

Rapport

Planleggingssystematikk for integrasjon av distribuert produksjon i distribusjonsnett

Forfatter(e)

Maria Daniela Catrinu
Maren Istad
Kjell Sand
Jorun Marvik



SINTEF Energi AS
Elkraftsystemer
2012-04-25

SINTEF Energi AS

Postadresse:
Postboks 4761 Sluppen
7465 Trondheim

Sentralbord: 73597200
Telefaks: 73597250

energy.research@sintef.no
www.sintef.no/energi
Foretaksregister:
127894515 MVA

Rapport

Planleggingssystematikk for integrasjon av distribuert produksjon i distribusjonsnett

VERSJON

1.0

DATO

2012-04-25

FORFATTER(E)

Maria Daniela Cătrinu
Maren Istad
Kjell Sand
Jorun I. Mørvik

OPPDRAGSGIVER(E)

OidG-prosjektet

OPPDRAGSGIVERS REF.**PROSJEKTNR**

12X619.02

ANTALL SIDER OG VEDLEGG:

42

SAMMENDRAG

Denne rapporten beskriver en mulig planleggingssystematikk for integrasjon av distribuert produksjon i distribusjonsnett. Planleggingssystematikken er basert på en etablert struktur for nettplanlegging fra Planleggingsbok for kraftnett, men tilpasset spesielle utfordringer knyttet til integrasjon av distribuert produksjon

Et eksempel viser bruk av planleggingssystematikk og er basert på et case fra et nettselskap som er med i OidG-prosjektet. Eksemplet viser noen av utfordringene knyttet til planlegging av integrasjon av distribuert produksjon.

UTARBEIDET AV

Maria Daniela Cătrinu

SIGNATUR**KONTROLLERT AV**

Dag Eirik Nordgård

SIGNATUR**GODKJENT AV**

Eivind Solvang

SIGNATUR**RAPPORTNR**

TRA7166

ISBN

978-82-594-3498-2

GRADERING

Åpen

GRADERING DENNE SIDE

Åpen

Innholdsfortegnelse

1	Innledning.....	5
2	Bakgrunn.....	5
3	Planleggingssystematikk for integrasjon av distribuert produksjon i distribusjonsnett.....	7
3.1	Etablering av forutsetninger.....	9
3.1.1	Målsetning og kriterier.....	9
3.1.2	Analyseperiode.....	10
3.1.3	Systemgrenser.....	10
3.1.4	Eksisterende planer for investeringer, reinvesteringer og vedlikehold.....	10
3.1.5	Potensial for utbygging av DG.....	10
3.2	Analyse av løst og produksjon.....	11
3.3	Fastlegge alternativ.....	11
3.4	Teknisk analyse av alternativ.....	12
3.5	Fastlegge kostnader for de aktuelle alternativene.....	15
3.5.1	Eksempel på beregning av tap.....	16
3.6	Økonomisk analyse – økonomisk optimalisering.....	18
3.7	Såmlet vurdering.....	18
4	Eksempel på bruk av planleggingssystematikk.....	19
4.1	Etablering av forutsetninger.....	19
4.1.1	Målsetning og kriterier.....	19
4.1.2	Analyseperiode.....	19
4.1.3	Systemgrenser.....	19
4.1.4	Eksisterende planer for investering, reinvestering og vedlikehold.....	19
4.1.5	Potensial for utbygging av DG.....	19
4.2	Analyse av løst og produksjon.....	20
4.3	Fastlegge alternativ.....	21
4.4	Teknisk analyse av alternativ.....	23
4.5	Fastlegge kostnader for de aktuelle alternativene.....	24
4.5.1	Investeringskostnader.....	24
4.5.2	Tapskostnader.....	26
4.6	Økonomisk analyse – økonomisk optimalisering.....	27
4.7	Såmlet vurdering.....	28
5	Oppsummering.....	28
6	Referanser.....	29
	Vedlegg A: Generelt om prinsipper for håndtering av usikkerhet.....	31
	Vedlegg B: REN 3000 serien.....	32
	Vedlegg C: Simulering av transient stabilitet for ulike linjetverrsnitt.....	34

1 Innledning

Denne rapporten er et resultat fra prosjektet 'Optimal infrastructure for seamless integration of distributed generation' - OiDG. Hovedmålet for prosjektet er å legge til rette for integrasjon av distribuert produksjon (distributed generation (DG)) i stor skala i distribusjonsnettet gjennom utvikling av nye modeller og verktøy for planlegging av distribusjonsnett.

Utformingen av en helhetlig planleggingssystematikk er en grunnleggende del av arbeidet for å nå dette målet. Formålet med denne rapporten er å gi en overordnet beskrivelse av planleggings-systematikk for integrasjon av DG i distribusjonsnett.

Rapporten er organisert på følgende måte:

- Kapittel 2 beskriver bakgrunn for behovet for en helhetlig planleggingssystematikk.
- Kapittel 3 beskriver planleggingssystematikk for integrasjon av distribuert produksjon i distribusjonsnett. Planleggingssystematikken er basert på en etablert struktur for nettplanlegging fra Planleggingsbok for kraftnett [1].
- Kapittel 4 gir et eksempel som illustrerer bruk av planleggingssystematikken fra kapittel 3 og noen av utfordringene knyttet til integrasjon av DG, basert på et case fra et nettselskap som er med i prosjektet.

2 Bakgrunn

Distribusjonsnettet i Norge er utbygd over mange år og er nå i flere områder av landet en aldrende infrastruktur. Behovet for fornyelse og reinvesteringer forventes dermed å øke betydelig i årene framover.

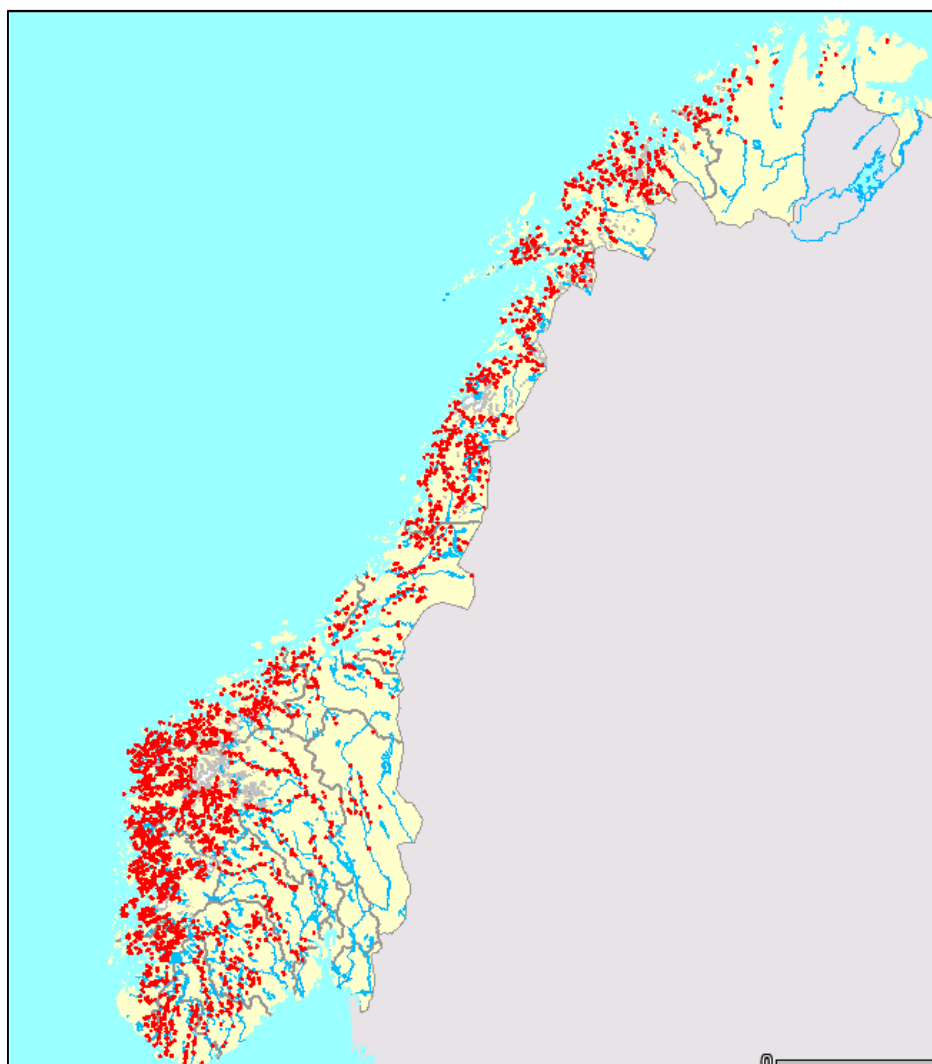
I tillegg er det et stort potensial for utbygging av distribuert produksjon basert på fornybar energi i Norge, noe som i hovedsak kommer fra små vannkraft- og vindkraftanlegg. Dette er blant annet illustrert i NVEs atlas for småkraftverk [2], som viser det store potensialet for små vannkraftverk, se Figur 1.

Dette gir både nye utfordringer og muligheter for nettplanleggingen, som må legge til rette for integrasjon av DG samtidig som nettet utvikles og fornyes på en samfunnsøkonomisk riktig måte.

Nettselskapene har allerede mange års erfaring med både planlegging og drift av distribusjonsnett med distribuert produksjon. Den økende interessen for å bygge ut distribuert produksjon er forventet å skape nye utfordringer for nettselskaper i områder med stort utbyggingspotensial. Mange nye DG-enheter vil komme i områder som enten:

- Allerede har høy grad av distribuert produksjon,
- I nett uten noen produksjon fra tidligere eller
- I områder uten eksisterende nett.

Fra 1. januar 2010 har alle nettselskap plikt til å tilknytte nye anlegg for produksjon og om nødvendig, investere i nettanlegg [3]. Tilknytningsplikten innebærer at når det ikke er driftsmessig forsvarlig å gi tilknytning til eksisterende nett, må nettkonsesjonæren utrede, søke konsesjon, og gjennomføre nødvendige investeringer i nettanlegg.



Figur 1 Potensialet for små kraftverk i Norge [2].

Storskala integrasjon av DG krever en gjennomtenkt planleggingssystematikk. I Planleggingsbok for kraftnett [1] finnes det beskrevet "systematikk ved planlegging av kraftnett", "systematikk ved fornyelse av nett", "systematikk ved mindre utbygginger i lavspenningsnett" og "systematikk ved større utbygginger i distribusjonsnett". Det savnes imidlertid en tilsvarende systematikk for nettutvikling som også tar hensyn til tilknytning av distribuert produksjon. Et av målene i OiDG-prosjektet er å beskrive nettopp denne systematikken.

DG introduserer både nye elementer og, ikke minst, økt usikkerhet i nettplanleggingen. Planleggingsprosessen og -analysene som utføres må utvides/endres til å inkludere nye problemstillinger som for eksempel:

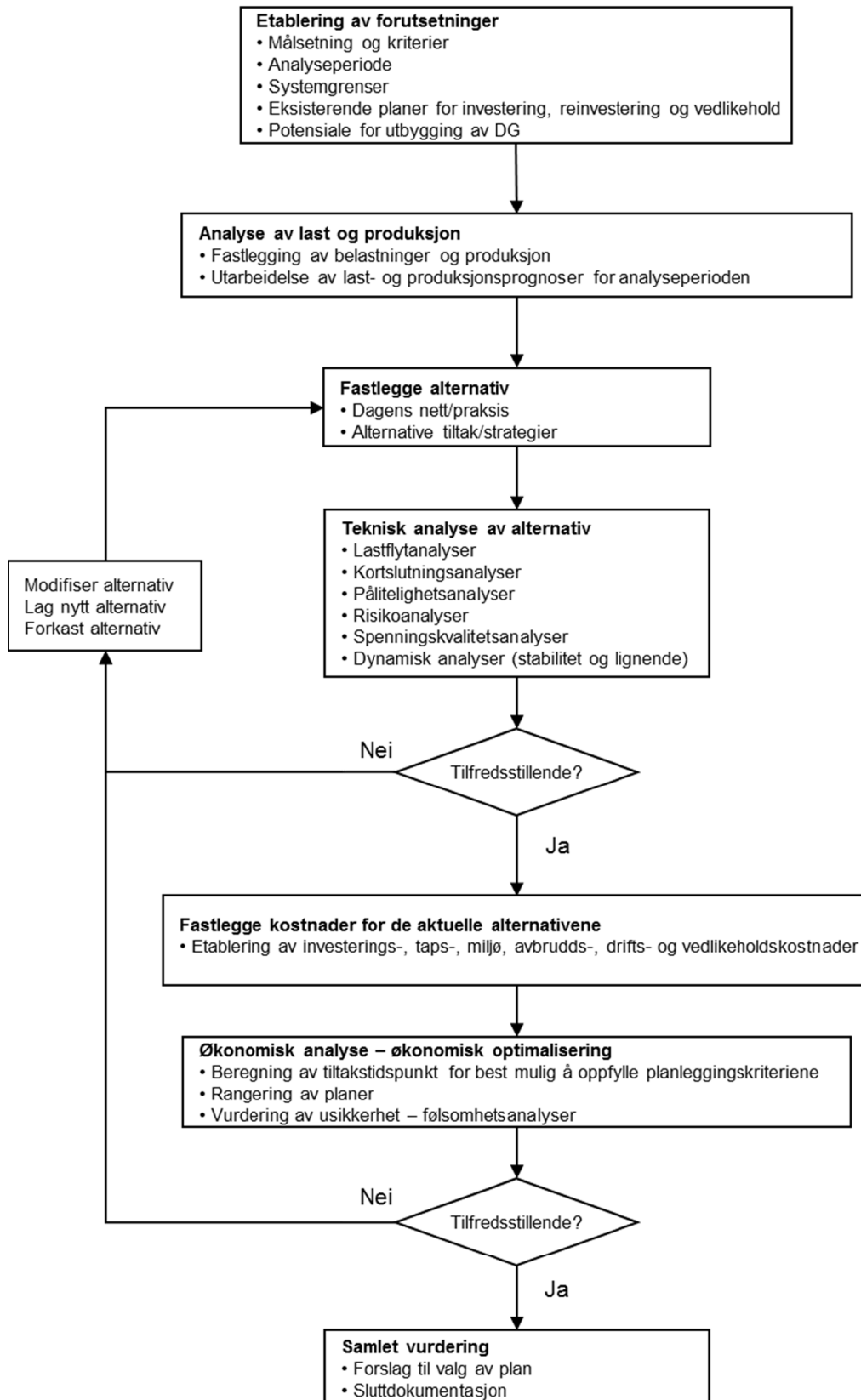
- Hva er potensialet for DG i et gitt område?
- Hvor mye DG kan tilknyttes det eksisterende nettet?
- Hvordan vil integrasjon av DG påvirke lastflyt og spenningsforhold?
- Hvilke fordeler vil integrasjon av DG kunne ha?

