

# Prosjektnotat

## Beste praksis for trinnkobler i krafttransformator og spenningsregulator i DG-enheter

**VERSJON**

1.0

**DATO**

2017-04-28

**FORFATTER(E)**

Henrik Kirkeby

**OPPDRAGSGIVER(E)**

REN AS

**OPPDRAGSGIVERS REF.**

André Indrearne

**PROSJEKTNR**

502000645

**ANTALL SIDER OG VEDLEGG:**

48

**SAMMENDRAG**

Spenningsregulering kan gi stor økning i tilknytningskapasitet i nettet. Dette notatet beskriver hvordan trinnkobleren i krafttransformator og spenningsregulator kan brukes til spenningsregulering i distribusjonsnett med produksjon. For å sikre at de tilgjengelige mulighetene til å drive spenningsregulering utnyttes, og for å bidra til at nettselskaper har en konsekvent praksis i møte med utbyggere av distribuert produksjon (DG), så foreslås det i en beste praksis for spenningsregulering ved bruk av krafttransformatorer og DG-enheter. Den foreslåtte beste praksisen er basert på tilgjengelig teknologi i nettet i dag, dagens praksis, og en kvalitativ vurdering av dagens praksis. Notatet presenterer også noen case for å vise at den foreslåtte beste praksisen er fornuftig. Notatet redegjør for praktiske begrensninger og utfordringer vedrørende spenningsregulering, og hvordan dette må tas hensyn til ved implementering av spenningsregulering.

**UTARBEIDET AV**

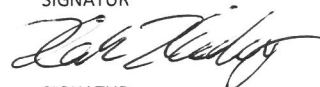
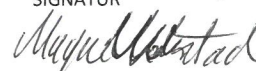
Henrik Kirkeby

**GODKJENT AV**

Magne Kolstad

**PROSJEKTNOTAT NR**

AN 15.12.21

**SIGNATUR****SIGNATUR****GRADERING**

Fortrolig

# Historikk

---

<b>VERSJON</b>	<b>DATO</b>	<b>VERSJONSBEKRIVELSE</b>
0.9	2015-05-13	Første utgave, usignert
1.0	2017-04-28	Første utgave, signert. Oppdatert figurer og ligninger i kapittel 7 og vedlegg

# Innholdsfortegnelse

<b>1</b>	<b>Innledning</b> .....	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Mulige strategier for spenningsregulering</b> .....	<b>6</b>
2.1	Tilgjengelige metoder for spenningsregulering .....	6
2.1.1	Spenningsregulering med trinnkobler i krafttransformator.....	7
2.1.2	Spenningsregulering med reaktiv effekt kontroll.....	9
2.1.3	Kort om andre muligheter .....	11
<b>3</b>	<b>Dagens praksis hos nettselskapene med spenningsregulering i DG-enheter og bruk av trinnkobler i krafttransformator</b> .....	<b>13</b>
3.1	Resultater fra spørreskjemaet .....	13
3.2	Generelle observasjoner vedrørende praksis med spenningsregulering i DG-enheter .....	14
3.3	Generelle observasjoner vedrørende bruk av trinnkobler i krafttransformator .....	14
3.4	Andre observasjoner .....	14
<b>4</b>	<b>Kvalitative vurderinger av ulik praksis for utnyttelse av trinnkobler i transformator og spenningsregulator i DG-enhet</b> .....	<b>15</b>
4.1	Stabilitet.....	15
4.2	Tap.....	16
4.3	Utvekslet reaktiv effekt mot overliggende nett.....	16
4.4	Bruk av trinnkobler .....	17
<b>5</b>	<b>Beste praksis for utnyttelse av trinnkobler i transformator og spenningsregulator i DG-enhet</b> .....	<b>18</b>
<b>6</b>	<b>Eksempelcase</b> .....	<b>19</b>
6.1	Ny generator nær transformatorstasjon .....	20
6.2	Ny generator langt ute i nettet.....	21
6.3	Ny generator i nett med eksisterende generator .....	24
6.4	Ny generator i nett med lange overføringslinjer og lite last.....	28
<b>7</b>	<b>Sammenheng mellom spenningsendring, reaktiv effekt og tap</b> .....	<b>30</b>
7.1	Reaktiv effekts påvirkning på spenning og tap .....	30
7.2	Tapsøkning og marginaltap.....	32
7.3	Nødvendig nettstyrke for å kunne bruke cosphi-regulering med cosphi = 1 .....	34
<b>8</b>	<b>En metodikk for spenningsregulering</b> .....	<b>36</b>
8.1	Planleggingsprosessen ved tiltak i nettet .....	36
8.2	Introduksjon til metodikk for spenningsregulering .....	38

<b>9</b>	<b>Konklusjon .....</b>	<b>40</b>
<b>10</b>	<b>Kilder .....</b>	<b>41</b>
<b>A</b>	<b>Spørreskjema benyttet under intervjuene i besøksrunden.....</b>	<b>42</b>
	<b>Del 1: Generelle spørsmål.....</b>	<b>42</b>
	<b>Del 2: Planlegging og prosjektering av nettilknytning av ny DG .....</b>	<b>42</b>
	Del 2.1: Analyser.....	43
	Del 2.2: Erfaring med plusskunder .....	43
	<b>Del 3: Erfaringer fra drift av nett med DG.....</b>	<b>44</b>
	Del 3.1: Erfaring med plusskunder .....	45
<b>B</b>	<b>Resultater fra beregninger av spenningsstigning og tap ved ulikt forbruk av reaktiv effekt i DG- enheter .....</b>	<b>46</b>

## 1 Innledning

Det er i dag ulik praksis hos ulike nettselskaper vedrørende tilknytning av distribuert produksjon (DG) i Norge. At småkraftutbyggere risikerer å få forskjellig behandling basert på hvor i landet de befinner seg er ikke heldig. At mange gjør ting ulikt, viser også at det kan være et forbedringspotensial i tilknytningsprosessen av distribuert produksjon. For å få oversikt over dagens praksis og foreslå en beste praksis for tilknytning av distribuert produksjon, har det i prosjektet blitt gjennomført en besøksrunde hos 12 forskjellige norske nettselskaper på høsten 2014 og vinteren 2015. Disse er:

- NTE Nett AS
- BKK Nett AS
- Voss Energi AS
- AS Eidefoss
- Eidsiva Nett AS
- Lyse Elnett AS
- Troms Kraftnett AS
- Nordlandsnett AS
- Helgelandskraft AS
- Sunnfjord Energi AS
- SFE Nett AS
- Agder Energi Nett AS

Dette arbeidsnotatet og notatet "Beste praksis for nettutbygging ved tilkobling av distribuert produksjon" [1] er en oppsummering av erfaringene fra denne besøksrunden.

Nettilknytning av DG kan være svært kostbart om det ikke er tilgjengelig kapasitet i nettet. Spenningsregulering kan bidra til å øke tilknytningskapasiteten i nettet, og kan derfor bidra til å minske de samfunnsøkonomiske kostnadene ved tilknytning av DG. Målet med dette notatet er å definere beste praksis for spenningsregulering ved bruk av trinnkobleren i krafttransformatoren og spenningsregulator i DG-enhetene ved tilknytning av distribuert produksjon. Årsaken til fokuset på trinnkobleren i krafttransformatoren og spenningsregulator i DG-enhetene er at dette er enkle alternativer til spenningsregulering allerede tilgjengelig i nettet uten videre investeringer.

Notatet tar først for seg ulike metoder for spenningsregulering i kapittel 2. Kapittel 3 beskriver dagens praksis hos nettselskapene som ble besøkt i besøksrunden. Kapittel 4 diskuterer funnene fra besøksrunden, og ulike momenter ved bruk av de forskjellige alternativene for spenningsregulering. Kapittel 5 presenterer en foreslått beste praksis for trinnkoblere i transformatorer og spenningsregulatorer i DG-enhetene, på bakgrunn av kapittel 2, 3 og 4. Kapittel 6 går gjennom fire enkle beregningseksempler ved bruk av den foreslåtte beste praksisen. Kapittel 7 foretar en analyse av den teoretiske påvirkningen av reaktiv effektlyt på spenningsstigning og tap ved produksjon fra DG-enheter. Kapittel 8 presenterer et foreløpig forslag til en mer detaljert metodikk for vurdering og implementering av spenningsreguleringstiltak. En oppsummering av notatet følger i kapittel 8.

