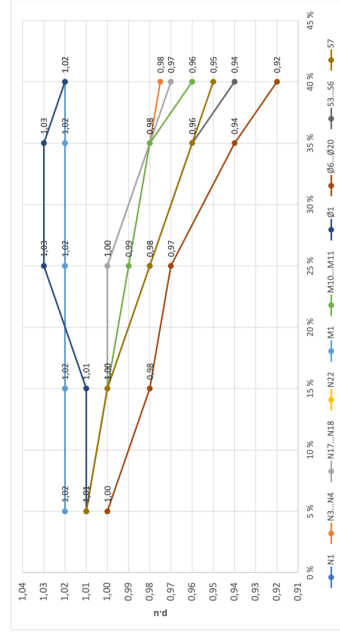
I arbeidet med oppgaven ble det laget ulike modeller av strømmettet til S-nett ved hjelp av dataprogrammet PowerFactory. Modellene ble simulert og resultatene dannet grunnlaget for å identifisere steder med kapasitetsutfordringer og spenningsvariasjoner. Under simuleringene ble det tatt utgangspunkt i fire bestemte last- og produksjonsscenarioer som representerer faktiske ytertilfeller fra driften av nettet.



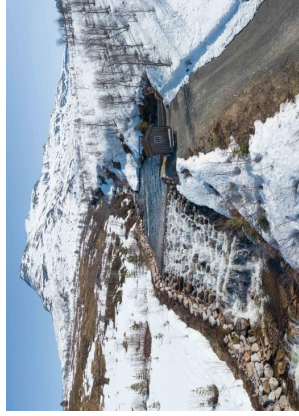
RESULTAT OG KONKLUSJON

Basert på alle resultatene fra dagens nett, kan det konkluderes med at konsesjonsområdet til S-nett står overfor visse kapasitetsutfordringer. Ved tilknytning av fremtidige laster og kraftverk vil det være nødvendig å gjøre endringer i nettstrukturen og på komponentnivå.

Figuren ovenfor viser konsesjonsområdet til S-nett.



Figuren viser hvordan spenningen på utvalgte busser synker når forbruket øker. Dette er en simulering som har til hensikt å avdekke svake radialer.



Inntaksdammen til et elvekraftverk i Sumadal ved full produksjon under snøsmelting om våren.

NTNU
| Kunnskap for en bedre verden