3 Planleggingssystematikk for integrasjon av distribuert produksjon i distribusjonsnett

Dette kapitlet presenterer en planleggingssystematikk for integrasjon av distribuert produksjon i distribusjonsnett. Denne planleggingssystematikken bygger på og utvider systematikken som finnes i Planleggingsbok for kraftnett [1].

I tillegg til en planleggingssystematikk trengs også retningslinjer for hvordan man gjennomfører tilknytningsprosessen for hver DG-enhet. Derfor kan planleggingssystematikken med fordel kombineres med slike retningslinjer, som for eksempel REN 3000-serien, se vedlegg B.

Planleggingssystematikken er illustrert i flytskjemaet visst i Figur 2. De enkelte elementene i figuren er kort forklart i de etterfølgende kapitler.



Figur 2 Planleggingssystematikk for integrasjon av DG i distribusjonsnett fra [1].

3.1 Etablering av forutsetninger

Nettanalyse er et element i det å finne ut hvordan behov for nett skal dekkes eller hvordan et nettproblem skal løses. Et problem/behov kan defineres som gapet mellom nåsituasjonen og ønsket situasjon:

$$\text{"Problem/behov"} = \text{"Ønsket situasjon"} - \text{"Nåsituasjon"}$$

"Ønsket situasjon" er et nett som takler integrasjon av DG på en tilfredsstillende måte. "Problemet" som behandles her er integrasjon av distribuert produksjon. Analysene som utføres skal få klarlagt om nåsituasjonen (dagens nett) kan integrere planlagt distribuert produksjon eller hvilke investeringer i nettet som eventuelt må utføres. Hvor mye DG som kan integreres i et nett er et tema som diskuteres mye både nasjonalt og internasjonalt, siden det er vanskelig å definere når nettet er "fullt". Erfaringer tilsier at det ofte er spenningsproblemer som er dimensjonerende for hvor mye DG som kan integreres i nettet.

Forutsetningene for planleggingen er viktig, blant annet fordi integrasjon av DG må sees i sammenheng med andre planlagte investeringer/reinvesteringer i nettet. Viktige elementer i etablering av forutsetningene er:

- Målsetning og kriterier
- Analyseperiode
- Systemgrenser
- Eksisterende planer for investering, reinvestering og vedlikehold
- Potensial for utbygging av DG

Alle disse elementene er behandlet i etterfølgende delkapitler.

3.1.1 Målsetning og kriterier

Planleggingsprosessen må ha en målsetning. Et eksempel på en planleggingsmålsetning kan være: "Utvikle en plan for integrering av distribuert produksjon i radial X ved minimering av totale kostnader gitt akseptabel teknisk løsning." Akseptabel teknisk løsning for distribuert produksjon har ofte spenningsforhold som restriksjon.

Nettselskapenes planleggingskriterier bør være tilpasset de overordnede målsettinger som samfunnet, det vil si myndighetene, setter for virksomheten. Energiloven (Olje- og energidepartementet 1990) uttrykker følgende målsetning: "Loven skal sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt."

Ifølge NVE skal følgende nytte- og kostnadsvirkninger inngå i en samfunnsøkonomisk analyse av tiltak i kraftnettet. Et anbefalt overordnet planleggingskriterium for nettselskapene er en minimalisering av de samfunnsøkonomiske kostnader, og kan formuleres som følger:

Gitt informasjon om behovet for overføring og fordeling av elektrisk kraft i forsyningsområdet over en analyseperiode, minimér forventede samfunnsøkonomiske nettkostnader:

- Investeringskostnader, korrigert for ev. restverdi
- Drifts- og vedlikeholdskostnader
- Tapskostnader
- Avbruddskostnader
- Flaskehalskostnader

For alle større utbygginger/endringer i nettet stilles det også bestemte krav til konsekvensutredninger som skal beskrive virkninger for miljø, naturressurser og samfunn [4].

Det er et viktig mål å kunne skille mellom ulike alternative løsninger på "nettproblemet" og for å gjøre planleggingen så enkel som mulig er det nok å inkludere elementer som gir en forskjell i kostnadene for de ulike alternativene. For eksempel kan drifts- og vedlikeholdskostnadene være like for de alternative løsningene på et nettproblem (hvis for eksempel alternativene er ulike tverrsnitt på kabler) og har dermed ikke innvirkning på rangering av alternativ.

For tilknytning av distribuert produksjon vil investeringskostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader og tapskostnader ofte være de kostnader som er relevante for å rangere alternativene. Tapene i nettet kan i noen tilfeller bli redusert ved tilknytning av distribuert produksjon og dette må da godskrives disse alternativene. Avbruddskostnader kan tas med i analyser hvor sluttbrukere blir berørt av tilknytningen av distribuert produksjon og der for eksempel bygging av nye linjer/kabler reduserer avbruddskostnadene sammenlignet med dagens nett eller DG-enhetene forventes å medføre flere avbrudd sammenlignet med dagens situasjon. Ved bygging av egne linjer for tilknytning av produksjon skal avbruddskostnader ikke inkluderes. Flaskehalskostnader er i de fleste tilfeller først relevant for de høyeste spenningsnivåene, dvs. fra 132 kV og oppover.

3.1.2 Analyseperiode

Analyseperioden for analysen må fastsettes. Planlegging av DG-integrasjon bør ha langt perspektiv fordi investeringer i nett og produksjon har lange levetider. Ofte brukes en analyseperiode på 30 år.

En annen faktor som spiller inn, er i hvilken rekkefølge nettinvesteringer og DG tilknytninger skal skje. Det er viktig at nettførsterkinger utløst av ulike årsaker koordineres. Dessuten, beslutninger må tas *i dag* og det er viktig å være klar over at usikkerheten i planlegging øker med lengre tidshorisont.

3.1.3 Systemgrenser

Systemgrensene må avklares og en beskrivelse av nettet som skal analyseres må framskaffes. Behovet for koordinering mellom sentralnett-/regionalnett- og distribusjonsnettet må vurderes. Disse nettnivåene må fungere sammen på en effektiv og sikker måte. Avhengig av omfanget av distribuert produksjon kan flere nettnivå måtte forsterkes.

3.1.4 Eksisterende planer for investeringer, reinvesteringer og vedlikehold

Økt effektinnmating som følge av tilknytning av DG kan føre til et forsterkningsbehov i eksisterende nett. Nettstruktur, plassering av nettstasjoner og bryterløsninger må sees i sammenheng med andre fornyelsesplaner som berører det aktuelle nettet.

3.1.5 Potensial for utbygging av DG

En viktig inngangsparameter ved nettplanlegging med distribuert produksjon er potensialet for bygging av DG i området som analyseres, dvs å ha informasjon om følgende parametere:

- Antall, ytelse og mulig plassering av DG-enheter som ønskes tilknyttet nettet i løpet av analyseperioden
- Tidspunkt og rekkefølge for tilknytning av nye DG-enheter

Aktuelle kilder til informasjon om potensialet for DG kan være:

- NVEs ressurskartlegging av energiresurser over hele landet (vind, vann, biomasse, avfall, etc)
- Kraftsystemutredninger
- Lokale energiutredninger
- Nettselskapenes egne kartlegginger gjennom kontakt med potensielle utbyggere og grunneiere

Det kan være nyttig å gjøre en kategorisering av DG-enhetene som man har oversikt over, for eksempel i følgende kategorier:

- Søkt og fått konsesjon
- Søkt, men ikke fått konsesjon ennå
- Ikke søkt konsesjon

Antagelsene som må gjøres angående antall, ytelse, plassering, rekkefølge og tidspunkt for tilknytning av DG-enheter må struktureres i planleggingsprosessen. En måte å gjøre dette på er å etablere scenarioer som beskriver mulige utviklinger for distribuert produksjon i planområdet, mht antall enheter, tidspunkt for tilknytning, kapasitet osv. En scenariotilnærming gir mulighet til å belyse mulige utfall mht utvikling av nettet. Det kan også knyttes sannsynligheter til de ulike scenarioene for å illustrere beslutningstagers tro på de ulike scenarioene. Scenarioplanlegging er også beskrevet i litteraturen, se for eksempel [5]. En beskrivelse av teknikker for håndtering av usikkerhet ved hjelp av scenarioplanlegging og hvordan dette kan inkluderes i planleggingsprosessen er kort beskrevet i vedlegg A.

3.2 Analyse av last og produksjon

Kraftnettets funksjon er å forbinde innmating av elektrisk kraft (produksjon) med uttak av elektrisk kraft (last). Nettplanlegging og nettdimensjonering bygger på kunnskap og data om hvor i nettområdet det mates inn elektrisk kraft, og hvor det tas ut.

Sentrale parametere i lastflytanalysen er:

- Størrelsen på innmating og uttak (effekt, energi)
- Prognoser for variasjon over året av last og produksjon (vårflom, etc)
- Forventet utvikling av last og produksjon i analyseperioden (i hvert scenario for DG-integrasjon fra kapittel 3.1.5.)
- Spesielle driftssituasjoner: lav last/lav produksjon, lav last/høy produksjon, høy last/høy produksjon og høy last/lav produksjon

3.3 Føstlegge alternativ

Et alternativ er her definert som en teknisk nettløsning innenfor de definerte systemgrensene. Dette kan for eksempel være dagens nett eller nettet med ulike forsterkninger. To alternativer kan ha ulike valg av teknologi og ytelse, for eksempel et alternativ med kabel i traseen og et annet med luftlinje i den samme traseen eller to alternativer med ulikt tverrsnitt på kabel. I tillegg kan et alternativ implementeres gjennom stegvis forsterkning/endring av nettet i analyseperioden.

For hvert scenario, se kapittel 3.1.5, vil det ofte være flere aktuelle alternative nettløsninger. Det eksisterende nettet (ofte kalt nullalternativ eller referansealternativ) bør alltid være med i analysen og vurderes for hvert scenario, som referanse for de andre alternativene.

Dagens nett med smartere styring kan være et alternativ til endringer i nettet. Eksempler på dette kan være laststyring, endrede verninnstillinger (f.eks. at overspenningsvernet til distribuert produksjon gir utkobling når FoL overskrides [6]), osv.

Aktuelle alternativer kan dermed være:

- Nullalternativ (dagens nett)
- Laststyring eller annen smart styring
- Nettførsterkninger

3.4 Teknisk analyse av alternativ

For å kunne vurdere de ulike alternativ må disse gjennomgå tekniske analyser for å kartlegge de egenskaper som er viktig for sammenligning og rangering av alternativ. Resultatene fra de tekniske analysene har følgende anvendelser:

1. De gir grunnlag for å si om ulike alternativ tilfredsstillende aktuelle restriksjoner, for eksempel kravene gitt i Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FoL)[6].
2. De gir grunnlag for etablering av kostnader. Informasjon om tap i nettet kan f.eks. benyttes som inngangsdata ved etablering av tapskostnader for ulike alternativ.
3. De kan gi idéer til nye alternativ. Dersom en teknisk analyse viser at en forbindelse overbelastes, vil et naturlig alternativ være å øke dimensjonen til denne forbindelsen.

De tekniske analysene gir grunnlag for å si om restriksjoner overholdes, slik at resultatene kan brukes til å skille og rangere alternativer. Andre og eventuelt mer "dyptgående" tekniske analyser kan være aktuelle i prosjekteringsfasen for å optimalisere valgte løsninger.

Et eksempel på resultat fra en gitt teknisk analyse er vist i Tabell 1. Her er det fire scenarioer (se kapittel 3.1.5), hvor scenarioene kan representere for eksempel ulike antall DG-enheter, og tre alternativer (se kapittel 3.3). Alternativ 1 og 2 er ulike løsninger for nettet (som forsterkninger eller laststyring), mens alternativ 0 er dagens nett. Når det gjennomføres tekniske analyser sjekker angitte restriksjoner (som for spenning eller termiske forhold), for de ulike alternativene. Alternativ 2 holder seg innenfor gitte restriksjoner for alle scenarioene (+), mens alternativ 0 er gyldig kun for scenario 1 og alternativ 1 er innenfor angitte restriksjoner for scenario 1 og 2.

Tabell 1 Eksempel på resultat fra tekniske analyser for scenarioer og alternativ.

	Alternativ 0	Alternativ 1	Alternativ 2
Scenario 1	+	+	+
Scenario 2	-	+	+
Scenario 3	-	-	+
Scenario 4	-	-	+

DG introduserer nye aspekter vedrørende tekniske analyser, men behovet for analyser vil selvsagt variere med ytelsen på DG-enhetene og det totale antallet DG-enheter i samme område.

Sammenlignet med vanlig praksis i nettplanlegging må følgende forhold vurderes:

- A. Nettplanlegging har hatt stor fokus på analyser med høy last, og til en viss grad lav last, med vekt på aktiv effekt og timesoppløsning. Dette kan endres ved integrasjon av DG, for eksempel ved at andre situasjoner kan være dimensjonerende i lastflytanalyser.
 - Timesoppløsning for analyser av last og produksjon, som tradisjonelt gjennomføres, vil ikke alltid avsløre spenningsproblemer som kan oppstå ved integrasjon av DG. Det er **ingen** spenningskvalitetsfenomen som betraktes med timesoppløsning. Det er enten 1 min rms eller 10 min

rms verdier som gjelder og følgelig må angitte inngangsdata for aktiv og reaktiv effekt i simuleringsprogrammene ha tilsvarende tidsoppløsning.

- Inkludere reaktiv effekt i analysen. Reaktiv effekt er ofte svært enkelt behandlet gjennom anvendelse av en typisk effektfaktor ($\cos\phi$) for belastninger. Med stadig mer bruk av for eksempel kraftelektronikk gir ikke nødvendigvis en slik forenklet framgangsmåte pålitelige resultat.
- B. Avklare virkninger av distribuert produksjon både på avbruddshyppighet og varighet som har betydning for leveringspålitelighetsanalyser.
- C. Ta hensyn til usikkerhet i estimatet for produksjon.
- D. Avklare hvordan integrasjon av DG påvirker spenningsforholdene i nettet. Det kan i noen tilfeller være nødvendig å utføre dynamiske analyser. Slike analyser er gjerne ressurskrevende og det er derfor viktig å finne ut når dynamiske analyser må utføres og når det ikke er nødvendig.