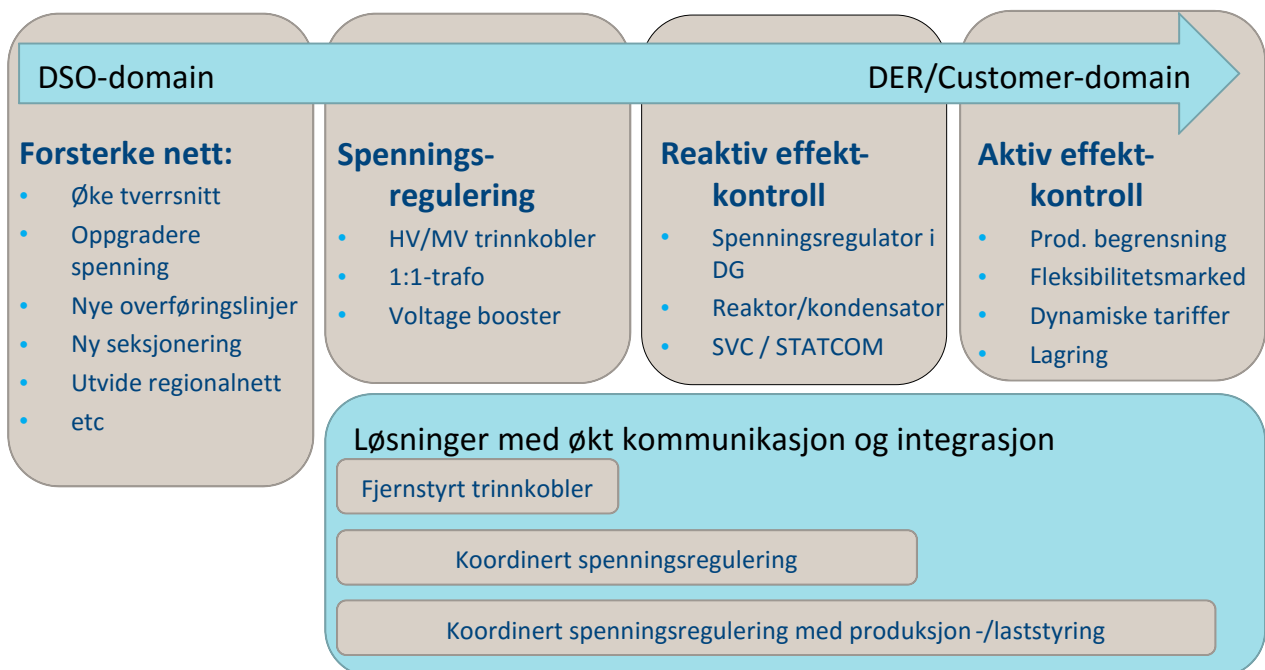
## 2 Mulige strategier for spenningsregulering

Å øke kapasiteten i nettet ved å bruke spenningsregulering kan gjøres på flere ulike måter. Fokuset i dette notatet er å implementere spenningsregulering ved å justere spenningen ved bruk av trinnkobleren i krafttransformatorer og reaktiv effektproduksjon i DG-enheter. Årsaken til at det fokuseres mest på disse to tiltakene er at de kan implementeres uten ekstra investeringer, og at det er velprøvd og forholdsvis enkle tiltak. Spenningsregulering kan likevel implementeres på mange ulike måter.

Motivasjonen til å implementere spenningsregulering er at spenning ofte er den tekniske restriksjonen som fører til behov for å oppgradere eller forsterke nettet. Det er ofte stilt krav til at spenningen i høyspent distribusjonsnett ikke skal variere mer enn en angitt grense, for å sikre at forbrukerne i lavspenningsnettet har akseptable spenningsforhold. Når distribuert produksjon tilknyttes og produserer effekt, så bidrar det til en spenningsstigning. Om denne spenningsstigningen blir høy nok, så brytes grensene om tillatte spenningsvariasjoner i det høyspente distribusjonsnettet. Dette problemet løses vanligvis ved å oppgradere eller forsterke nettet slik at impedansen i nettet, og dermed også spenningsstigningen, blir mindre. Ulempen med denne løsningen er at den er kostbar, tidkrevende og stiller krav til tilgjengelig ressurser. Det er nettselskapet som utfører nødvendige tiltak, mens utbygger som utløser behovet for forsterkning eller oppgradering betaler kostnaden. Er kostnaden høy nok vil ikke DG-utbyggingen lønne seg, og utbyggingen blir skrinlagt. Det er derfor ønskelig å minimere behovet for forsterkning og oppgradering; dette kan gjøres ved å regulere spenningen så begrensningene i tillatte spenningsvariasjoner blir overholdt. Spenningsregulering gir dermed nettselskapene et verktøy for å minimere de samfunnsøkonomiske kostnadene ved å bygge distribusjonsnett. Motsatt vil overinvestering i nettet føre til en samfunnsøkonomisk kostnad som til slutt må dekkes av kundene til nettselskapet.

### 2.1 Tilgjengelige metoder for spenningsregulering

De tilgjengelige verktøyene og metodene for å øke tilknytningskapasiteten ved tilknytning av DG er vist i Figur 1. Spenningsregulering er vist i de to midterste boksene.



Figur 1: Verktøy for å øke tilknytningskapasiteten i nettet [2].

Å forsterke nettet og aktiv effektkontroll er ikke diskutert i dette notatet, men er temaer som vil bli tatt opp i DG-nett prosjektet. Notatet vil heller ikke ta for seg koordinert spenningsregulering med produksjons- og laststyring. Dette er et interessant tema blant annet diskutert i [3] og [4] som kan være aktuelt senere i prosjektet.

### 2.1.1 Spenningsregulering med trinnkobler i krafttransformator

Mange krafttransformatorer har trinnkoblere installert, som kan være innstilt til å regulere spenningen på samleskinna til et fast settpunkt, for eksempel 22,0 kV. Det kan være store spenningsvariasjoner i overliggende nett, og trinnkoblerens funksjon er å sikre at spenningen på sekundærsiden av transformatoren (det høyspente distribusjonsnettet) holdes uavhengig av disse variasjonene. Transformatoren kan også være utstyrt med lastkompensering for å regulere spenningen i et punkt lenger ut i distribusjonsnettet til en gitt verdi, for eksempel 22,0 kV. I distribusjonsnett med lange linjer, eller svake distribusjonsnett, er det en ekstra fordel å kunne regulere spenningen i transformatoren med trinnkobler slik at alle forbrukere i lavspenningsnettet får akseptable spenningsforhold uavhengig av lastuttaket.

Trinnkobleren kan også være til hjelp for å regulere spenning i nett med distribuert produksjon, men det er et par utfordringer med å kombinere lastkompensering og distribuert produksjon. Lastkompensering fungerer ved at spenningen i et gitt punkt ute i nettet blir estimert ved å se på effektflyten gjennom transformatoren, og impedansen i nettet fram til det punktet. Når spenningen i transformatorstasjonen er kjent, kan spenningen i nettet estimeres ved å se på spenningsendringen mellom transformatoren og punktet i nettet. Konseptet er forklart i kapittel fem i [5]. Når impedansen i nettet mellom de to punktene hvor spenningen skal reguleres er kjent, så kan spenningsendringen finnes ved formelen under:

$$U_{\Delta} = (R + jX) * I_{measured} \quad (1)$$

I dette tilfellet, så vil spenningen i punktet ute i nettet, her kalt  $V_c$ , bli:

$$V_c = V_{trafo} + (R + jX) * I_{measured} \quad (2)$$

Her er  $V_{trafo}$  den målte spenningen på klemmene til transformatoren. Ved å stille inn lastkompensatoren med R og X kan derfor spenningen i et punkt ute i nettet estimeres, og så kan transformatoren trinnes slik spenningen i transformatoren gir den ønskede spenningen  $V_c$ .

Om bare absoluttverdien til strømmen måles, som er mest vanlig i dag, så må absoluttverdien til impedansen brukes i kompenseringen, det vil si  $|Z| = \sqrt{R^2 + X^2}$ . Eventuelt kan også reaktansen neglisjeres, slik at formelen forenkles til:

$$V_c = V_{trafo} + R * |I| \quad (3)$$

Dette er ikke urimelig når R/X raten i nettet er høy og forbruk / produksjon av reaktiv effekt er lavt. En høy R/X rate uttrykker at effekten av resistans dominerer over effekten av reaktansen. Parameterne R og X kan også estimeres ut i fra ønsket spenningsfall i punktet i nettet med lavest spenning. Denne metoden beskrives også i [5].

Det er som nevnt et par utfordringer ved bruk av lastkompensering i nett med DG. Et eksempel er at effekten av reaktans i distribusjonsnettet ofte er betydelig, spesielt når reaktiv effekt produksjon i DG-enheten brukes

til spenningsregulering. Dette gjør at lastkompensatoren feilberegner den faktiske spenningen ute i nettet. Et annet eksempel er at tradisjonelle lastkompenseringsregulatorer ikke tar hensyn til retning på strømmen. Ved høy produksjon fra DG i et nett med lavt forbruk, så blir spenningen høy, og effektflyten begynner å gå motsatt vei i forhold til normalen. Ettersom lastkompensatoren ikke registrer retning på strømmen, bare absoluttverdien, vil den regulere spenningen enda høyere opp når spenningen allerede er høy, fordi den "ser" en stor last ute i nettet. I nett med DG hvor det kan komme til å bli effektflyt fra sekundærsiden til primærsiden er det derfor behov at retningen på strømmen måles sammen med størrelsen (retningsbestemt lastkompensering). Et nettselskap i dette prosjektet hadde erfaring med at en type retningsbestemte lastkompenseringsregulatorer kun har mulighet til å velge enten retningsbestemt lastkompensering eller maks grense for spenning i trafostasjonen. Dette selskapet valgte da å kunne begrense maksspenning heller enn å ha retningsbestemt kompensering som standardinnstilling.