Ulike DG-enheter vil ha ulik innvirkning på nettet de skal kobles til. I [7] er det anbefalt å kategorisere DG-enheter i 3 grupper:

- DG-enheter med ubetydelig innvirkning på nettet.
- DG-enheter med begrenset innvirkning på nettet.
- DG-enheter med betydelig innvirkning på nettet.

Denne kategoriseringen er nyttig for å estimere om nettet trenger forsterkninger og si noe om hvilke analyser som må gjennomføres for en gitt DG-enhet og om det skal stilles ulike krav knyttet til innvirkning hver DG-enhet har på nettet. For eksempel, DG-enheter som har ubetydelig innvirkning på nettet er gjerne enkeltstående, typegodkjente og standard enheter i lavspenningsnettet med ytelse under 20 kW (≤ 16 A per fase) og disse kan få forenklet behandling. Unntak fra dette kan være om mange slike enheter skal integreres samtidig; da må total innvirkning analyseres. Enheter som har innvirkning på nettet må gjennomgå grundigere analyse før de kan kategoriseres i *begrenset* og *betydelig* innvirkning på nettet.

Det er mange analyser som kan utføres i forbindelse med tilknytning av DG og [7] anbefaler følgende beregninger for små vannkraftverk med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 10 MW:

A. Penetrasjonsgrad

Kraftverkets penetrasjonsgrad i den radielle nettstrukturen bør beregnes for alle potensielle DG-enheter. Penetrasjonsgrad defineres som forholdet mellom maksimal innmating fra lokal produksjon (S_g) og maksimum overføringskapasitet (S_{maks}) på den avgangen produksjonen berører:

$$\text{Penetrasjonsgrad} = \frac{S_g}{S_{maks}} \quad (1)$$

Penetrasjonsgrad gir en indikasjon på hvor stor påvirkning DG-enheten kan ha på spenningsnivået og leveringskvaliteten for den berørte nettstrukturen. I følge EPRI [8] anses en penetrasjonsgrad over 0,3 som *høy*, noe som indikerer at lokal produksjon får betydelig innvirkning på nettet og vil kreve nøye vurderinger.

B. Lastflytberegninger

Lastflytberegninger brukes til beregning av langsomme spenningsvariasjoner og termiske komponentpåkjenninger. Stasjonær lastflyt bør utføres for alle enheter med penetrasjonsgrad over 0,01 for tilfellene: tunglast med lav produksjon, tunglast med høy produksjon, lav last med lav produksjon og lav last med høy produksjon. På grunnlag av lastflytberegninger kan det foretas vurderinger av langsomme spenningsvariasjonen i nettet og termisk grenselast for komponenter. Flere detaljer er gitt i [7].

C. Beregning av spenningsstrang

Ved kontroll av overholdelse av krav til DG-enheters bidrag til spenningsstrang vil det verste tilfellet være frakobling av alle DG-enheter i nettet samtidig. Spenningsstrang ved innkobling bør også undersøkes, men det kan sees bort fra samtidig innkobling. For DG-enheter med begrenset innvirkning på nettet kan forenklede beregninger gjøres som lastflytberegninger. Ved innkobling benyttes maksimal innkoblingsstrøm og ved frakobling benyttes maksimal produksjon.

D. Kortslutningsberegninger

Hvis det er mistanke om at DG tilknytning medfører økning av kortslutningsstrømmer som igjen medfører endringer i kostnadsbildet (for eksempel pga. nye vern, andre dimensjoner på kabler) bør kortslutningsberegninger utføres. Hvis for eksempel kortslutningsytelsen til DG-enheter er så stor at overstrømsvernet for avgangen som DG-enheten er tilknyttet starter ved feil på andre avganger, må installasjon av retningsbestemt overstrømsvern vurderes for å unngå uønskede utfall ved feil på andre avganger. Det er særlig aktuelt å utføre kortslutningsberegninger om endringene i kostnadsbildet har ulik påvirkning på alternativene, for eksempel ved ulike kostnader for alternativer med luftlinje og kabel. Kortslutningsberegninger er også aktuelt å utføre for å sjekke gitte restriksjoner.

E. Beregninger for å kartlegge transient stabilitet

Det er en pågående diskusjon angående transient stabilitet og DG på flere områder, bl.a. om småkraftverk skal kobles ut ved feil eller ligge inne ved feil i nettet. Dette vil variere med størrelse på kraftverket og hvor mange andre kraftverk som finnes i området. En annen diskusjon er hva slags type feil som skal være dimensjonerende for hva DG-enheten skal tåle. Trefase kortslutning på naboavgangen har vært mye brukt, men kan hende er det heller feil i overliggende nett man ønsker at kraftverkene skal tåle. ENTSO-E, den europeiske organisasjonen for systemoperatører, har nå ute på høring forslag til *fault-ride-through*-kurve (FRT) for kraftverk ned til 400 W [9]. I Statnett sin FIKS (Funksjonskrav i kraftsystemet) er det pr i dag ingen krav til FRT-kurver for produksjon tilknyttet distribusjonsnettet og dette er dermed opp til de ulike nettselskapene å avgjøre.

I OiDG-prosjektet er det gjennomført simuleringer for å teste hvilken påvirkning ulike linjetverrsnitt (mellom transformatorstasjon og tilkoblingspunkt for DG) har på stabiliteten til to ulike generatorer, en med "normale" parametre og en med høyere reaktansverdier enn "normalen". Konklusjonen fra disse simuleringene var at å øke linjetverrsnittet ikke fører til bedret stabilitet, da et mindre linjetverrsnitt gir større spenningsfall fra generatoren til feilstedet. Dermed blir spenningsdippen sett fra generatorklemmene litt mindre (og da tåles litt lengre varighet av feil).

For generatoren med høye reaktansverdier hadde linjetverrsnittet mindre innvirkning enn for generatoren med "normale" verdier. Simuleringsresultatene viser at generatorparametre, som H-konstant og generatorreaktansen har større betydning for transient stabilitet enn linjetverrsnitt. Dermed er det andre faktorer enn transient stabilitet som avgjør om man skal øke linjetverrsnittet. Hvis beregning av transient stabilitet skal inngå i planleggingsfasen må det være motivert ut i fra å bestemme krav til H-konstant og generatorparametre for nye DG-enheter. Detaljer fra simuleringene er beskrevet i Vedlegg 3.

3.5 Fåstlegge kostnader for de åktuelle alternativene

Kostnader må estimeres for alle åktuelle alternativene og scenarier. Følgende kostnader inkluderes i beregningene:

- Investeringskostnader
- Drift- og vedlikeholdskostnader
- Tapskostnader
- Avbruddskostnader
- Flaskehalskostnader

Alle kostnadselementene vil ikke være interessante i alle analyser, men det er viktig å forklare hvorfor kostnadselementer eventuelt er utelatt. Ved integrasjon av DG kan man oppnå at integrasjon av DG reduserer tapene i nettet. Dette må i så fall ”godskrives” det åktuelle alternativet.

Tapskostnader kan være vanskelig å estimere, da DG vil påvirke brukstiden for tap som er en viktig parameter i beregningene av tapskostnader. Ligning (2) viser formelen for beregning av tapskostnadene:

$$\begin{aligned} K_{Tap} &= (k_p + k_{wekv} \cdot T_t) \cdot \Delta P_{max} \\ &= k_{pekv} \cdot \Delta P_{max} \end{aligned} \tag{2}$$

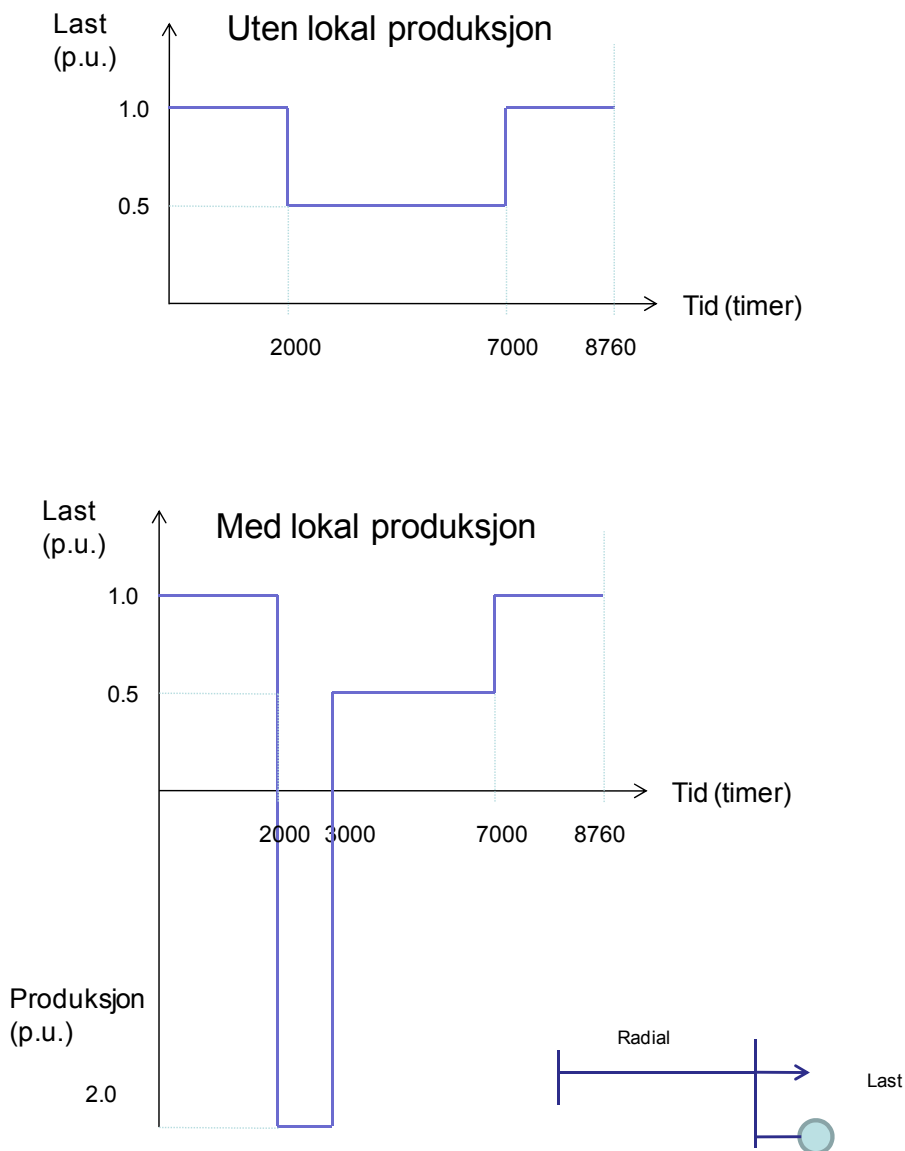
hvor

K_{tap}	-	Årlig kostnad av elektriske tap [kr]
ΔP_{max}	-	Maksimale effekttap (tunglast) [kW]
k_p	-	Kostnad av maksimale effekttap (tunglast) [kr/kW år]
k_{wekv}	-	Ekvivalent årskostnad av energitap [kr/kWh]
k_{pekv}	-	Ekvivalent tapskostnad referert tapenes årsmaksimum [kr/kW år]
T_t	-	Brukstid for tap [timer/år]

Beregning av tapene i tunglast i likning (2) er basert på målinger i distribusjonsnett uten DG som finnes i Planleggingsbok for kraftnett [1]. Tap i en seksjon bør beregnes ved maks last. Det viktige ved beregning av tapskostnader er å ha riktig brukstid, noe som er illustrert i det følgende eksemplet.

3.5.1 Eksempel på beregning av tap

Dette eksemplet illustrerer virkningen på brukstiden for tap ved tilknytning av DG. Gitt en enkel radial med en last i enden som vist i figuren nedenfor:



Figur 3 Enkel radial med last og produksjon.

Figuren viser last- og produksjonsscenarier med og uten lokal produksjon. I tilfellet med lokal produksjon er nettoflyten på radialen 2 p.u. fra time 2000 til time 3000 (som kan være en følge av at det kun er produksjon om våren).

Brukstiden for tap er gitt av:

$$T_t = \frac{\Delta W}{\Delta P_{\max}} \quad [timer] \quad (3)$$

hvor

T_t	-	Brukstid for tap	[timer/år]
ΔW	-	Årlige energitap	[kWh/år]
ΔP_{\max}	-	Maksimal effekt (tunglast)	[kW]

Siden last/produksjon er proporsjonal med strømmen og tapene er proporsjonale med strømmen i kvadrat, blir brukstiden for tap uten lokal produksjon:

$$T_t = \frac{1.0 \cdot 2000h + 0.5^2 \cdot 5000h + 1.0 \cdot 1760h}{1.0 pu} = 5010 \quad [timer] \quad (4)$$

Brukstiden for tap på radialen med lokal produksjon blir tilsvarende:

$$T_t = \frac{1.0 \cdot 2000h + 2^2 \cdot 1000h + 0.5^2 \cdot 4000h + 1.0 \cdot 1760h}{4.0 pu} = 2190 \quad [timer] \quad (5)$$

I dette eksemplet er brukstiden referert til maksimalbelastningen for radialen som nå er forskjøvet til timene 2000-3000. Dersom brukstiden refereres til lastsituasjonen i januar (fra time 1 og utover, dvs. tidspunktet hvor det normalt er tunglast for systemet) blir brukstiden for tap:

$$T_t = \frac{1.0 \cdot 2000h + 2^2 \cdot 1000h + 0.5^2 \cdot 4000h + 1.0 \cdot 1760h}{1.0} = 8760 \quad [timer] \quad (6)$$

Eksemplet viser at brukstiden for tap vil variere mye avhengig av forutsetningene og det er derfor viktig å ta stilling til:

- Hva er riktig brukstid for tap i et nett med mye lokal produksjon?
- Hvilket tidspunkt skal brukstiden refereres til?

Aktiv laststyring vil også påvirke brukstiden for tap. Dersom laststyringen gir incentiver til reduksjon av maksimallast og mer bruk av energi i lavlastperioder vil generelt sett brukstiden for last øke og følgelig også brukstiden for tap. Dette vil øke den spesifikke kostnaden av tap, $k_{pek\bar{v}}$, men normalt redusere de samlede tapskostnader gjennom at ΔP_{\max} i ligning (2) reduseres.

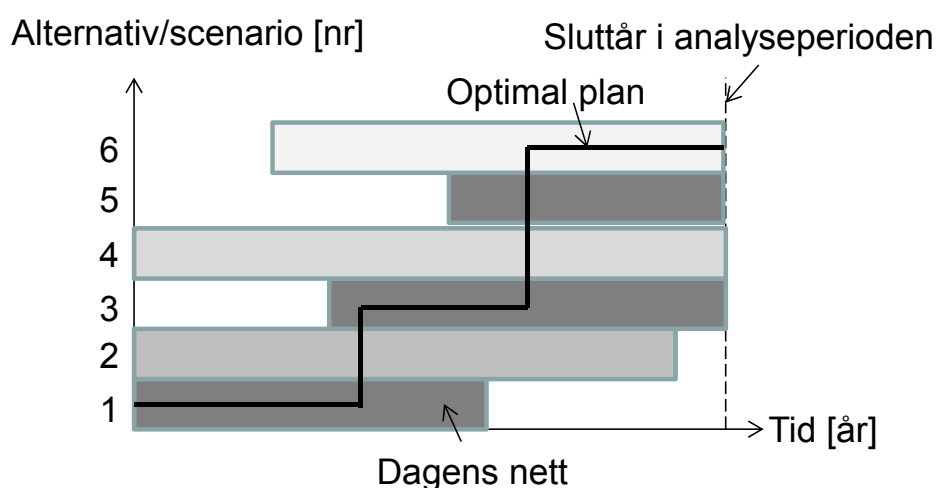
3.6 Økonomisk analyse – økonomisk optimalisering

Når kostnadene for de ulike alternativ foreligger, består oppgaven i å finne fram til de tiltak som er økonomisk mest gunstig å gjennomføre. Primært innebærer dette å finne fram til det alternativet som minimalisere de samlede kostnader.

Løsningen av det generelle planleggingsproblemet forutsetter at samlede kostnader analyseres (summeres) over en rekke år (analyseperioden) for alle mulige tiltakskombinasjoner og tidspunkt for iverksetting. Den økonomiske analysen/optimaliseringen gir dermed et grunnlag for å bestemme:

- Hvilke tiltak bør gjennomføres?
- Når bør de gjennomføres?

Problemet blir altså å velge den optimale ”reiserute” gjennom analyseperioden, og ”besøke” de riktige alternativ/scenario i hvert tidsintervall, se Figur 4. Et gitt scenario og/eller alternativ er ikke nødvendigvis gyldig hele analyseperioden. I Figur 4 er, for eksempel alternativ 1 (dagens nett) optimal løsning et visst antall år, før optimal plan blir alternativ 3, etterfulgt av alternativ 6. Dette kan for eksempel skyldes ulike tidspunkt for tilknytning av DG.



Figur 4 Eksempel på optimal plan

3.7 Samlet vurdering

Beslutninger knyttet til integrasjon av distribuert produksjon bør baseres på en konsekvensanalyse hvor en benytter all teknisk og økonomisk informasjon som er tilgjengelig. En fremgangsmåte der man rangerer ulike løsninger etter kostnader, kan i slike tilfeller vise seg å være utilstrekkelig. Ofte vil man også måtte ta hensyn til systemrestriksjoner knyttet til leveringskvalitet, eller miljømessige og andre samfunnsmessige innvirkninger, som er vanskelige å måle i kroner og øre.

Den samlede vurderingen må inneholde en vurdering av alle alternativene for alle scenarioer basert på gitte forutsetninger. Det er viktig å si noe om nullalternativet er gyldig for de ulike scenarioene og om det finnes alternativer som ”gjør det godt nok” innenfor restriksjonene i analysene for de ulike scenarioene.

4 Eksempel på bruk av planleggingssystematikk

Dette eksemplet er basert på et case fra et nettselskap som er med i OiDG-prosjektet, og illustrerer bruk av planleggingssystematikken beskrevet tidligere i denne rapporten. Mange detaljer er her utelatt, da hovedfokus er å illustrere bruk av planleggingssystematikken. Eksemplet omhandler tilknytning av tre småkraftverk i et gitt område og nettutbygninger som eventuelt må gjøres før kraftverkene kan knyttes til nettet.

4.1 Etablering av forutsetninger

4.1.1 Målsetning og kriterier

Målsetning: Utvikle en plan for tilknytning av tre småkraftverk i et gitt område ved minimering av total kostnader gitt teknisk løsning.

Teknisk løsning skal overholde følgende krav til spenning: Når det er produksjon på en radial tillater nettselskapet maksimalt en variasjon på $\pm 2,5\%$ på hele radialen, både i tilknytningspunktet og lengst ute på radialen.

Kostnader som inkluderes i analysen er investeringskostnader og tapskostnader. De andre kostnadselementene forutsettes like for alternativene og er følgelig ikke tatt med i beregningene videre.

4.1.2 Analyseperiode

Det er ikke ledig linjekapasitet for ny produksjon ut av det aktuelle området nå og en fremtidig utbygging av ny 420 kV-linje er en forutsetning for bygging av kraftverkene. Hvis denne 420 kV-linjen ikke kommer, må det investeres i regionalnettet for å øke overføringskapasiteten. Nettselskapet ønsker å avvente beslutning om 420 kV-linjen før det gjøres investeringer i regionalnettet. Dette gjør at tidsaksen for planlegging er usikker. For beregning av kapitaliserte tapskostnader er en analyseperiode på 30 år brukt.

4.1.3 Systemgrenser

De nye småkraftverkene er planlagt bygd relativt nært hverandre i et område med et svakt 22 kV-nett med få spredte laster, mest hytter og gårdsbruk. Behovet for koordinering med sentral- og regionalnettet er stort, da tilknytning av flere småkraftverk forutsetter utbygging av mer kapasitet i sentral eller regionalnettet, som beskrevet i kapittel 4.1.2.

4.1.4 Eksisterende planer for investering, reinvestering og vedlikehold

Ingen store investeringer eller reinvesteringer er planlagt i området.

4.1.5 Potensial for utbygging av DG

I dette eksemplet har nettselskapet informasjon om at tre kraftverk (Kraftverk A, B og C) er planlagt for tilknytning til nettet i området.

De tre kraftverkene har følgende ytelser:

- Kraftverk A – 2,6 MW
- Kraftverk B – 1,9 MW
- Kraftverk C – 4 MW

Kraftverk B, det minste kraftverket, har allerede konsesjon, kraftverk A er i søknadsfasen, mens det ennå ikke har søkt konsesjon for kraftverk C.

Det er usikkert om og når og hvilke kraftverk som blir tilknyttet distribusjonsnettet og for å håndtere dette er tre scenarier definert:

- Scenario 1: Tilknytning av kun kraftverk B (som allerede har konsesjon)
- Scenario 2: Tilknytning av både kraftverk B (som allerede har konsesjon) og kraftverk A (som er i søknadsfasen)
- Scenario 3: Tilknytning av alle tre kraftverkene (A, B og C)

De ulike scenarioene, status og sannsynlighet er vist i Tabell 2. Sannsynlighetene viser "troen" på at de ulike scenarioene blir gjennomført. Scenario 1 med et kraftverk med konsesjon har høyest sannsynlighet, etterfulgt av scenario 2, mens scenario 3, med et kraftverk uten konsesjonssøknad har lavest sannsynlighet for å bli en realitet.

Tabell 2 Scenarioer, status og sannsynlighet.

	Status	Sannsynlighet [%]
Scenario 1	Kraftverk B har konsesjon	50
Scenario 2	Kraftverk B har konsesjon og Kraftverk A har søkt konsesjon	35
Scenario 3	Kraftverk B har konsesjon og Kraftverk A har søkt konsesjon, mens Kraftverk C ikke har søkt konsesjon	15

4.2 Analyse av last og produksjon

Aktuell produksjon og beregnet brukstid for de tre småkraftverkene er vist i Tabell 3.

Tabell 3 Produksjon, cos ϕ og brukstid for kraftverkene.

Kraftverk	Maks Produksjon			cos ϕ	Beregnet brukstid
	MW	%	GWt/år		
A	2,60	31	8,00	1,00	3077
B	1,90	22	7,23	1,00	3805
C	4,00	47	15,20	1,00	3800
Totalt	8,50	100	30,43		

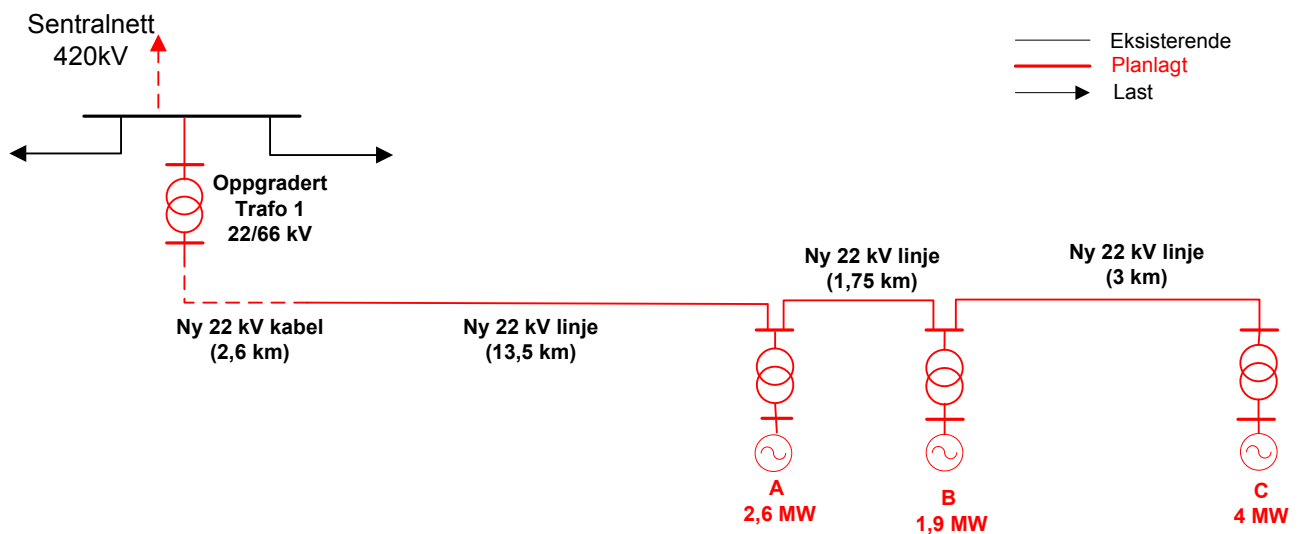
En lastflytanalyse med maksimal produksjon viser at dagens nett vil få spenningsproblemer ved tilknytning av ett, to eller alle tre småkraftverkene. Når det er produksjon på en radial tillater nettselskapet maksimalt en spenningsvariasjon på $\pm 2,5$ % på hele radialen, både i tilknytningspunktet og lengst ute på radialen. Dette gir øvre grense på 22,55 kV og nedre grense på 21,45 kV. Forsterkning av nettet er derfor nødvendig. I de tilfellene hvor 22 kV-nettet nærmer seg grensene, sjekkes spenningsforholdene i lavspenningsnettet. Det er ikke forventet økning i lasten i analyseperioden.

4.3 Føstlegge alternativ

Når man vurderer alternative nettløstninger bør det eksisterende nettet vurderes først. I dette eksemplet vet nettselskapet allerede at det blir spenningsproblemer ved tilknytning av nye småkraftverk. Derfor er ikke dagens nett vurdert som et relevant alternativ videre i eksemplet.

Det er to aktuelle løstninger som vurderes for tilknytning av de nye småkraftverkene. Den første løstningen, tilknytningsløstning 1, innebærer å knytte all ny produksjon til sentralnettet – forutsatt at en ny 420kV-linje blir bygget i området. For denne løstningen må en ny radial bygges for å tilknytte småkraftverkene til regionalnettet før tilknytning til sentralnettet. Denne løstningen er vist i Figur 5 og forutsetter følgende:

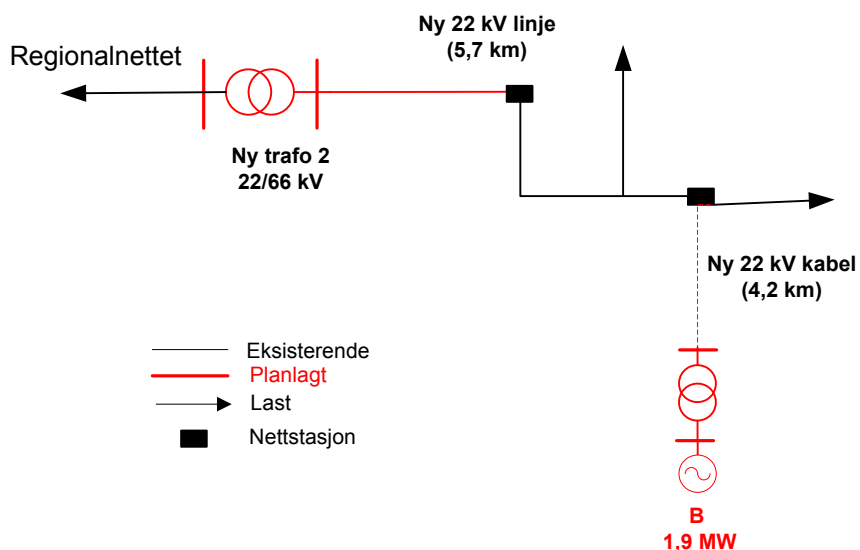
- Økning av kapasiteten til transformatoren i regionalnettet og bygging av et bryterfelt for tilknytning av den nye radialen
- Ny 22 kV kabel (2,6 km)
- Ny 22 kV linje fra kabel til kraftverk A (13,5 km)
- Ny 22 kV linje fra kraftverk A til kraftverk B (1,75 km)
- Ny 22 kV linje fra kraftverk B til kraftverk C (3,0 km)
- Nye transformatorer til hvert kraftverk (Dette er en del av kraftverkene og kostnadene er ikke inkludert i denne økonomiske analysen.)



Figur 5 Tilknytningsløstning 1.