Det samme nettselskap hadde en situasjon som kan illustrere potensialet til retningsbestemt lastkompensering som tiltak mot spenningsproblemer. Nettselskapet hadde hatt problemer med en industribedrift som tidligere hadde hatt produksjon for å dekke eget forbruk, men hvor kraftverket var blitt solgt. Kraftverket gikk derfor til å bli driftet etter markedspris for elektrisitet heller enn forbruk hos kunden, og det oppstod derfor store spenningsvariasjoner. Problemene ble løst ved å installere reaktiv effekt kompensering (kondensatorbatterier), som dempet spenningsdippene forårsaket av oppstart av maskineriet til bedriften, og retningsbestemt lastkompensering med maksspenningsbegrensning i transformatoren i trafostasjonen ved fabrikk. Denne lastkompenseringsregulatoren hadde mulighet til både retningsbestemt lastkompensering, og å sette maks- og minimumsspenningsbegrensninger.

En annen utfordring som kan oppstå ved bruk av lastkompensering i nett med distribuert produksjon er når det er DG tilknyttet i noen, men ikke alle, avgangene i transformatorstasjonen. Det er summen av strømmen gjennom transformatoren som brukes i lastkompenseringsregulatoren. Dette betyr at om DG-enhetene produserer effekt i tunglast, så vil spenningen i radialene uten DG være lav på grunn av den høye lasten, mens spenningen i radialen med DG vil være høy på grunn av produksjonen. Trinnkobleren i transformatoren bør trinnes opp slik at spenningen i radialene med mye last blir høy nok, men regulatoren registrer en mindre belastning enn det som er reelt fordi DG-enhetene gjør at summen av effektflyt gjennom transformatoren blir mindre. Dette kan i praksis løses ved å måle effektflyten til radialen med DG, og trekke denne fra summen som sendes til lastkompenseringsregulatoren. En annen side av dette problemet er at spenningen i radialen som har DG-enheter tilkoblet kan bli for høy. Om det er forbrukere tilknyttet denne radialen må spenningen reguleres på en annen måte. Om det ikke er forbrukere tilknyttet denne radialen, så er det ikke like viktig at spenningen reguleres med like stramme marginer, ettersom generatorene ofte tåler større spenningsvariasjoner. Generatorene skal for eksempel kunne levere nominell ytelse innenfor spennings nominelle verdi  $\pm 5\%$  i henhold til IEC 60034-1.

Det eksisterer også andre muligheter for spenningsregulering med transformatorer enn å bruke trinnkobleren i krafttransformatoren. En mulighet er å installere 1:1 transformatorer på radialer med stor spenningsvariasjon for å løfte eller senke spenningen etter transformatoren. Det eksisterer ulike typer tilsvarende utstyr, blant annet Magtech sin spenningsbooster. Denne regulerer utgangsspenningen til et fast nivå heller enn å bruke en fast utveslingsrate. En ulempe med denne teknologien er tap i booster. En siste mulighet er også å installere fordelingstransformator med automatisk trinnkobler på utvalgte nettstasjoner. Disse har samme størrelse som vanlige nettstasjoner, og koster ca. dobbelt så mye (selv om prisen kan synke om de får mer utstrakt bruk). Ved installasjon av en slik nettstasjon kan den gamle nettstasjonen benyttes et annet sted i nettet.



## 2.1.2 Spenningsregulering med reaktiv effekt kontroll

Dette kapittelet er i stor grad hentet fra Astrid Petterteigs artikkel "Smart aktiv regulering av spenning og reaktiv effekt i nett med lokal produksjon" [6] på NEF teknisk møte 2011<sup>1</sup>. Temaet omtales også i [7]. I storkraftsystemet er det vanlig å bruke reaktiv effekt (Q) til spenningsregulering, mens aktiv effekt (P) brukes for frekvensregulering. I et induktivt nett er disse helt dekoplet, og aktiv effekt påvirker ikke spenningen. I et rent resistivt nett derimot vil det være motsatt, aktiv effekt vil regulere spenningen. Dermed vil P påvirke linjespenningen like mye eller mer enn Q i et nett der R/X forholdet for linjen er 1 eller høyere, noe som kan være tilfelle i deler av distribusjonsnettet. På en 10 km lang 22 kV luftlinje med FeAl 25 medfører 1 MW en spenningsendring på 1,45 %, mens 1 MVAR medfører en spenningsendring på 0,8 %. I dette tilfellet vil det kreves et reaktivt effekttrekk på 1,8 MVAR for å kompensere for spenningsstigningen forårsaket av en innmating på 1 MW.

Spenningsvariasjoner på grunn av aktiv effektflyt kan bli store i svake distribusjonsnett. Spesielt langt ute i nettet vil spenningen variere sterkt og en vanlig småkraftgenerator kan ikke levere eller trekke nok reaktiv effekt til å holde linjespenningen konstant. Et vanlig krav til driftsområde for en småkraftgenerator er effektfaktor ( $\cos \varphi$ ) ned i 0,95 undermagnetisert (generatoren trekker reaktiv effekt) og ned i 0,9 overmagnetisert (generatoren produserer reaktiv effekt). Det betyr en reaktiv effektkapasitet på mellom 0,48 og -0,33 MVAR for hver MW aktiv effekt. Om nettanalyser viser at grensene for stasjonære spenningsvariasjoner så vidt er overskredet, så anbefales det i IEEE Std 421.5-2005 [8] å vurdere å øke evnen til å trekke reaktiv effekt til 0,9 undermagnetisert. Det varierer fra produsent til produsent hvor mye reaktiv effekt generatoren kan trekke og produsere, noen billige maskiner kan være av en sånn kvalitet at de ikke er i stand til å trekke ønsket reaktiv effekt.

Om en generator settes i aktiv spenningsregulering (med fast spennings-settpunkt) vil den i noen tilfeller trekke eller produsere maksimalt med reaktiv effekt en svært stor del av tiden for å prøve å holde spenningen konstant, uten å klare det. Dette skjer om:

- Nettet er sterkt, for eksempel om generatoren er tilkoblet nært krafttransformatoren.
- Generatoren er liten i forholden til lasten eller produksjonen i resten av radialen.
- Om nettet er overveiende resistivt (tynne ledere eller kabler).

I disse tilfellene vil påvirkningen av reaktiv effekt på spenningen bli liten, og generatoren vil ofte produsere eller trekke maks reaktiv effekt uten å påvirke spenningen i tilknytningspunktet mye. Dette er ikke gunstig fordi strømmen i nettet øker når reaktiv effekt øker, og dermed øker tapene i nettet kvadratisk med strømmen. Nettselskap må dessuten betale for reaktivt uttak fra overliggende nett.

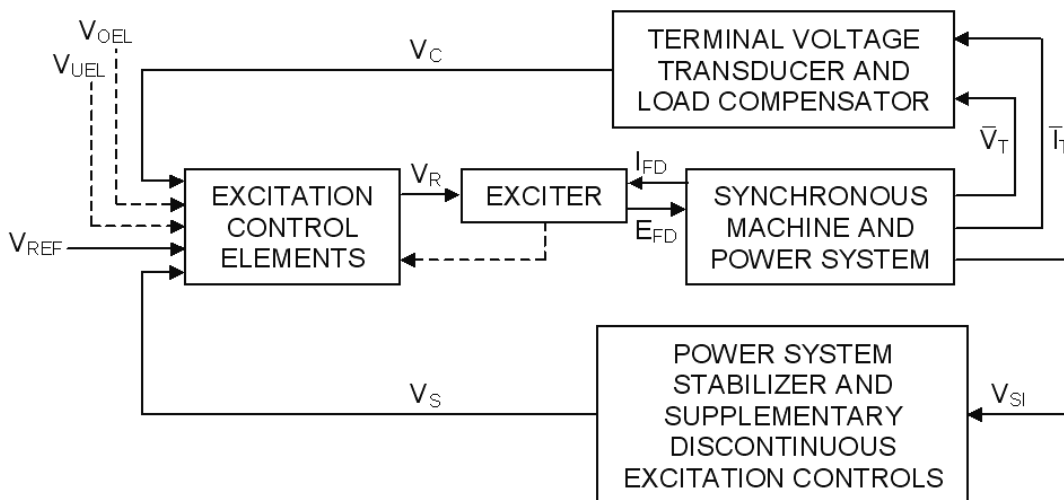
For at generatorer langt ute i et svakt nett skal kunne produsere er det ofte nødvendig at de trekker reaktiv effekt for å unngå at linje-spenningen overstiger akseptable grenser. Men på grunn av de økte tapene og kostnaden for uttak av reaktiv effekt fra overliggende nett, så er det ikke ønskelig å øke reaktiv effektflyt mer enn nødvendig. I de tilfellene hvor det er flere generatorer på samme radial, så er det mulig å implementere koordinert spenningsregulering. Dette gjøres ved at noen kraftverk nærmere krafttransformatoren produserer reaktiv effekt som kraftverkene lengst ut på radialen forbruker. Dette gjør uttaket av reaktiv effekt fra overliggende nett så lite som mulig.