En annen tilknytningsløstning, tilknytningsløstning 2, som er spesielt aktuelt om 420kV-linjen **ikke** kommer, er å forsterke regionalnettet ut fra regionen slik at mer småkraft kan tilknyttes nettet. Det må da investeres i en ny 22/66 kV transformator, avgang fra denne transformatoren, oppgradering av deler av nettet, ny nettstasjon og kabel fram til kraftverkene. Denne løstningen er her vurdert for scenario 1 med ett nytt kraftverk – kraftverk B, se også Tabell 4. Denne løstningen er oppsummert under og vist i Figur 6:

- Ny transformator 22/66 kV og avgang fra transformator
- Oppgradering av deler av nettet: 5,7 km linje fra FeA150 til FeA1150
- Ny nettstasjon med vern og fjernstyring
- Ny kabel fra nettstasjonen til kraftverkene (4,2 km for kraftverk B)
- Nye transformatorer til hvert kraftverk (Dette er en del av kraftverkene og kostnadene er ikke inkludert i den økonomiske analysen)



Figur 6 Tilknytningsløsning 2.

Relevante alternativ og tilknytningsløsning for de tre scenarier er oppsummert i Tabell 4.

Tabell 4 Oppsummering av alternativer i scenarierne.

Scenario	Alternativ	
SCENARIO 1: Kun kraftverk B (1,9 MW) bygges	A 1 Ny kabel (4,2 km) til det nærmeste tilknytningspunkt (nettstasjon) i regionalnettet, oppgradering av deler av overliggende regionalnettet (5,7 km linje fra FeAl50 til FeAl150) og ny trafo 2 22/66KV, fjernstyrt koplingsstasjon.	Tilknytningsløsning 2
SCENARIO 2: Kraftverk B (1,9MW) og kraftverk A (2,6MW) bygges	A 2 Ny FeAl 95 (13,5 km + 1, 75 km fra kraftverk A til B) og kabel TSLF240Al (2,6 km) fra kraftverkene til trafo1, fjernstyrt koplingsstasjoner.	Tilknytningsløsning 1
SCENARIO 3: Alle 3 kraftverk bygges	A 3.1 Ny FeAl 95 linje (13,5 km + 1, 75 km fra kraftverk A til B + 3 km fra B til C) og kabel TSLF240Al (2,6 km) fra kraftverkene til trafo1.	Tilknytningsløsning 1
	A 3.2 Ny FeAl 150 linje (13,5 km + 1, 75 km fra kraftverk A til B + 3 km fra B til C) og kabel TSLF240Al (2,6 km) fra kraftverkene til trafo1.	
	A 3.3 Ny FeAl 240 linje (13,5 km + 1, 75 km fra kraftverk A til B + 3 km fra B til C) og kabel TSLF240Al (2,6 km) fra kraftverkene til trafo1.	

4.4 Teknisk analyse av alternativ

De tekniske analysene skal avsløre om alternativene i hvert scenario er mulige med hensyn til spenninger og belastning av kabler/linjer og i tillegg legge grunnlaget for å finne kostnader for de ulike alternativene. Disse analysene gjør sammenligning av ulike alternativer for hvert scenario mulig. Alternativer for ulike scenarier kan ikke sammenlignes, da disse har ulike forutsetninger mht antall småkraftverk som er tilknyttet.

I dette eksemplet har nettselskapet konkludert ved hjelp av lastflytanalyser at alternativene A1 og A2 for henholdsvis scenario 1 og 2, overholder krav til spenningskvalitet og overføringsevne. Når det er produksjon på en radial tillater nettselskapet maksimalt en variasjon på $\pm 2,5\%$ på radialen. Andre analyser, som beskrevet i kapittel 3.4 kan bli aktuelle på et senere tidspunkt i planleggingsprosessen.

I scenario 3 er det tre alternativ som skal sammenlignes. Det er gjennomført lastflytanalyser for dette scenarioet, der tapene ved tunglast er funnet for å kunne skille mellom de ulike alternativene.

Lastflytanalysen viser at A 3.1, A 3.2 og A 3.3 oppfyller gitte spenningsrestriksjoner når alle tre småkraftverkene er tilknyttet og produserer maksimalt samtidig. Det som skiller de tre alternativene i scenario 3, er størrelsen på tapene (i tillegg til ulike investeringskostnader). Tapene er presentert i Tabell 5. Som forventet reduseres tapene med økende tverrsnitt.

Tabell 5 Estimerte tap, i forskjellige alternativer i Scenario 3.

Alternativ	Linjetap [kW]
A 3.1 (FeAl 95)	487
A 3.2 (FeAl 150)	355
A 3.3 (FeAl 240)	266

Resultatene fra tekniske analyser er oppsummert i Tabell 6. (-) betyr at dette alternativet ikke er analysert for scenarioet.

Tabell 6 Resultater fra tekniske analyser.

	A 1	A 2	A 3.1	A 3.2	A 3.3
Scenario 1	OK	-	-	-	-
Scenario 2	-	OK	-	-	-
Scenario 3	-	-	OK	OK	OK

4.5 Fåstlegge kostnader for de åktuelle alternativene

4.5.1 Investeringskostnader

Investeringskostnader er avhengig av terreng og bonitet i områdene. I tillegg kan kostnader for entreprenørtjenester og materiell variere mye. Ut i fra de beregninger som er gjort vil selv tilknytning av det minste kraftverket medføre betydelige investeringer i nettet.

Tabell 7 presenterer estimerte kostnader for alternativ 3.1 (investeringskostnad for transformatorer for det enkelte kraftverk er ikke tatt med). Kostnadene for bryterfelt for transformator og fjernstyrt koblingsstasjon er basert på informasjon fra nettselskapet, mens de andre kostnadene er hentet fra SINTEF Kostnadskatalog for distribusjonsnett 2010 [10].

Alternativ 3.1 er illustrert i Figur 5 (siden det kun er tverrsnitt som skiller de tre alternativene i scenario 3 er figuren en illustrasjon for alle alternativene i scenario 3) og inneholder følgende elementer:

- Ny 2,6 km 22kV kabel TSLF 240AL
- Ny 13,5 km med FeAl nr 95 linje fra kabel til kraftverk A.
- Ny 1,75 km med FeAl nr 95 linje fra kraftverk A til kraftverk B.
- Ny 3,0 km med FeAl nr 95 linje fra kraftverk B til kraftverk C.

Tabell 7 Detaljert kostnadsfordeling linjer/kabler for Alternativ 3.1.

Delstrekninger	km	Kostnad [kr]	Kilde
Bryterfelt for transformator		500 000	Antagelse nettselskap
22kV kabel TSLF 240Al	2,60	760 253	SINTEF Kostnadskatalog for distribusjonsnett 2010 - 24 kV TSLE/TSLF 3x1x240Al, inkluderer materiell, montør, anlegg og prosjektering
FeAl nr 95 til kraftverk A	13,5	9 601 524	SINTEF Kostnadskatalog for distribusjonsnett 2010 - FeAl nr. 95 SP. 22/7, inkluderer materiell, montør, maskin, anlegg, prosjektering og andre kostnader
FeAl nr 95 til kraftverk B	1,75	1 244 642	SINTEF Kostnadskatalog for distribusjonsnett 2010 - FeAl nr. 95 SP. 22/7, inkluderer materiell, montør, maskin, anlegg, prosjektering og andre kostnader
FeAl nr 95 til kraftverk C	3,00	2 133 672	SINTEF Kostnadskatalog for distribusjonsnett 2010 - FeAl nr. 95 SP. 22/7, inkluderer materiell, montør, maskin, anlegg, prosjektering og andre kostnader
Fjernstyrt koplingsstasjon		1 500 000	Antagelse nettselskap
SUM	20,85	15 740 091	

Tabell 8 viser en oversikt over kostnader for alle de ulike alternativene. I de tilfellene kostnadene er antagelse fra nettselskapet er dette angitt i fotnoter, alle de andre kostnadene er tatt fra SINTEF Kostnadskatalog for distribusjonsnett og regionalnett 2010 [10]. I fotnoter er det også angitt kostnadsfordelingen per kraftverk.

Tabell 8 Oversikt over kostnader for de ulike alternativene.

Alternativ	Bryterfelt for transformator	Kabel	Luftlinje	Fjernstyrt koblingsstasjon	Transformator og avgang	Bryterfelt på transformator	Nettstasjon med vern og fjernstyring	Delsum	Sum
A1		954475 ¹	4845000 ²		5000000 ^{3,4}		500000 ⁴		11299475
A2		760253 ⁵	9601524 ⁶	1000000 ^{4,7}		500000 ^{4,8}		11861777	
			1244642 ⁹					1244642	13106419
A3.1	500000 ^{4,10}	760253 ¹¹	9601524 ¹²	1500000 ^{4,13}				12361777	
			1244642 ¹⁴					1244642	
			2133672 ¹⁵					2133672	15740091
A3.2	500000 ^{4,10}	760253 ¹¹	11475000 ¹⁶	1500000 ^{4,13}				14235253	
			1487500 ¹⁷					1487500	
			2550000 ¹⁸					2550000	18272753
A3.3	500000 ^{4,10}	760253 ¹¹	12825000 ¹⁹	1500000 ^{4,13}				15585253	
			1662500 ²⁰					1662500	
			2850000 ²¹					2850000	20097753

¹ 4,2 km 24 kV TSLE/TSLF 3x1x150 Al

² 5,7 km 72,5 kV 150 mm² luftledninger – Totale kostnader nybygging - Middels terreng

³ 22/66 kV transformator

⁴ Kostnad er antagelse fra nettselskap

⁵ 2,6 km 24 kV TSLE/TSLF 3x1x240Al - 58 % og 42 % av kostnad for henholdsvis kraftverk A og B

⁶ 13,5 km FeAl nr. 95 SP. 22/7 - 58 % og 42 % av kostnad for henholdsvis kraftverk A og B

⁷ Kostnad delt likt på kraftverk A og B

⁸ 58 % og 42 % av kostnadene for henholdsvis kraftverk A og B

⁹ 1,75km FeAl nr. 95 SP. 22/7 - Hele kostnad for kraftverk B

¹⁰ 31 %, 22 % og 47 % av kostnad for henholdsvis kraftverk A, B og C

¹¹ 2,6 km 24 kV TSLE/TSLF 3x1x240 Al - 31 %, 22 % og 47 % for henholdsvis kraftverk A, B og C

¹² 13,5 km FeAl nr. 95 SP. 22/7 - 31 %, 22 % og 47 % for henholdsvis kraftverk A, B og C

¹³ Kostnad delt likt på kraftverk A, B og C

¹⁴ 1,75 km FeAl nr. 95 SP. 22/7 - 32 % og 68 % for henholdsvis kraftverk B og C

¹⁵ 3 km FeAl nr. 95 SP. 22/7 - Hele kostnad for kraftverk C

¹⁶ 13,5 km 72,5 kV 150 mm² luftledninger – Totale kostnader nybygging - Middels terreng - 31 %, 22 % og 47 % av kostnad for henholdsvis kraftverk A, B og C

¹⁷ 1,75 km 72,5 kV 150 mm² luftledninger – Totale kostnader nybygging - Middels terreng - 32 % og 68 % av kostnad for henholdsvis kraftverk B og C

¹⁸ 3 km 72,5 kV 150 mm² luftledninger – Totale kostnader nybygging - Middels terreng - Hele kostnad for kraftverk C

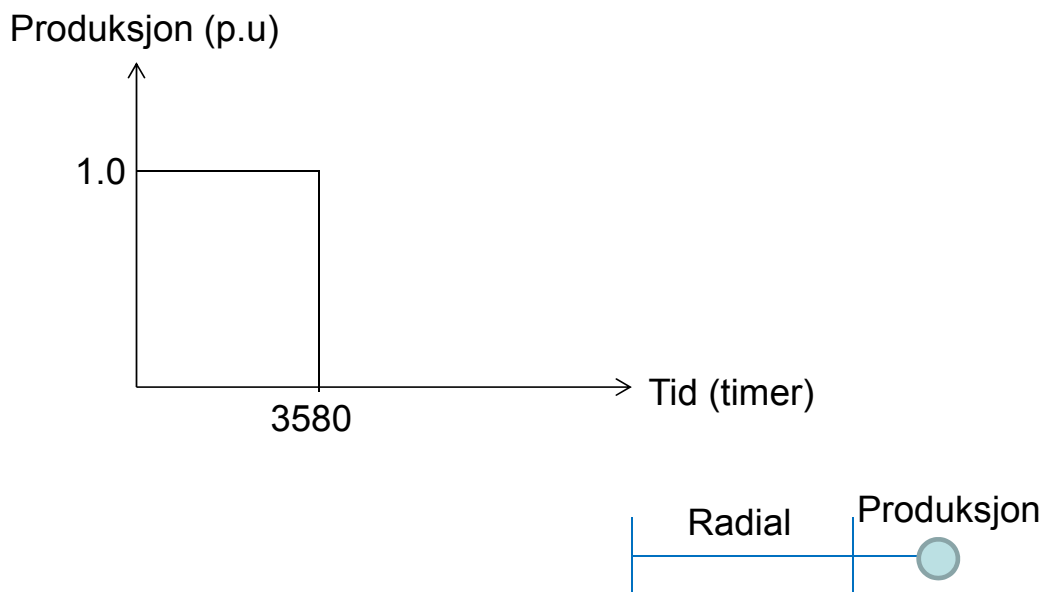
¹⁹ 13,5 km 72,5 kV 240 mm² luftledninger – Totale kostnader nybygging - Middels terreng - 31 %, 22 % og 47 % av kostnad for henholdsvis kraftverk for A, B og C

²⁰ 1,75 km 72,5 kV 240 mm² luftledninger – Totale kostnader nybygging - Middels terreng - 32 % og 68 % for henholdsvis kraftverk B og C

²¹ 3 km 72,5 kV 240 mm² luftledninger – Totale kostnader nybygging - Middels terreng - Hele kostnad for kraftverk C

4.5.2 Tapkostnader

Det som skiller de tre alternativene i scenario 3 er størrelsen på tapene og dermed tapskostnadene, i tillegg til investeringskostnaden. I beregningene av tapskostnader er brukstid for tap satt til 3580 timer som, i følge nettselskapet, representerer et gjennomsnitt for kraftverkene. Brukstid for tap er her satt lik brukstiden for kraftverkene. Denne brukstiden forutsetter en antagelse om at kraftverkene har to driftssituasjoner – full produksjon eller ingen produksjon. I tillegg er alle kraftverkene behandlet som om de kjøres likt og eventuell sammenlagring er ikke inkludert. Disse gir et "worst case" for brukstid for tap. Dette er illustrert i Figur 7. Metoden og antagelsene beskrevet her er kun en av flere måter å beregne brukstid for tap og tapskostnader. Andre metoder kan for eksempel ta hensyn til sammenlagring, bruke spotpris osv. Eksempelvis har REN blad 3007 et kapittel om optimale tariffer for bruken av nettet [11].



Figur 7 Radial med produksjon.

Lasten/produksjon er proporsjonal med strømmen og tapene er proporsjonale med strømmen i kvadrat, dermed blir brukstiden for tap med kun produksjon ved bruk av likning (2):

$$T_t = \frac{1.0 \text{ pu} \cdot 3580 \text{ h}}{1.0 \text{ pu}} = 3580 \quad [\text{timer}]$$

Kostnadstall og beregninger er tatt fra SINTEF sin Planleggingsbok for kraftnett 2010 [1] og SINTEF-rapport [12]. Det er her kun regnet på tap i den aktuelle 22-kV linjen. Det er her viktig å merke seg at kostnadstallene i Planleggingsbok for kraftnett er basert på målinger i distribusjonsnett uten småkraftverk. Tapene er presentert i Tabell 9. Som forventet reduseres tapene med økende tverrsnitt. Rente på 4,5 % p.a. ble brukt i analysen.

Tabell 9 Tapskostander.

Alternativ	Linjetap [kW]	Differanse i tap sammenlignet med A3.3 [kW]	Kapitalisert differensiert tapskostnad [kr]
A 3.1 (FeAl 95)	487	221	6 831 462
A 3.2 (FeAl 150)	355	89	2 751 131
A 3.3 (FeAl 240)	266	0	

Tabell 10 oppsummerer kostnader for alle alternativene, fordelt på de kraftverkene er tatt med i hvert enkelt alternativ. Her er tapskostnadene for alternativ 3.1. og 3.2, sammenlignet med 3.3, inkludert og dette skiller tallene fra sum i Tabell 8. Kostnader for middels vanskelig terreng for luftledning er benyttet.

Tabell 10 Kostnader for de aktuelle alternativene og kraftverk (inklusive tapskostnader).

Alternativene	Fordeling mellom kraftverk	Kostnad for A (NOK)	Kostnad for B (NOK)	Kostnad for C (NOK)	Tapskostnader (NOK)	Sum (NOK)
A 1	B – 100 %		11 299 475		-	11 299 475
A 2	A – 58 % B – 42 %	6 775 693	6 330 726		-	13 106 419
A 3.1	A – 31 % B – 22 % C – 47 %	3 867 151	3 290 408	8 582 532	6 831 462	22 571 553
A 3.2	A – 31 % B – 22 % C – 47 %	4 447 928	3 780 781	10 044 043	2 751 131	21 023 883
A 3.3	A – 31 % B – 22 % C – 47 %	4 866 428	4 134 137	11 097 188		20 097 753

Det er antatt at drifts- og vedlikeholdskostnader, avbruddskostnader og flaskehalskostnader for de tre alternativene i scenario 3 er like. Disse er derfor ikke inkludert i analysen.

4.6 Økonomisk analyse – økonomisk optimalisering

En enkel vurdering viser at den laveste kostnad for de enkelte kraftverk er i Scenario 3, med en felles utbygging. Scenario 3 er også mest optimalt for nettselskapet med tanke på framtidige investeringer i nettet. I følge estimatene som er gjort her bør man vente med utbygging av Kraftverk B og tilknytning av dette til nettet til minst ett av de to andre har fått konsesjon.

4.7 Samlet vurdering

Analysen i dette eksemplet er en kalkyle for kostnadene fram til tilknytningspunkt for de tre kraftverkene. Investeringskostnader er tatt med for alle alternativene i analysen, men tapene var tatt med kun i scenario 3, og viser forskjeller i tapkostnader mht ulike linjetverrsnitt. I dette tilfellet gjør tapkostnadene at totalkostnadene for alternativet med størst tverrsnitt blir lavere enn alternativene med mindre tverrsnitt.

Usikkerhet må vurderes, spesielt mht sannsynligheten for at de planlagte kraftverkene får konsesjon og blir bygget.

En viktig forutsetning er at en ny 420 kV-linje bygges i området og dette vil tillate tilknytning av mer produksjon. Hvis denne linjen ikke kommer, må regionalnettet ut i fra regionen forsterkes før mer småkraft kan tilknyttes nettet. Overliggende nett som er fullt, er en problemstilling som er aktuell for mange utbygginger av DG. Dette medfører at utbygging av DG stopper opp til investeringer i overliggende nett er avklart.

5 Oppsummering

I denne rapporten er planleggingssystematikk for integrasjon av distribuert produksjon i distribusjonsnett presentert. Planleggingssystematikken er basert på en etablert struktur for nettplanlegging fra Planleggingsbok for kraftnett, men tilpasset de spesielle utfordringene knyttet til distribuert produksjon.

Et eksempel viser bruk av planleggingssystematikken og er basert på en case fra et nettselskap som er med i OiDG-prosjektet. Eksemplet viser bruk av scenarioplanlegging ved tilknytting av tre kraftverk.

6 Referanser

- [1] "Planleggingsbok for kraftnett - Systematikk ved planlegging av kraftnett," SINTEF Energi, Trondheim 2010.
- [2] Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE). (2010, 28 October). *Potensiale småkraft*. Available: http://arcus.nve.no/website/potensial_smaakrv/viewer.htm
- [3] NVE. *Informasjon om tilknytningsplikt*, <http://www.nve.no/no/kraftmarked/nettleie/innmating-av-kraft/tilknytning-til-nettet/>.
- [4] "Planleggingsbok for kraftnett - Mål og rammebetingelser," SINTEF Energi Trondheim 2010.
- [5] R. Cossent, *et al.*, "Assessing the impact of distributed generation on distribution network costs," in *Energy Market, 2009. EEM 2009. 6th International Conference on the European*, 2009, pp. 1-8.
- [6] "Olje- og energidepartementet, Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet " 2004.
- [7] A. Petterteig, *et al.*, "Technical guidelines for connection of generation units, with maximum active power generation less than 10 MW, to the distribution grid (In Norwegian)," SINTEF Energy Research, Trondheim TR A6343, 2006.
- [8] EPRI. *EPRI Distributed Modeling Guidelines - presentation*. Available: http://disgen.epri.com/downloads/09-DGModelingGuidelines_Revised.PDF
- [9] ENTSO-E, "ENTSO-E Draft Network Code for Requirements for Grid Connection applicable to all generators," ed. https://www.entsoe.eu/media/news/newssingleview/article/entso-e-launches-public-consultation-on-the-network-code-for-requirements-for-grid-connection-applic/?tx_ttnews%5BbackPid%5D=28&cHash=8c7f095f15430d5f15d01da74b0a58ac, 2012.
- [10] "Kostandskatalog for distribusjonsnett - tilgjengelig på www.ren.no," SINTEF Energi AS, Trondheim2010.
- [11] REN. Available: www.ren.no
- [12] K. Sand, "Samfunnsøkonomiske tapskostnader for dimensjonering av kraftnett Kostnadesnivå 2011 - TR A6997," SINTEF Energi, Trondheim2010.
- [13] P. Kouvelis and G. Yu, *Robust Discrete Optimization and its applications*: Kluwer academic Publishers, 1997.

Vedlegg A: Generelt om prinsipp for håndtering av usikkerhet

Planlegging går ut på å forsøke å se inn i framtiden og har derfor en iboende usikkerhet som er umulig å unngå. I nettplanlegging med DG er det ofte usikkerhet knyttet til hvor mange, hvor store, hvor og ikke minst, når de potensielle DG-enhetene som skal integreres i nettet kommer. Hvis denne usikkerheten ikke er tatt hensyn til i nettplanleggingsprosessen, er det en viss risiko for at nettselskapene ikke finner optimal løsning for nettførsterkninger og / eller utvidelser som trengs for å håndtere alle endringer i det lokale energisystemet. Denne risikoen kan oversettes videre i en investeringsrisiko som ikke vil være drifts- og samfunnsøkonomisk akseptabel.

Det er mulig å sette fokus på usikkerhet og forsøke å håndtere risikoen som en del av planleggingsprosessen [13]. En måte for å håndtere usikkerheten er å bruke scenarioplanlegging. Det som skiller scenarioplanlegging fra tradisjonell planlegging er at det etableres scenarier (med sannsynligheter) for framtidig integrasjon av DG.

Bruk av scenarier i planleggingssystematikken (beskrevet i Kapittel 3) innebærer følgende:

- Alle relevante scenarier og antagelser defineres i steg 1 av planleggingssystematikken - se kapittel 3.1. *Etablering av forutsetninger for analysen*
- Alle stegene beskrevet i kapitlene 3.2 til 3.6 gjennomføres for alle scenarioene:
 - En eller flere alternativer skal identifiseres for alle scenarioene; alternativene må være løsninger på de problemene som oppstår i hvert scenario.
 - Alle alternativer må testes mot grensebetingelser, som spenningsforhold, etc.
 - Deretter må kostnader og andre forhold beregnes/beskrives for de alternativene som oppfyller tekniske kravene.
- Som beskrevet i kapittel 3.7 må alle analysene i alle scenarioene oppsummeres (for eksempel som visst i Figur A-1) og danne basis for beslutning. Det innebærer også at:
 - Sannsynligheten for hvert scenario må vurderes og beslutningen må ta med hensyn til hvilket scenario beslutningstakeren tror mest på.
 - Alternativet som er best for dette scenarioet skal velges. Det må også sjekkes hvor robust denne løsningen er i de andre scenarier.
 - Følsomhetsanalyse kan også gjennomføres for å sjekke hvilken drifts- eller sosial økonomisk gevinst/tap som kan følge ved valg av et scenario og ikke av et av de andre scenarioene.

Scenario 1 Last, produksjon, etc....	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Teknisk løsning</th> <th>Investering</th> <th>Drift</th> <th>Tap & avbrudd</th> <th>Vedlikehold</th> <th>Samfunnsøk. ...etc.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Ait. 1-1</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Ait. 1-2</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Ait. 1-3</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Teknisk løsning	Investering	Drift	Tap & avbrudd	Vedlikehold	Samfunnsøk. ...etc.	Ait. 1-1						Ait. 1-2						Ait. 1-3					
Teknisk løsning	Investering	Drift	Tap & avbrudd	Vedlikehold	Samfunnsøk. ...etc.																				
Ait. 1-1																									
Ait. 1-2																									
Ait. 1-3																									
Scenario 2 Last, produksjon, etc....	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Teknisk løsning</th> <th>Investering</th> <th>Drift</th> <th>Tap & avbrudd</th> <th>Vedlikehold</th> <th>Samfunnsøk. ...etc.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Ait. 1-1</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Ait. 1-2</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Ait. 1-3</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Teknisk løsning	Investering	Drift	Tap & avbrudd	Vedlikehold	Samfunnsøk. ...etc.	Ait. 1-1						Ait. 1-2						Ait. 1-3					
Teknisk løsning	Investering	Drift	Tap & avbrudd	Vedlikehold	Samfunnsøk. ...etc.																				
Ait. 1-1																									
Ait. 1-2																									
Ait. 1-3																									
Scenario 3 Last, produksjon, etc....	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Teknisk løsning</th> <th>Investering</th> <th>Drift</th> <th>Tap & avbrudd</th> <th>Vedlikehold</th> <th>Samfunnsøk. ...etc.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Ait. 1-1</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Ait. 1-2</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Ait. 1-3</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Teknisk løsning	Investering	Drift	Tap & avbrudd	Vedlikehold	Samfunnsøk. ...etc.	Ait. 1-1						Ait. 1-2						Ait. 1-3					
Teknisk løsning	Investering	Drift	Tap & avbrudd	Vedlikehold	Samfunnsøk. ...etc.																				
Ait. 1-1																									
Ait. 1-2																									
Ait. 1-3																									

Figur A-1 Scenarioplanlegging.

En slik scenarioplanlegging kan være ressurskrevende og ta tid, så for tilfeller hvor usikkerheten er mindre mht integrering av DG, kan scenarioene erstattes av en mindre omfattende prosess hvor alternativer lages direkte.

Vedlegg B: REN 3000 serien

Det er publisert en REN 3000 serie til støtte ved tilknytning av produksjon i distribusjonsnettet. Formål med 3000 serien ”er at prosessen med konsesjonssøknad, bygging og drift av kraftproduksjon (DG) i distribusjonsnettet skal gjøres på best mulig måte både teknisk og kostnadmessig. Tatt hensyn til både nettselskap, utbygger/innmatingskunde og forbrukskunder. REN blad skal være praktisk anvendbare.”

Per i dag (20.02.2012) er REN blad nr. 3000 til 3008 (med unntak av 3005) i denne serien tilgjengelige, se Tabell B-1 og [11].

Tabell B-1 REN 3000 serie.

REN blad nummer	Navn
0300-0312	Tilknytnings- og Nettleieavtale for innmatingskunder i Distribusjonsnettet, med vedlegg 1-12
3000	Innholdsfortegnelse
3001	Strategiske vurderinger for nettilknytning av produksjon
3002	Veileder for nettselskapets tilknytningsprosess
3003	Prosessoversikt for innmatingskundens nettilknytning
3004	Søknad om nettilknytning
3006	Råd om nettanalyse
3007	Anleggsbidrag og tariffer ved tilknytning av produksjon
3008	Krav til vern i nettet ved tilknytning av produksjon

Ren blad nummer 3000 er innholdsfortegnelse med oversikt over tilgjengelige og planlagte blad i denne serien.

Blad nummer 3001 omhandler strategiske valg for nettilknytning av produksjon. Det sies i dette REN bladet at ”Det er viktig at nettselskapet har en klar strategi for å vurdere om og hvordan tilknytning av en DG-enhet skal gjøres.” Her tas blant annet forhold som konsesjonssøknader, eierskap, driftslederansvar og etablering av tilknytningspunkt opp, ulike strategiske valg er listet opp og anbefalinger gitt.

REN blad nummer 3002 er en veileder for nettselskapets tilknytningsprosess og formålet med denne veilederen er å gi oversikt og struktur til prosessen med tilknytning av DG-enheter for ulike interessenter i prosessen, fra offentlige myndigheter, innmatingskunde til releansvarlig i nettselskapet. Veilederen forholder seg i utgangspunktet til prinsippet om ”først til mølla” prinsippet, altså at de som er først får tilknytning først, men sier også at det er viktig å få en oversikt over potensialitet og mulige utbygginger og anbefaler nettselskapene systematisk registrer fremtidige potensialer og utbyggingsplaner. Det er også anbefalt at nettselskapet gir en uttalelse om samordning av planer for forsterkning og behov for nettilknytninger eller vedlikehold.