De aller fleste generatorer har mulighet til å kontrollere reaktiv effekt både ved hjelp av spenningsregulering, og ved å kontrollere andel utvekslet reaktiv effekt i forhold til aktiv effekt uttrykt ved  $\tan(\varphi)$  eller  $\cos(\varphi)$

---

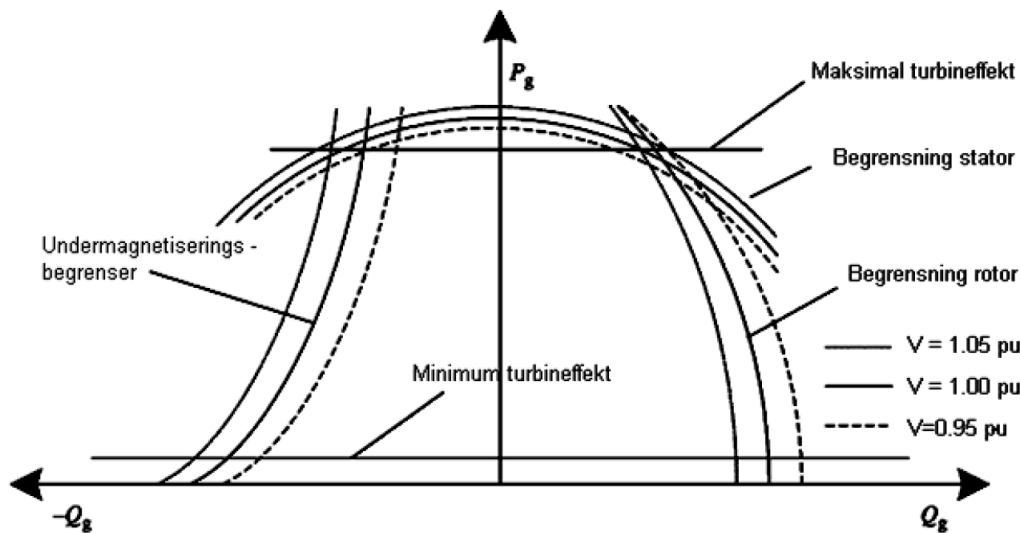
<sup>1</sup> Artikkelen anbefales, send en epost til [magne.kolstad@sintef.no](mailto:magne.kolstad@sintef.no) for å få den tilsendt.

(ofte skrevet cosphi). Cospfi-regulering er ofte implementert som en ekstra kontrollsløyfe utenfor spenningsreguleringskontrollen. Dette kan illustreres ved hjelp av Figur 2, hvor cospfi-regulering er en del av boksen nederst til høyre, mens selve spenningsreguleringen (også kalt automatic voltage regulator / AVR) er en del av blokken som heter Excitation control elements. Når generatoren tilknyttes nettet skal parameterne i regulatoren innstilles til verdier som gir generatoren en god respons på spenningsendringer og endring i produksjon. Om parameterne i kontrollsystemet til generatoren er dårlig innstilt, eller om kontrollsystemet mangler en reaktiv statikk (fallende reaktiv effekt produksjon ved økende spenning), så kan kontrollsystemet til generatoren gjøre at generatoren blir transient ustabil. Særlig i nett med flere generatorer er det derfor viktig å gjøre simuleringer som viser at kontrollsystemene i de ulike generatorene ikke er innstilt på en måte som gjør det totale systemet ustabil.



**Figur 2: Eksempel på regulering av synkronmaskin i et kraftnett [9].**

Generatorer kan også bli ustabile ved små spenningsendringer i nettet fordi de driftes tett opp til stabilitetsmarginen. Figur 3 viser kapabilitetsdiagrammet til en generator, hvor negativ Q viser at generatoren trekker reaktiv effekt, og positiv Q viser at generatoren produserer reaktiv effekt. Et kapabilitetsdiagram brukes til å vise hvilke arbeidspunkt (P, Q) en generator kan driftes med. I praksis er det tre kurver som begrenser tilsynelatende effekt, produsert reaktiv effekt, og forbruk av reaktiv effekt. Mengden strøm gjennom statorviklingene (de øverste kurvene) begrenser tilsynelatende effekt, mengden strøm gjennom rotorviklingene (til høyre i figuren) begrenser produsert reaktiv effekt, og stabiliteten til generatoren (undermagnetiseringskurvene til venstre) begrenser forbruk av reaktiv effekt. Når generatoren driftes nær "undermagnetiseringsbegrenser" kurvene i figuren, er stabiliteten til generatoren sensitiv til spenningsdipper, og generatoren kan raskt falle ut av synkronisme ved feil i nettet. Det er flere måter å unngå å drifte generatoren nær denne marginen. Om generatoren dimensjoneres for å kunne trekke mer reaktiv effekt vil generatoren få undermagnetiseringsbegrensningskurvene flyttet mot venstre i figuren, og da ha mer margin. Dette øker behovet for større luftgap og tykkere ledere, som betyr økte stål og kobberkostnader. Om det kjøpes en større generator vil driftspunktet for reaktive effekt være lenger inn mot y-aksen, og generatoren blir dermed mer stabil, når den trekker samme mengde reaktiv effekt.



**Figur 3: Kapabilitetsdiagram for en synkronmaskin [10].**

Det kan også brukes separate enheter for å regulere reaktiv effekt, både i DG-enhetene og ute i nettet. Kondensatorbatterier er allerede mye i bruk hos nettselskapene for å forhindre stasjonære spenningsfall og spenningsdipper ved motorstarter og andre induktive lastvariasjoner. Tilsvarende kan reaktorer brukes i nettet eller i småkraftverk for å forhindre stasjonære spenningsøkning på grunn av produksjon fra småkraft. Flere nettselskaper har allerede tatt reaktorer i bruk. Ulempen med bruk av reaktorer er den samme som ved å trekke høy reaktiv effekt til småkraftverket; tapene i nettet går opp og uttak av reaktiv effekt fra høyere nettnivåer øker. Bruk av kondensatorer og spoler har også ofte den ulempen at innkobling kan skape transiente overspenninger, avhengig av hvordan utstyret og brytere er utformet. Ettersom en spole leverer en konstant reaktiv effekt, så må flere spoler kobles i trappetrinn for å regulere reaktiv effekt, som skaper behov for flere koblinger, med mindre utstyr med kraftelektronikk benyttes (FACTS-utstyr). Det finnes også trinnløs shunt reaktanser, som leverer variabel reaktiv effekt uten å måtte trinnes. En slik shunt reaktans er allerede installert i et småkraftverk i Troms. Det kan være aktuelt å utføre tester på denne trinnløse reaktoren i DGnett-prosjektet.

### 2.1.3 Kort om andre muligheter

Det finnes en rekke andre muligheter for å regulere spenning i distribusjonsnettet som ikke er nevnt, de har til felles at de enten er mer kompliserte å gjennomføre, mer kostbare, eller at det er juridiske begrensninger som må løses før konseptet brukes.

Et eksempel på dette er effektbegrensning basert på spenning [11]. En måte dette kan implementeres på er at DG-enheter gis en statikk for aktiv effekt mot spenning, som aktiveres om spenningen blir for høy. Det kan også implementeres ved at nettselskapene i perioder setter begrensninger på tillatt produksjon for enkelte småkraftverk. Dette gjøres allerede i dag i anstrengte situasjoner, men da på grunn av spesielle situasjoner som har med sikkerhet å gjøre. Å planlegge for begrensninger på produsert effekt er ikke tillatt i dag, med mindre det er i påvente av nettutbygninger. Begrensninger i aktiv effekt og reaktiv effekt kan også kombineres [12].

En annen mulig metode er koordinert og dynamisk spenningsregulering, som stiller økte krav til koordinering, kommunikasjon og IT-systemer. Spenning, last og produksjon overvåkes i sanntid for å finne optimale settpunkt for trinnkobler i krafttransformator, reaktiv effektproduksjon og eventuelt begrensninger i aktiv effektproduksjon for hver enkelt DG-enhet. Produksjonsnivåer sendes kontinuerlig til hver enkelt enhet. Dette diskuteres blant annet i [2].

### 3 Dagens praksis hos nettselskapene med spenningsregulering i DG-enheter og bruk av trinnkobler i krafttransformator

For å kunne lage en beste praksis er det hensiktsmessig å få en oversikt over dagens praksis hos nettselskapene vedrørende arbeid med DG, både for å se hva som gjøres bra, og hva som kan bli bedre. Det ble derfor foretatt en besøksrunde hos nettselskapene høsten 2014 og vinteren 2015 for å undersøke hvordan de arbeidet med tilknytning av DG. 12 forskjellige nettselskap ble besøkt og ga svar på et spørreskjema som også inneholdt spørsmål om praksis vedrørende spenningsregulering. En oversikt over svarene er gjengitt i Tabell 1. Et av nettselskapene fikk ikke svart på spørsmålene om spenningsregulering. Kun det som er relevant for spenningsregulering fra besøksrunden er gjengitt i dette notatet Arbeidsnotatet "Beste praksis for planlegging og prosjektering av nett med DG" gir oversikt over andre erfaringer fra besøksrunden. Spørreskjemaet som ble brukt er lagt ved i vedlegg A.

#### 3.1 Resultater fra spørreskjemaet

Tabell 1: Oppsummering av svar fra besøksrunden

Nettselskap	Krav til driftsmodus i spenningsregulator i DG-enheter:	Bruk av spenningsregulator i krafttransformator:
NTE Nett	Fast spenning. Begynner å stille krav til at enkelte kraftverk skal bruke cosphi regulering.	Normalt fast spenning på samleskinne. Bruker lastkompensering, men ikke i områder med DG.
BKK Nett AS	Tidligere var fast spenning standard, nå brukes cosphi-regulering. Om kundeforholdet er bra kan driftsmodus endres. BKK produksjon og større maskineri bruker fast spenning.	Fast spenning på samleskinne, bruker lastkompensering i noen tilfeller.
Voss Energi AS	Stiller generelt sett ikke krav, men har et nytt kraftverk med spenningsregulering stilt inn på fast spenning.	Fast spenning på samleskinne.
Lyse Elnett AS	Cosphi-regulering når påvirkningen av kraftverket på spenningen er liten. Det har i noen tilfeller blitt stilt krav til spenningsregulering.	Primært fast spenning på samleskinne, i liten grad lastkompensering.
AS Eidefoss	Fast spenning. Stiller krav til spenningsbånd, ikke til settpunkt.	Ingen
Eidsiva Nett AS	Ingen krav, uvisst hva produsentene bruker.	Fast spenning på samleskinne. Ukjent om lastkompensering brukes.
Nordlandsnett AS	Ser på spenningsregulering som en midlertidig løsning, uvisst hva produsentene bruker.	Fast spenning på samleskinne.
Troms Kraftnett AS	Vanligvis fast spenning. Oppgav i et tilfelle at generator må kunne kjøre med cosphi 0,8.	Fast spenning på samleskinne.
Agder Energi Nett AS	Cosphi-regulering i sterke nett, fast spenning i svake nett. Om det er flere enheter på samme avgang: Største kjøres med fast spenning, resten med cosphi-regulering.	Fast spenning på samleskinne, lastkompensering i svake forbruksnett.
Sunnfjord Energi AS	Stiller krav om å evne til å levere reaktiv effekt, ikke driftsmodus. Varierende praksis.	Fast spenning på samleskinne.

SFE Nett AS	Stort sett cosphi-regulering med $\cos\phi = 1$ .	Fast spenning på samleskinne, lastkompensering i svake forbruksnett.
-------------	---	--

### 3.2 Generelle observasjoner vedrørende praksis med spenningsregulering i DG-enheter

Det ser ikke ut til å være en konsistent praksis vedrørende å stille krav til driftsmodus i DG-enhetene. De fleste nettselskapene stiller krav til at DG-enhetene reguleres med spenningsregulering, noen færre nettselskap stiller krav til cosphi-regulering. Noen nettselskap differensierer krav til driftsmodus etter type kraftverk eller nettstyrke. Et nettselskap brukte ikke nedre grense for hvor mye reaktiv effekt et kraftverk skulle kunne trekke. Dette nettselskapet hadde et kraftverk som trakk  $\cos\phi = 0,8$  for at spenningsvariasjonene skulle være akseptable. Det virket vanlig at nettselskapene ikke har oversikt over innstillingene på kraftverkene, og det ser ut til å være et behov for økt bevissthet om forskjellen på spenningsregulering og cosphi-regulering.

### 3.3 Generelle observasjoner vedrørende bruk av trinkobler i krafttransformator

Det er mer konsistent praksis vedrørende bruk av trinkobler i krafttransformatoren. De aller fleste nettselskapene bruker fast spenning på samleskinna, mens noen nettselskap også bruker lastkompensering. Et nettselskap oppgav at dette bare ble brukt i svake forbruksnett. Et nettselskap brukte også retningsbestemt lastkompensering i nett med DG. Dette hadde i et tilfelle løst utfordringer nettselskapet opplevde med spenningsvariasjoner.

### 3.4 Andre observasjoner

Noen nettselskap hadde brukt booster i høyspent og lavspent distribusjonsnett. Det ene nettselskapet som hadde brukt booster i høyspent distribusjonsnett hadde hatt utfordringer fordi boostern ble skadet. Ett nettselskap hadde erfaring med bruk av 1:1 trafo, som viste seg å være utfordrende om det ble reversert effektflyt gjennom trafoen. Årsaken var utformingen av transformatoren, som regulerte spenningen basert på spenningsmåling på en side av transformatoren. Når det ble reversert effektflyt gjennom transformatoren, i dette tilfellet på grunn av et endret koblingsbilde, så ble funksjonen ikke som tilsiktet.

Flere nettselskap hadde erfaring med bruk av spoler i kraftverkene for å øke evnen til å trekke reaktiv effekt. Et av nettselskapene hadde valgt en løsning hvor tre spoler ble koblet inn trinnvis, basert på kontrollsignal fra spenningsregulatoren i småkraftverket. Dette gav utfordringer med transiente spenninger ved innkobling av spolene. I et annet tilfelle ble en variabel reaktor brukt, styrt fra spenningsregulatoren i småkraftverket. Et nettselskap hadde erfaring med stramme marginer for spenningsbåndet: to kraftverk på samme avgang ble frakoblet om spenningen henholdsvis var for høy eller for lav på de to kraftverkene. Et nettselskap hadde også erfart at innkobling av et kraftverk på en avgang med et annet kraftverk gjorde at det allerede innkoblede kraftverket ble frakoblet.

## 4 Kvalitative vurderinger av ulik praksis for utnyttelse av trinnkobler i transformator og spenningsregulator i DG-enhet

I utgangspunktet øker det alltid tilknytningskapasitet om DG-enheten kan trekke reaktiv effekt. Økningen avhenger av hvor mye reaktiv effekt DG-enheten kan trekke såfremt det er spenning, og ikke termisk grenselast som begrenser tilknytningskapasiteten. Det er i utgangspunktet også best om DG-enheten er stilt inn på spenningsregulering heller enn cosphi-regulering, fordi det gjør at reaktiv effekt produksjon i alle tilfeller bidrar til å regulere spenningen nærmere valt settpunkt. Det er i utgangspunktet også fordelaktig med retningsbestemt lastkompensering i krafttransformatoren. Likevel er ikke disse innstillingene anbefalt praksis i alle tilfeller. Dette kapitlet lister opp momenter som også må tas hensyn til.

### 4.1 Stabilitet

Store deler av dette kapitlet er hentet fra en artikkel fra NEF teknisk møte 2011 [13], temaet er også diskutert i [14]. Generelt sett fører høy import av reaktiv effekt til at polhjulsinkelen i generatoren blir høy, som gjør at generatoren lett faller ut av synkronisme ved spenningsdipper (transient ustabil). Det er ikke ønskelig at en generator faller ut av synkronisme ved små spenningsvariasjoner i nettet, så det settes begrensninger til hvor mye reaktiv effekt en generator kan trekke. Som diskutert i kapittel 2.1.2 vil generatoren bli mer robust mot feil i nettet om den driftes lengre unna undermagnetiseringsbegrensningen. Noen generatorene kan i praksis ikke trekke den mengden reaktiv effekt som er oppgitt i merkedataene, fordi cosphi-begrensningen som er oppgitt gjelder kun for produsert reaktiv effekt. Det er best om nettselskapet stiller krav til utbygger før han kjøper en generator, så det unngås situasjoner hvor generatoren ikke kan levere den mengden reaktiv effekt som er nødvendig for å tilfredsstille spenningsrestriksjonene. Om det har oppstått en situasjon hvor et kraftverk ikke er i stand til å levere den nødvendige mengden reaktiv effekt, eller at generatoren ofte faller ut av synkronisme, så er det mulig å etterinstallere spoler i kraftverket for å avlaste generatoren.

Det er også viktig at generatoren ikke har for høy synkronreaktans ( $X_d$ ), fordi det gjør generatoren lettere ustabil. Typisk synkronreaktans for småkraftgeneratorene er i området 1,5 – 2,5 pu. Det er imidlertid generatorene på markedet med  $X_d$  over 3 pu, noe som har vist seg å ikke vært gunstig stabilitetsmessig [13].

Generelt sett er det mange forhold som påvirker en generators FRT-evne<sup>2</sup>. Noen av disse er kun relatert til generatoren, som:

- Generatorens elektriske parametere
- Type magnetiseringsutrustning
- Type spenningsregulator og dens parameterinnstillinger (spenningsregulering gir så vidt bedre stabilitet under feil enn cosphi-regulering)

Noen forhold utenfor kraftverket påvirker også en generators FRT-evne:

- Arbeidspunkt ( $P_0$  og  $Q_0$ ) idet spenningsforstyrrelsen oppstår
- Generatorens plassering i nettet
- Lastforhold i nettet
- Andre generatorene i samme nett
- Nettets kortslutningsytelse i tilknytningspunktet

---

<sup>2</sup> Fault ride through (FRT) eller low voltage ride through (LVRT) er to betegnelser på en generators evne til å forbli tilkoblet nettet ved feil og spenningsdipper.

- Type feil og feilsted

Disse forholdene er mer eller mindre utenfor utbyggers kontroll og en del av disse kan endres over tid. Følgende tiltak kan gjøres for å forbedre en generators FRT-evne:

- Tregghetskonstanten (H-konstanten) økes  $\implies$  Stor bedring
- Arbeidspunkt idet feilen oppstår endres  $\implies$  Stor effekt (En generator vil tåle en spenningsdipp mye bedre om den leverer reaktiv effekt ( $Q_0 > 0$ ) enn den trekker reaktiv effekt ( $Q_0 < 0$ ).
- Transient reaktans ( $X_d'$ ) reduseres  $\implies$  Betydelig bedring
- Synkron reaktans ( $X_d$ ) reduseres  $\implies$  Noe bedring
- Aktiv spenningsregulering (AVR) er bedre enn  $\cos(\varphi)$  regulering  $\implies$  Relativt liten bedring
- Maksimum feltspenning økes  $\implies$  Relativt liten bedring
- Subtransient reaktans ( $X_d''$ ) reduseres  $\implies$  Svært liten bedring

Andre momenter spiller også inn. Flere generatorer på samme avgang bidrar til å øke spenningen i nettet under feil (restspenningen), som øker FRT-egenskapene. At en DG-enhet står lenger ute på en avgang øker også restspenningen. Men DG-enheter som står langt ute på en avgang vil også ofte trekke høyere reaktiv effekt, som påvirker stabiliteten ved feil negativt.