Blad nummer 3003 er en oversikt over prosessen med nettilknytning til hjelp for innmatingskunde. REN blad 3002 og 3003 ligner, men har ulike målgrupper og derfor er fokus og detaljeringsgrad ulik. REN blad 3003 går mindre i detalj på nettselskapets interne prosesser og fokuserer på innmatingskunden. REN blad 3003 her som mål å gi oversikt og struktur til prosessen mellom potensiell innmatingskunde og det lokale nettselskapet.

REN blad nummer 3004 er et eksempel på søknad om nettilknytning som kan benyttes av innmatingskunde.

REN blad nummer 3005 er erstattet av REN standardavtale mal 0300-0312 og er et eksempel på en avtale om nettilknytning av produksjon mellom nettselskap og innmatingskunde med 12 vedlegg.

REN blad nummer 3006 beskriver råd om hvilke nettanalyser nettselskapet bør utføre i prosessen med å tilknytte en ny DG-enhet.

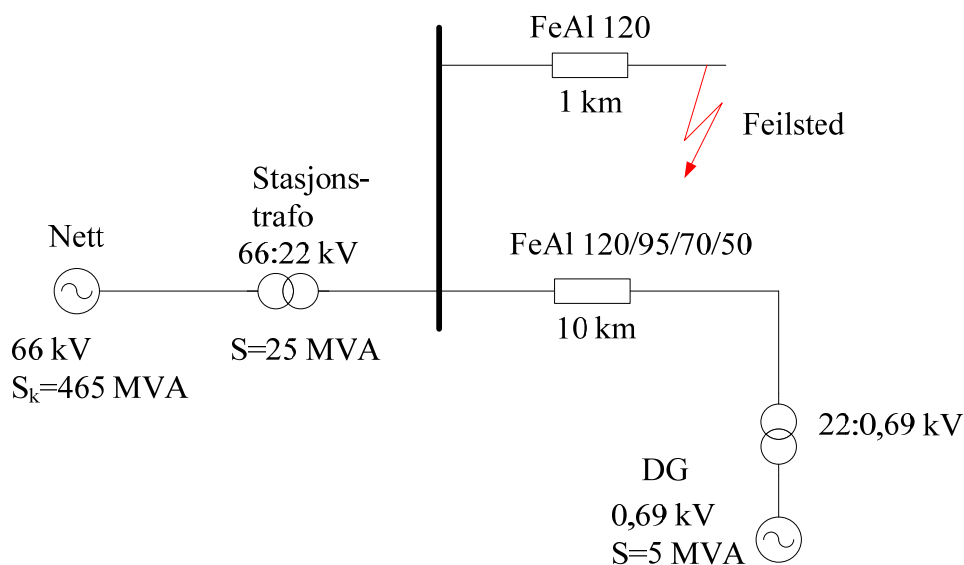
Formålet med REN blad 3007 er å gi nettselskap og utbygger av DG innblikk og eksempler på beregning av anleggsbidrag og muligheter for å kunne framforhandle investeringstilskudd og utforming av tariffer ved tilknytning av DG.

Krav til vern i nettet ved tilknytning av produksjon gis i blad 3008.

REN serien fokuserer på prosessen for individuelle søknader om tilknytning, men behovet for helhetlig planlegging er også påpekt i REN blad 3007: ”For nettselskap som geografisk er lokalisert i et område med stort potensial for distribuert generering DG kan det være fornuftig å utsette både ny- og reinvesteringer til størrelsen på eventuelle utbygginger av DG er avklart. Det betyr for eksempel å utsette reinvesteringer og heller øke vedlikeholdet noe for de områder der utbygginger ikke er avklart. Ny kraftproduksjon gir muligheten til både reinvestering, fornyelse og sanering av gammelt nett. I tillegg vil det være samfunnsøkonomisk fornuftig da nettkapasiteten blir tilpasset utbyggingene.”

Vedlegg C: Simulering av transient stabilitet for ulike linjetverrsnitt

Nettet som er brukt i simuleringen, er vist i Figur C-1. Modelleringen og simuleringen er utført i PSCAD.



Figur C-1 Simulert nett.

Tre ulike parametersett for synkrongeneratorer, alle med nominell ytelse 5 MVA, er vist i Tabell C-1. I dette arbeidet er det simulert med parametersett for generator 2 og 3. Generator 2 har "normale" parametre, mens generator 3 har høyere reaktansverdier enn "normalen".

Tabell C-1 Parametre for tre ulike synkrongeneratorer.

Ratings and parameters	Symbol/ Unit	Generator 1	Generator 2	Generator 3
Rated power	S_N [MVA]	5	5	5
Rated voltage	U_N [kV]	0,69	0,69	0,69
Rated frequency	f_N [Hz]	50	50	50
Rated power factor	$\cos\phi_N$			
Speed	n [rpm]			
Direct axis synchronous reactance	X_d [p.u.]	1,192	2,04	3,1
Direct axis transient reactance	X_d' [p.u.]	0,185	0,238	0,662
Direct axis subtransient reactance	X_d'' [p.u.]	0,162	0,143	0,389
Quadrature axis synchronous reactance	X_q [p.u.]	0,687	1,16	2,02
Quadrature axis transient reactance	X_q' [p.u.]			
Quadrature axis subtransient reactance	X_q'' [p.u.]	0,162	0,137	0,377
Armature resistance (°C)	r_a [p.u.]	0,0047	0,00219	0,0122
Zero sequence resistance	R_0 [p.u.]			
Zero sequence reactance	X_0 [p.u.]			
Leakage reactance	X_l [p.u.]	0,143	0,13	0,25
Direct axis open-circuit transient time constant	T_{d0}' [s]	3,712	2,38	4,85
Direct axis open-circuit subtransient time constant	T_{d0}'' [s]	0,0371	0,0117	0,0306
Direct axis short-circuit transient time constant	T_d' [s]			
Direct axis short-circuit subtransient time constant	T_d'' [s]			
Quadrature axis open-circuit subtransient time constant	T_{q0}'' [s]	0,0185	0,11	0,1715
Quadrature axis short-circuit subtransient time constant	T_q'' [s]			
Inertia constant ²⁾	H [s]			
Moment of inertia	J [kgm ²]			
Neutral earthing resistor	R_e [Ω]			
Source of data				

Linja mellom transformatorstasjonen og tilkoblingspunktet er simulert med fire ulike linjetverrsnitt. Impedansverdier for disse tverrsnittene er gitt i Tabell C-2.

Tabell C-2 Data for FeAl 24 kV, faseavstand 1,5 m, mastehøyde 7 m, jordmotstand antatt lik 200 Ohm*m.

Type	R [Ω /km]	X [Ω /km]	C_j [nF/km]	C_d [nF/km]	I_{th} [A]	X_{c+} [M Ω *km]	R_0 [Ω /km]	X_0 [Ω /km]	X_{c0} [M Ω *km]
FeAl 1X50 6/1	0,359	0,373	4,85	9,79	362	0,325138	0,5060	1,611	0,656309
FeAl 1X70 26/7	0,257	0,362	5,37	10,09	454	0,3155471	0,4040	1,600	0,645659
FeAl 1X95 26/7	0,191	0,351	5,00	10,41	544	0,305773	0,338	1,589	0,63662
FeAl 1X120 26/7	0,151	0,344	5,05	10,64	624	0,299163	0,2980	1,582	0,630317

Analysebetingelser:

- H settes lik 1 s.
- Børsteløs magnetisering, AC8B, brukes. Settpunktet for spenningsregulatoren justeres slik at reaktiv effekt $Q_{\text{før}}$ holdes tilnærmet lik 0.
- Distanse fra transformatorstasjon til småkraftgenerator: 10 km. Varierer linjetverrsnittet.
- Feil settes på 1 km fra stasjonen på naboavgangen.
- Øker tiden før bryteren på naboavgangen åpnes, inntil generatoren blir ustabil. Maksimal tid som feilen kan stå på, blir et mål på transient stabilitet for generatoren.

Generatoren har parametre som vist i tabellen for generator 2

Generatoren har parametre som er normale for mindre synkrongeneratorer med utpregede poler (verken spesielt bra eller dårlige stabilitetsegenskaper). Resultater fra simuleringer med generator 2 er vist i Tabell C-3

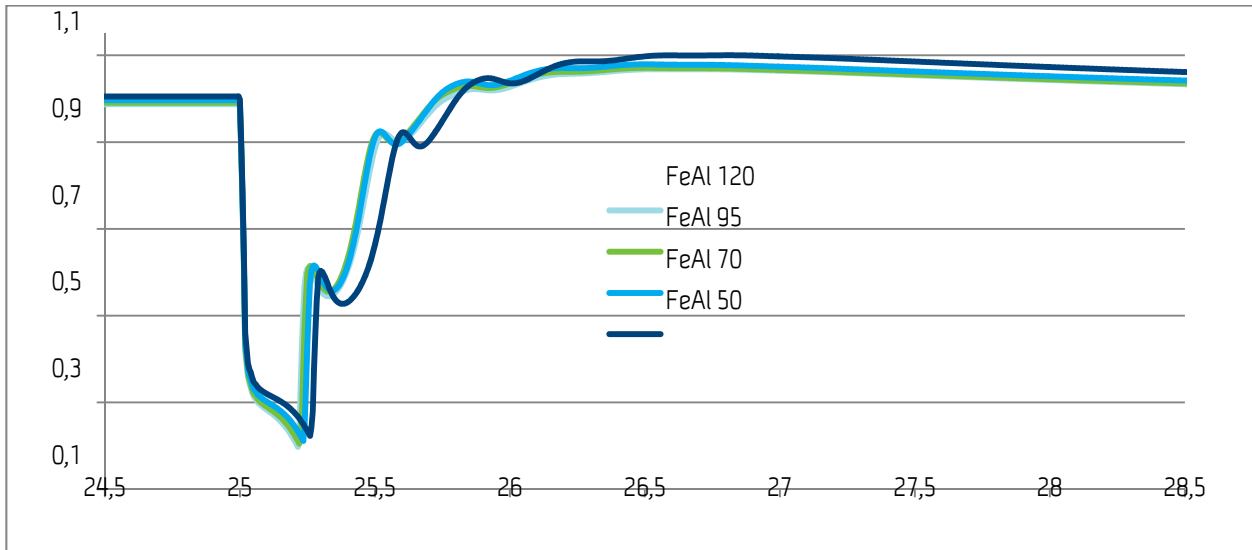
Tabell C-3 Resultater med ulike linjetverrsnitt, med parametersett som for generator 2.

Tverrsnitt	$U_{\text{før}}$ [pu]	$P_{\text{før}}$ [MW]	$Q_{\text{før}}$ [MVar]	Maksimal varighet [ms]
FeAl 120	0,9873	4,2247	0,0027	216
FeAl 95	0,9907	4,2246	0,0013	222
FeAl 70	0,9964	4,2245	0,0003	236
FeAl 50	1,0049	4,2242	-0,0006	262

Maksimal varighet som feilen kan ha økes litt når tverrsnittet reduseres. Et økt tverrsnitt bidrar dermed til en liten forverring av generatorens evne til å være transient stabil.

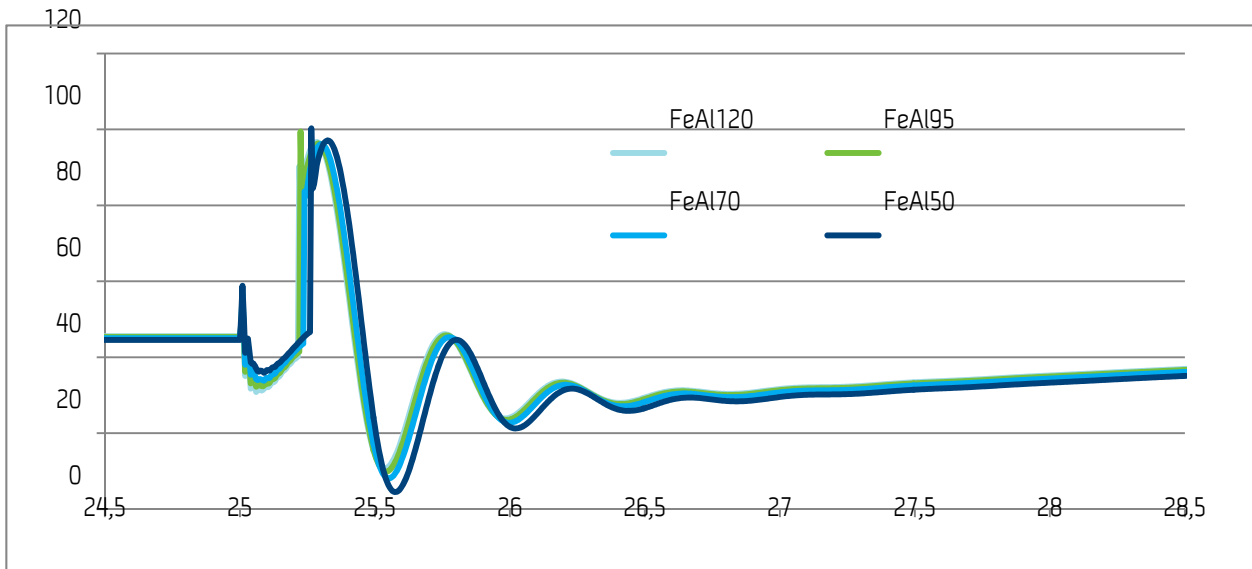
Etter som tverrsnittet reduseres må settpunktet for spenningsregulatoren settes litt høyere for å få reaktiv effekt lik 0 stasjonært. Reaktiv effekt (trekk eller produksjon) i stasjonær tilstand før feilen har betydelig innflytelse på stabiliteten, og det var derfor ønskelig å minimere innflytelsen av reaktiv effekt i disse simuleringene.

Figur C-2 viser spenningsdipp sett fra generatorklemmene, forårsaket av kortslutning på naboavgang. Spenningsdippen går litt dypere for det høyeste tverrsnittet (FeAl 120) enn for det minste (FeAl 50). Dette kan forklare hvorfor generatoren tåler en litt mer langvarig kortslutning med det minste linjetverrsnittet.



Figur C-2 Spenningsdipp slik den er sett på generatorklemmene, lavspenningside av generatortransformator. Generator parametersett 2.

Polhjulsvinkel for generatoren er vist i Figur C-3. Stasjonært er vinkelen ca 45°.