Oppsummert er det ikke ønskelig fra et stabilitetssynspunkt at småkraftverk trekker for mye reaktiv effekt, og det er et mål at det brukes generatorer med god kvalitet som evner å levere den mengden reaktiv effekt som er nødvendig for å tilfredsstille spenningsrestriksjonene.

## 4.2 Tap

Når reaktiv effekt i nettet øker, øker også strømmen. En økning i strøm gir kvadratisk økning i tap. I sterke nett er det derfor fornuftig å bruke  $\cos\phi$ -regulering med  $\cos\phi$  lik 1 for å gjøre reaktiv effektflyt så lav som mulig. I nettilknytningsavtalen bør det likevel sikres at driftsmodus kan endres, i tilfelle det tilknyttes flere småkraftverk på samme avgang som gjør at det på sikt kan oppstå et behov for spenningsregulering.

En mulighet for å minske tap i nettet ved å bruke småkraftverk kan implementeres ved å kompensere eksisterende forbruk av reaktiv effekt i nettet ved å produsere reaktiv effekt i småkraftverkene. Dette kan gjøres for eksempel ved å drifte generatoren med  $\cos\phi = 0,97$  overmagnetisert. Dette kan minske tapene i nettet, og gjøre at uttaket av reaktiv effekt fra høyere spenningsnivåer blir mindre. Det vil også gjøre kraftverket mer robust mot feil.

## 4.3 Utvekslet reaktiv effekt mot overliggende nett

I de tilfellene hvor det er nødvendig at småkraftverk trekker mye reaktiv effekt for å overholde spenningsrestriksjonene, så vil det oppstå et problem med at uttak av reaktiv effekt fra overliggende spenningsnivå blir stort. Dette innebærer en kostnad for nettselskapene, og er derfor ikke ønskelig. Store uttak av reaktiv effekt skaper dessuten tap oppover i hele systemet. I de tilfellene hvor det er flere kraftverk på samme avgang, så kan dette løses ved at kraftverket nærmest transformatoren produserer reaktiv effekt, og kraftverket lengst fra transformatoren trekker reaktiv effekt. Dette blir kalt koordinert spenningsregulering, og er demonstrert i et case i kapittel 6.3.



#### 4.4 Bruk av trinnkobler

I noen tilfeller kan bruk av trinnkobler i nett med distribuert produksjon gi uheldige konsekvenser. Det gjelder spesielt om innstillingene i regulatoren til trinnkobleren er dårlig innstilt. Om produksjonen fra DG-enhetene varierer mye, og dødbåndet i trinnkoblerregulatoren er lite, så kan antall trinnkobleroperasjoner bli svært høyt. Dette skaper mange sprang og kan slite ut mekanikken i trinnkobleren. Regulatoren i trinnkobleren har vanligvis standardiserte innstillinger hvor dette ikke er et problem, men om dødbåndet er stilt inn smalt, så kan også vekselvirkningen mellom spenningsregulatoren i DG-enheten og regulatoren i trinnkobleren gjøre at systemet blir ustabil. Det er derfor viktig å sikre gode innstillinger i både trinnkobler og DG- spenningsregulatorer.

Om lastkompensering brukes i nett med DG hvor det er mulig at det kan oppstå reversert effektflyt gjennom transformatoren, bør lastkompenseringen være retningsbestemt. Om det er flere avganger på transformatoren, så bør det, som nevnt i kapittel 2.1.1, vurderes hvordan produksjonen påvirker funksjonen til lastkompenseringen. I noen tilfeller kan det hende at lastkompensering ikke kan brukes i nett med DG.

## 5 Beste praksis for utnyttelse av trinnkobler i transformator og spenningsregulator i DG-enhet

Ut i fra eksisterende praksis og vurderingene i kapittel 4 er følgende foreslått som beste praksis:

1. Hvis lastkompensator i krafttransformator er tilgjengelig og lastflytberegninger viser at det oppnås bedre spenningsforhold i alle avgangene ved alle lastsituasjoner, så anbefales bruk av lastkompensator i krafttransformator. Dette kan kreve retningsbestemt lastkompensator. Ellers anbefales fast spenning på samleskinne som standardinnstilling for trinnkobleren.
2. DG-enheter anbefales å driftes med spenningsregulering, med så streng begrensning som mulig for reaktiv effekt for å tilfredsstillе spenningsrestriksjonene. Om nettet er så sterkt eller resistivt at reaktiv effektflyt ikke påvirker spenningen i stor grad, anbefales cosphi-regulering med  $\cos\phi = 1$ , eller en svakt overmagnetisert cosphi.

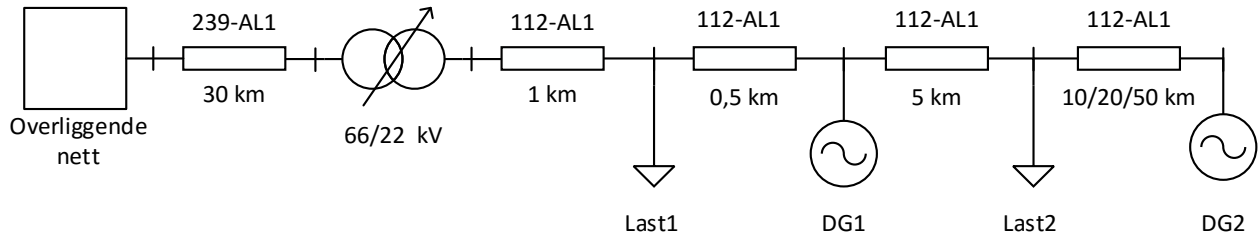
Formålet med den første anbefalingen er å utnytte lastkompensatoren, om tilgjengelig, så lenge denne ikke skaper dårligere spenningsforhold enn om den ikke hadde vært brukt. Den andre anbefalingen skal sikre at generatorene trekker så lite reaktiv effekt som mulig for at spenningsgrensene skal være overholdt. Dette gjøres for å minske tap og uttak av reaktiv effekt fra høyere spenningsnivåer. Rækkefølgen for tiltakene er ikke tilfeldig; om spenningsrestriksjonene kan overholdes ved å bruke lastkompensatoren og uten å bruke spenningsregulering i DG-enheten så bidrar dette til mindre reaktivt uttak og mindre tap.

Å utnytte trinnkobleren og spenningsregulatoren i DG-enhetene for å oppnå høyere tilknytningskapasitet i nettet er ikke alltid tilstrekkelig. Om generatoren ikke kan trekke så mye reaktiv effekt som må til for å tilfredsstillе spenningsmarginene, eller det må gjøres investeringer i nettet, så bør det gjennomføres en mer detaljert nettplanleggingsprosess for å rangere alternativene mot hverandre. Om det må trekkes mer reaktiv effekt enn tilsvarende  $\cos\phi = 0,95$  kan det også være fornuftig å gjøre lastflytanalyser for å vurdere tapkostnad og kostnad for uttak av reaktiv effekt over livstiden til DG-anlegget, mot investeringskostnaden til nettförsterkning. Formålet med nettplanleggingsprosessen er å sikre at det samfunnsøkonomiske optimale valget blir tatt. Blant tiltakene som kan vurderes i en slik prosess er å installere spoler i DG-enheten, å installere lastkompensering, å investere i en dyrere generator, spenningsbooster, og nettförsterkning/oppgradering.

Det er et poeng at spenningsvariasjoner skapt av DG-enheter som ikke påvirker sluttbrukere ikke trenger å reguleres like strengt, ettersom DG-enhetene selv tåler mer enn spenningsvariasjonene som oppstår i utvekslingspunktet til lavspenningskretsene.

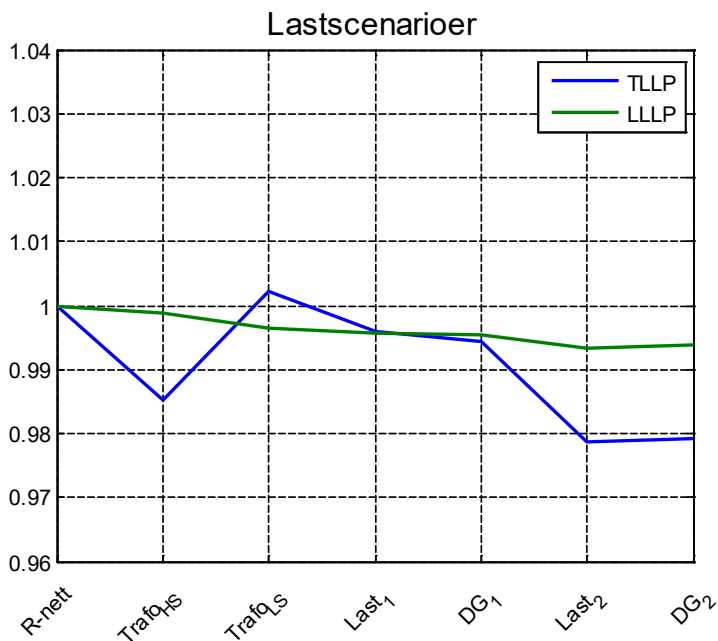
## 6 Eksempelcase

For å illustrere hvordan anbefalingene kan brukes i ulike situasjoner er det laget fire case. Disse benytter alle den forenklede modellen vist i Figur 4, som er hentet fra [5].



**Figur 4: Eksempelmodell.**

I de ulike casene kan en av, eller begge, DG enhetene være tilkoblet. Linjestykket mellom Last 2 og DG 2 har ulik lengde i noen av de forskjellige casene. I noen case er stiv spenning definert i overliggende nett, og spenningen i alle noder blir presenterert. Transformatorstasjonen regulerer i disse casene, bortsett fra case 4, spenningen på sekundærsiden av transformatoren til 22,0 kV. Trinnkobler-regulatoren er modellert med et dødbånd som gjør at spenningen ut fra transformatoren i praksis varierer noe rundt 22,0 kV. I noen case er derimot spenning definert stiv i sekundærsiden av transformatoren. I disse tilfellene er kun spenningen i nodene under transformatoren presentert. I henhold til REN-blad 3006 er lastscenarier vist i Tabell 2 brukt i analysene. Det er i tillegg antatt at reaktiv last er 10 % av aktiv last. Spenningsforholdene i nettet før noen av generatorene er tilkoblet er som vist i Figur 5.



**Figur 5: Tunglast og lettlast uten produksjon i radialen før DG1 og DG2 er tilknyttet.**

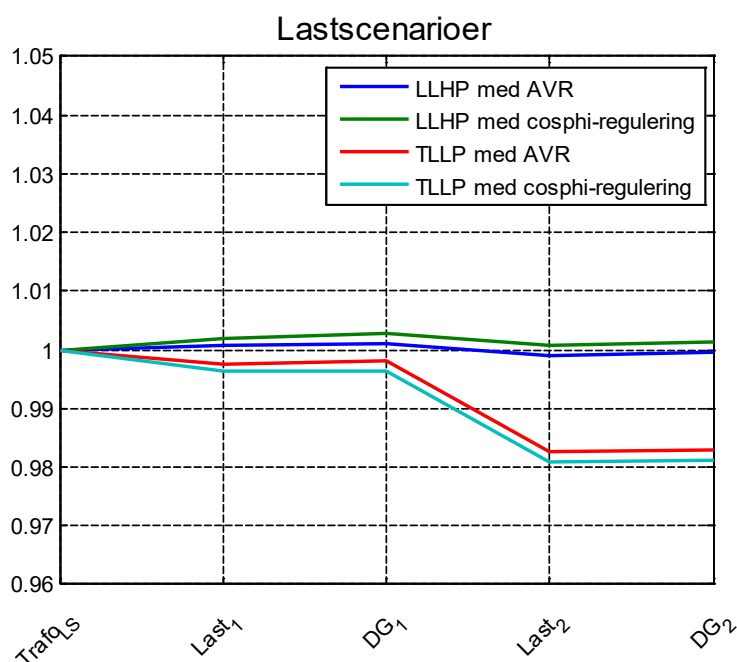
**Tabell 2: Lastscenarier i henhold til REN-blad 3006**

Lastscenario:	DG 1 [MW]	DG2 [MW]	Last 1 [MW]	Last 2 [MW]
<b>Tunglast, lav produksjon (TLLP)</b>	0	0	5	5
<b>Tunglast, høy produksjon (TLHP)</b>	5	5	5	5
<b>Lettlast, lav produksjon (LLLP)</b>	0	0	0,75	0,75
<b>Lettlast, høy produksjon (LLHP)</b>	5	5	0,75	0,75

I alle casene har det blitt satt som kriterium at spenningsvariasjonen i tilknytningspunktet til generatoren skal være under 4 %. Ulike nettselskap opererer med ulike krav til spenningsbånd, i REN-blad 3006: Råd om nettanalyse [8], anbefales et spenningsbånd på 5 %, + 2 % ved trinning av transformator i overliggende nett. Andre grenser kunne også vært brukt. Poenget med modellen er ikke å lage et så realistisk eksempel som mulig, men å illustrere virkningen av forskjellige valg, og eksempler på bruk av den anbefalte beste praksisen.

## 6.1 Ny generator nær transformatorstasjon

I dette caset er kun DG1 tilkoblet. Avstanden mellom DG-enheten og transformatoren er liten, så produsert reaktiv effekt påvirker spenningen lite. Figur 6 viser spenningsforholdene når kraftverket blir tilkoblet med cosphi-regulering med  $\cos\phi = 1$ .



**Figur 6: Sammenligning av spenningsforhold når DG1 benytter spenningsregulering begrenset til  $\cos\phi = 0,95$  og når DG1 benytter cosphi-regulering med  $\cos\phi = 1$ .**

Simuleringene viser at det er små forskjeller i spenningsforholdene i Figur 6 når spenningsregulering og cosphi-regulering benyttes. Dette gjelder både i lettlast og tunglast. Å bruke DG1 til å regulere spenning er

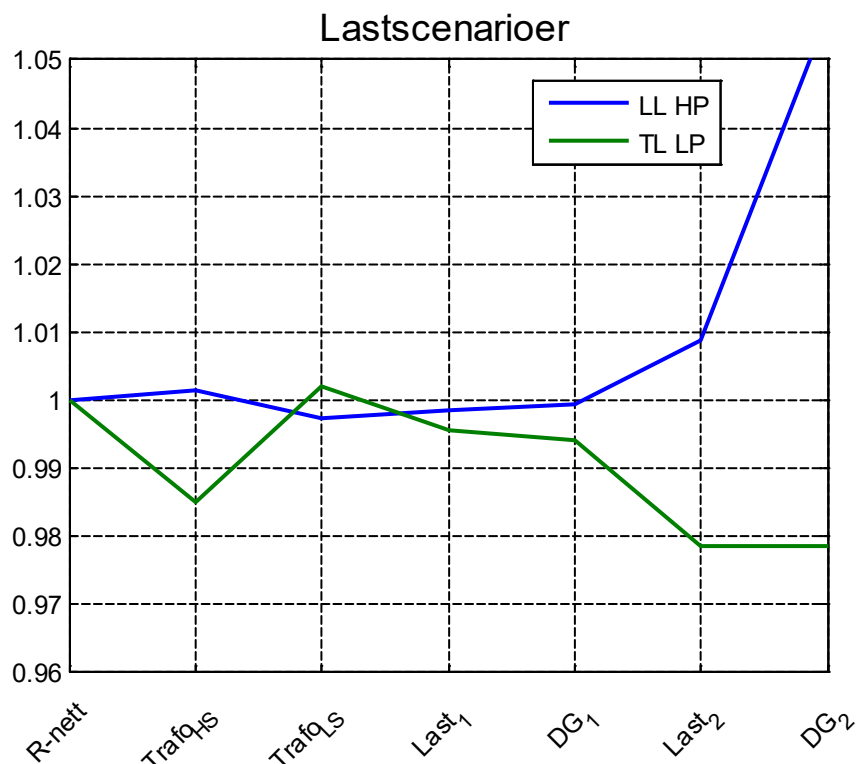
derfor unødvendig i dette tilfellet. Dessuten er spenningsforholdene gode, så å bruke DG1 til å regulere spenning har begrenset verdi. Siden DG1 har liten påvirkning på spenningen så trekker eller produserer DG1 maksimum mulig reaktiv effekt både i tunglast og lettlast (1,56 MVar). Særlig i lettlast gjør dette at det blir utvekslet mer reaktiv effekt mot overliggende nett, som også vil ha en negativ betydning for tap i transformatoren og regionalnettet. I både tunglast og lettlast er forskjellene i effektflyt så små at det ikke slår ut nevneverdig på tapene i distribusjonsnettet.

**Tabell 3: Tap og uttak av reaktiv effekt ved full produksjon i tunglast og lettlast i DG1.**

Lastscenario:	Tap [MW]	Uttekslet reaktiv effekt [MVar]
TL HP cosphi-regulering	0,013	1,1
TL HP AVR	0,015	-0,5
LL HP cosphi-regulering	0,085	0,1
LL HP AVR	0,084	1,67