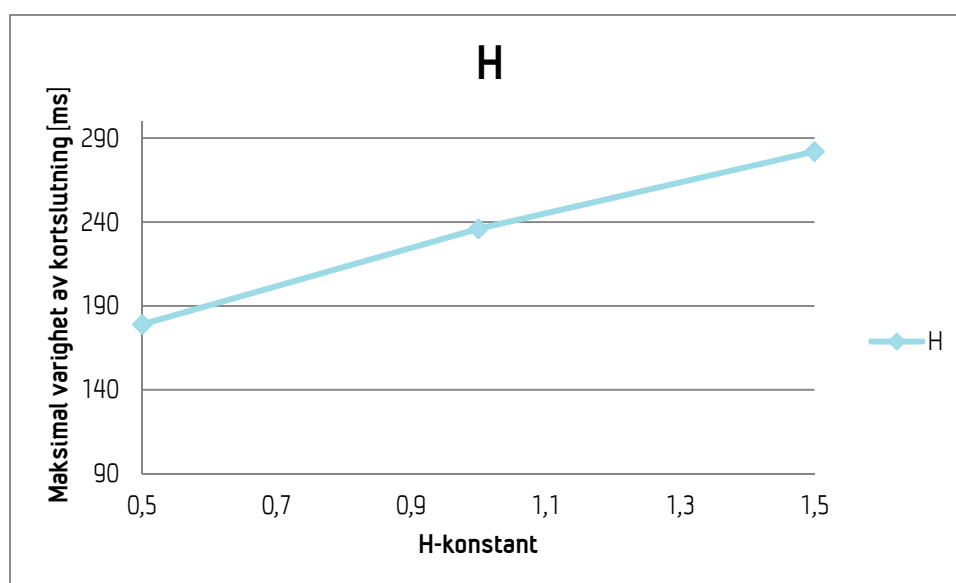


Innvirkning av H-konstant

Resultater for tre ulike H-konstanter (treghetstidskonstant) med linjetverrsnitt FeAl 70 er vist i Tabell C-4 og Figur C-4. Som forventet gir større H-konstant bedre transient stabilitet.

Tabell C-4 Resultater for ulike H-konstanter, med FeAl70, generator parametersett 2.

H [s]	Maksimal varighet [ms]
0,5	179
1	236
1,5	282



Figur C-4 Maksimal varighet av spenningsdipp som funksjon av H-konstant.

En økning i H-konstanten fra 0.5 s til 1.5 s (forholdsvis liten variasjon) gir en økning av maksimal varighet på ca 100 ms. Forskjellen i varighet er større (det dobbelte) enn ved endring av linjetverrsnitt fra FeAl 50 og FeAl120.

Generatoren har parametersett 3

Generator 3 har høyere reaktansverdier enn normalt, dvs. den er forventet å ha dårligere stabilitetsegenskaper enn generator med parametersett 2 i Tabell C-1. Dette er bakgrunnen for at det er valgt å simulere med parametersett 3 framfor 1.

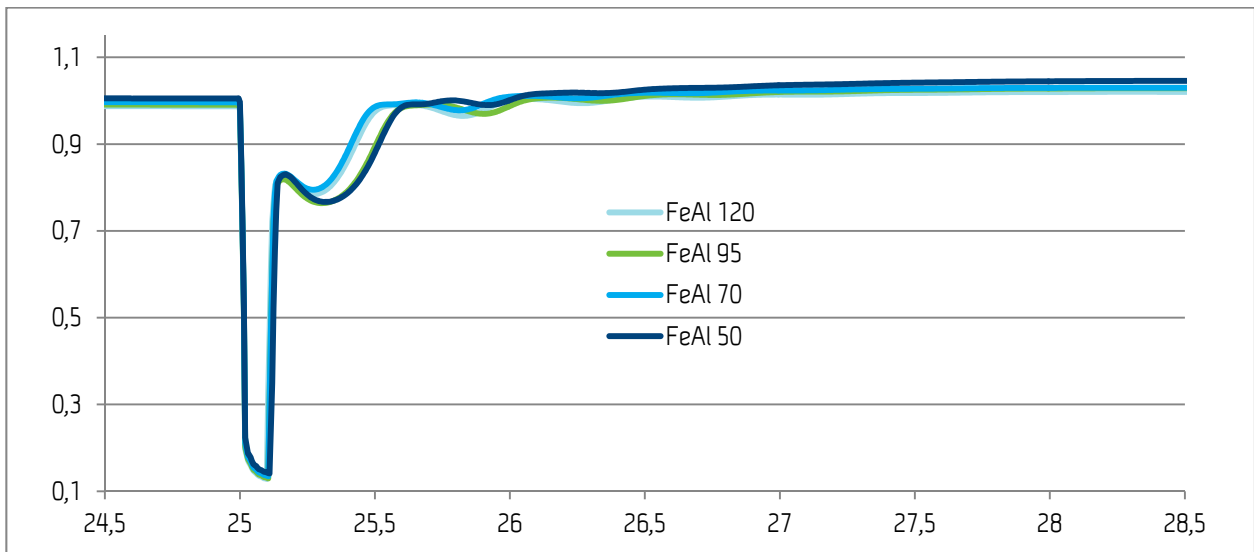
I parametersett for virkelige småkraftgeneratorer er det flere ganger observert generatorer med høye reaktanser, og slike generatorer er billigere å produsere (p.g.a større luftgap).

Maksimal varighet av spenningsdipp på naboavgang med de fire ulike linjetverrsnittene er vist i Tabell C-5.

Tabell C-5 Resultater med ulike linjetverrsnitt, med parametersett som for generator 3.

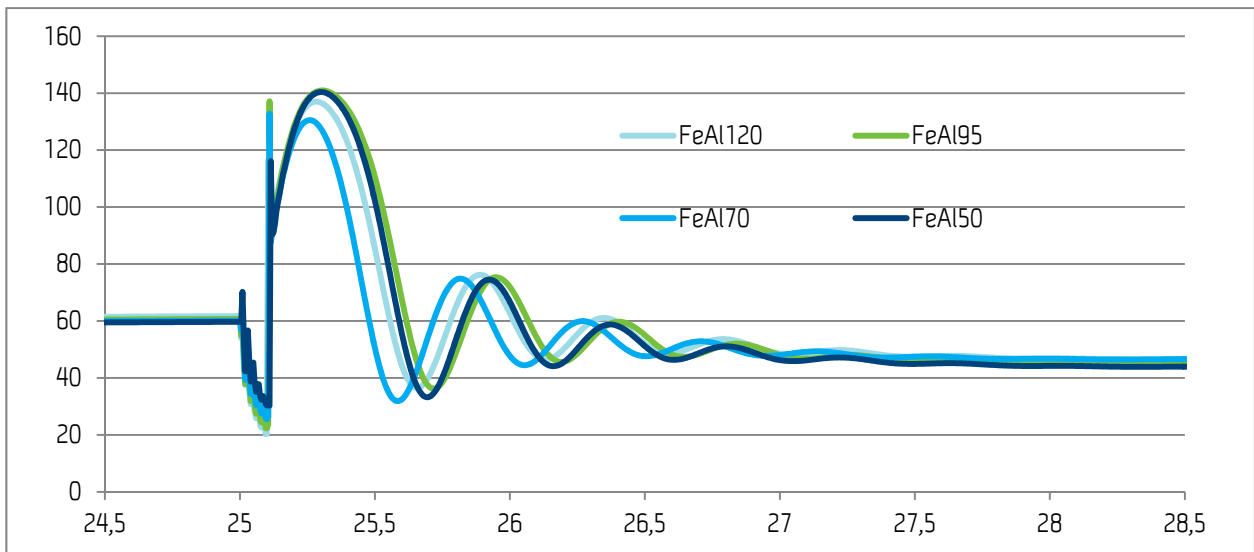
Tverrsnitt	$U_{\text{før}}$ [pu]	$P_{\text{før}}$ [MW]	$Q_{\text{før}}$ [MVar]	Maksimal varighet [ms]
FeAl 120	0,9874	4,2180	-0,0052	102
FeAl 95	0,9907	4,2182	-0,0023	105
FeAl 70	0,9979	4,2184	-0,0006	105
FeAl 50	1,0061	4,2187	-0,0022	113

Fra Figur C-5 kan det sees at spenningsdippen har tilnærmet lik minimumsspennning for de ulike tverrsnittene. Dvs dybden på spenningsdippen er mindre påvirket av tverrsnittet enn tilfellet var med generator parametersett 2. Dette stemmer overens med at linjetverrsnittet ser ut til å ha tilnærmet ubetydelig innvirkning på stabiliteten for generatoren med parametersett 3.



Figur C-5 Spenningsdipp slik den er sett på generatorklemmene, lavspenningside av generatortransformator. Generator parametersett 3.

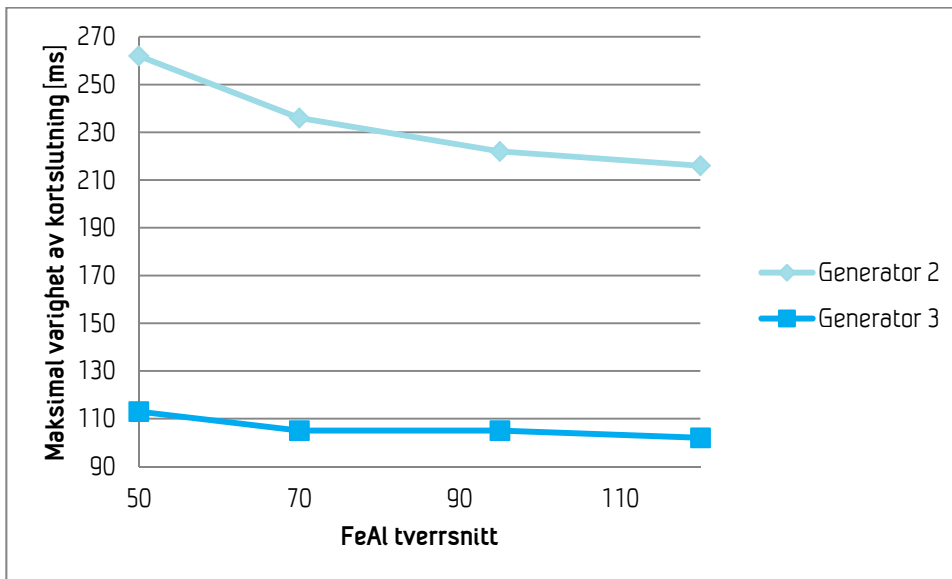
Polhjulsinkel for generatoren er vist i Figur C-6.



Figur C-6 Polhjulsinkelendring som følge av spenningsdipp for generator med parametersett 3.

Stasjonær polhjulsinkel for generatoren med parametersett 3 er i overkant av 60°, mens den var ca 45° for samme driftstilstand for generatoren med parametersett 2. Den stasjonære stabilitetsmarginen er dermed redusert med parametersett 3.

Figur C-7 viser innvirkning av linjetverrsnitt på transient stabilitet for generator 2 og 3.



Figur C-7 Innvirkning av linjetverrsnitt på transient stabilitet. For generator med parametersett 2 (normale reaktanser) og parametersett 3 (høye reaktanser).

Diskusjon/konklusjon

For generator 2 viser simuleringene at et redusert linjetverrsnitt fører til at maksimal varighet av spenningsdippen økes noe. Dvs økt evne til transient stabilitet med mindre tverrsnitt. Dette kan forklares med at det blir økt impedans og økt spenningsfall mellom generatoren og feilstedet. (Feilen havner "elektrisk sett" lengre unna generatoren.) Det kan sees at spenningsdippen går litt lavere ned når linjen har FeAl 120 enn når den har FeAl 50. Den samme effekten sees ikke for generator 3, hvor linjetverrsnittet har neglisjerbar innvirkning på transient stabilitet.

Grunnen til at linjetverrsnittet har ubetydelig innvirkning for generator med parametersett 3, er at generatorreaktansen blir mye større enn linjeimpedansen. Resultat av omregning av linjetverrsnitt til pu med samme S_{base} som for generatoren er vist i Tabell C-6.

Tabell C-6 Linjeimpedanser I pu for ulike tverrsnitt (pluss-systemet).

	FeAl 120	FeAl 95	FeAl 70	Fe Al 50
$ Z_{10km linje} $ [pu]	0,0388	0,0413	0,0459	0,0535

Transient d-akse reaktans for generator 2 er $X_d=0,238$ pu, dvs. ca 4-6 ganger større enn linjeimpedansen. For generator 3 er $X_d=0.662$ pu, dvs. ca 12-17 ganger større enn linjeimpedansen. For generator 3 vil den store transiente reaktansen dominere over virkningen av små forskjeller i linjeimpedans for ulike tverrsnitt.

I dette arbeidet ble det valgt å holde reaktiv effekt tilnærmet lik null stasjonært i alle tilfellene. Dette ble gjort ved å justere sett-punktet for spenningsregulatoren. Ved reduksjon av linjetverrsnittet måtte sett-punktet for spenningen justeres litt opp for å få reaktiv effekt lik 0.

En alternativ strategi, som ikke er undersøkt i dette arbeidet, vil være å holde spenningen på generatorklemmene (eller i tilkoblingspunktet) konstant. Med denne reguleringsstrategien ville generatorens trekk av reaktiv effekt blitt forskjellig for de ulike linjetverrsnittene. Dette ville gitt andre resultater enn vist i Tabell C-3 og Tabell C-5. Stasjonært vil redusert linjetverrsnitt gi økt spenningsfall fra generatoren til

transformatorstasjonen, slik at generatoren vil trekke mer reaktiv effekt for å holde spenningen på sett-punktsverdien. Økt trekk av reaktiv effekt gir en driftstilstand med større polhjulsinkel for generatoren, og dermed redusert stabilitetsmargin. Med økt trekk av reaktiv effekt stasjonært vil generatoren raskere bli ustabil ved en spenningsdipp i nettet.

Strategien med å holde konstant spenning på generatorklemmene kan dermed gi motsatt tendens i forhold til når reaktiv effekt holdes konstant lik 0. Det er dermed ikke entydig at økt tverrsnitt vil gi dårligere evne til transient stabilitet.

Det kan konkluderes med at beslutning om å øke linjetverrsnittet i forbindelse med tilkobling av småkraftverk ikke vil være begrunnet med ønske om bedre transient stabilitet. Andre parametre, som generatorens reaktanser og treghetstidskonstant, H , vil ha større betydning for transient stabilitet enn linjetverrsnitt.



Teknologi for et bedre samfunn
www.sintef.no