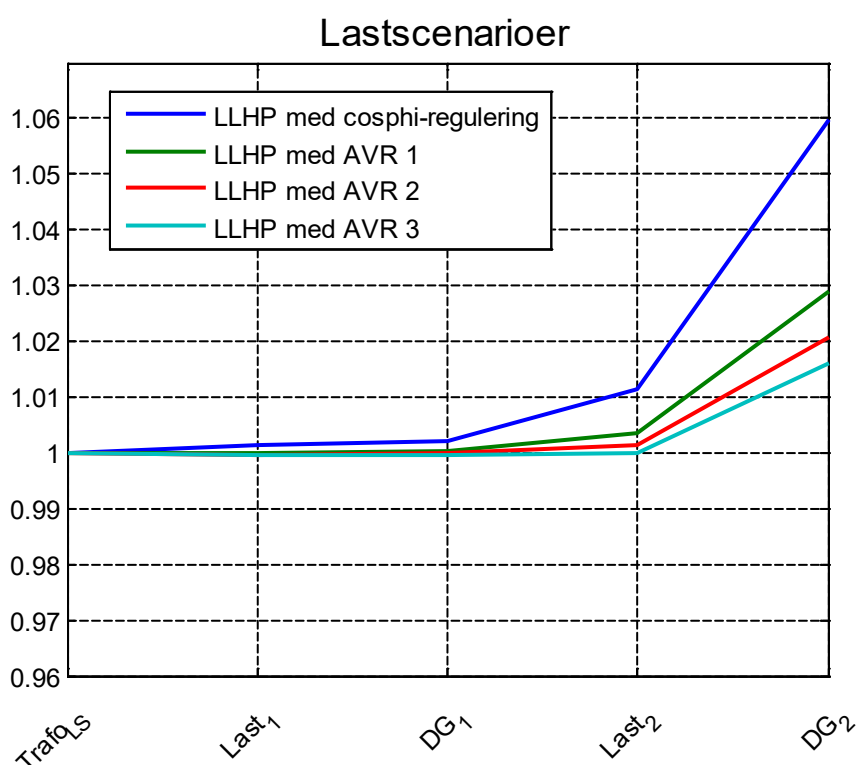
## 6.2 Ny generator langt ute i nettet

Figur 7 viser et tilfelle hvor DG2 blir tilkoblet radialen via en 20 km lang overføringslinje. Det sees at spenningsstigningen er over 7 %, som er over kriteriet på 4 %. Dette caset skal demonstrere at spenningsregulering kan brukes til å tilfredsstillere 4 % kriteriet, og hvilke virkning dette har på tap og utvekslet reaktiv effekt. I den første beregningen som ble gjort i dette eksempelet ble stivt nett definert som et punkt høyere opp i regionalnettet. Figur 7 viser derfor også spenningen på høyspentsiden av transformatoren, og i regionalnettet. Spenningsfallet i regionalnettslinjen på 20 km er på ca. 1,5 %.



**Figur 7: Spenningsforhold når DG2 blir tilknyttet via en lang overføringslinje med cosphi = 1.**

Figur 8 viser hvordan spenningen i radialen varierer når spenningsreguleringen i DG-enheten har økt evne til å trekke reaktiv effekt. AVR 1, 2 og 3 svarer til henholdsvis  $\cos\phi$  begrensning på 0,95, 0,92 og 0,90. Tabell 4 viser hvordan tap og uttak av reaktiv effekt varierer når DG2 har ulik begrensning i hvor mye reaktiv effekt som kan trekkes.



Figur 8: Sammenligning av spenningsforhold når DG2 har ulik evne til å trekke reaktiv effekt.

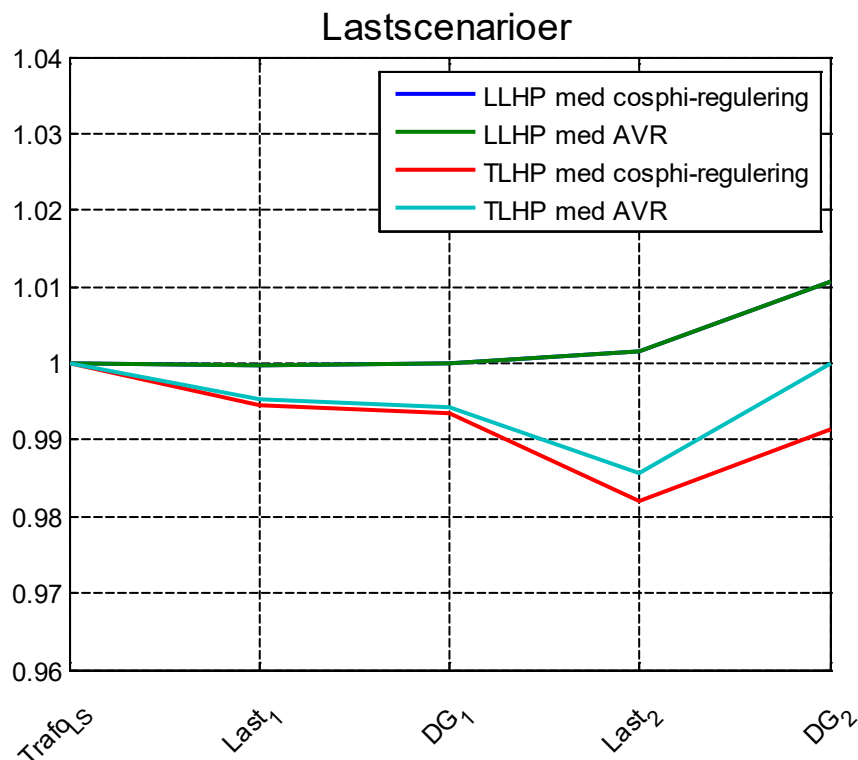
Tabell 4: Tap og uttak av reaktiv effekt ved ulike begrensninger i evne til å trekke reaktiv effekt i DG2

Lastscenario:	Tap [MW] (inkl. R-nett)	Uttak av reaktiv effekt [MVar]
LL HP	0,33	0,28
LL HP AVR 1 ( $\cos\phi = 0,95$ )	0,39	1,98
LL HP AVR 1 ( $\cos\phi = 0,92$ )	0,42	2,45
LL HP AVR 1 ( $\cos\phi = 0,90$ )	0,44	2,71

Tabell 4 viser at tapene øker når DG 2 trekker mer reaktiv effekt. Når generatoren trekker reaktiv effekt tilsvarende  $\cos\phi = 0,90$  er marginaltaper 24,8 %. Dette tapet er nesten utelukkende på grunn av produksjonen fra DG2. Marginaltaper for økt mengde reaktiv effekt blir høyere når nettet belastet tett opp mot de termiske grensene (ca. 10 MVA).

Dette caset kan også brukes til å vise forskjellen i virkning på spenningsforholdene når  $\cos\phi$ - og AVR benyttes. Figur 9 viser forskjellen i spenning ved full produksjon i lettlast og tunglast, når  $\cos\phi$ - og AVR

regulering brukes, og i begge tilfeller er begrenset til  $\cos\phi_i = 0,9$ . Tabell 5 viser tilhørende tap og uttak av reaktiv effekt. For å illustrere effekten bedre, så er lengden på linjen mellom last 2 og DG 2 satt til 10 km.



**Figur 9: Sammenligning av spenningsforhold ved full produksjon i lettlast og tunglast når driftsmodus i DG2 varieres.**

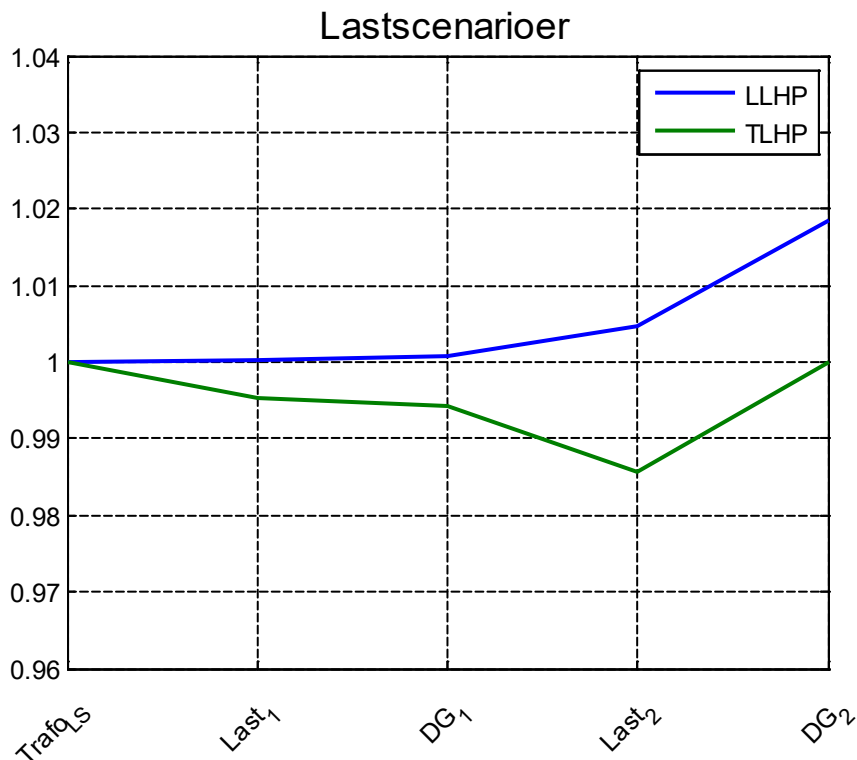
**Tabell 5: Tap og uttak av reaktiv effekt for ulike lastsituasjoner og driftsmodus i DG2**

Lastscenario:	Tap [MW] (inkl. R-nett)	Utvekslet reaktiv effekt [MVar]
LL HP Cosphi-regulering	0,23	2,6
LL HP AVR	0,23	2,6
TL HP Cosphi-regulering	0,21	3,4
TL HP AVR	0,18	2,7

Figur 9 og Tabell 5 viser at cosphi-regulering ikke er optimalt når en generator skal kunne trekke reaktiv effekt. Årsaken er at begrensningene for reaktiv effekt settes i lettlast, og i tunglast vil da generatoren trekke mer reaktiv effekt enn nødvendig. Økningen i uttak av reaktive effekt ved cosphi heller enn AVR-regulering i tunglast er 0,7 MVar, og tapet øker med 0,03 MW. Spenningen er allerede innenfor et akseptabelt nivå ved AVR (1 pu). Generatorene som skal trekke mye reaktiv effekt bør derfor driftes med spenningsregulering heller enn cosphi-regulering, så generatoren ikke bidrar til å senke spenningen i tunglast mer enn nødvendig.

### 6.3 Ny generator i nett med eksisterende generator

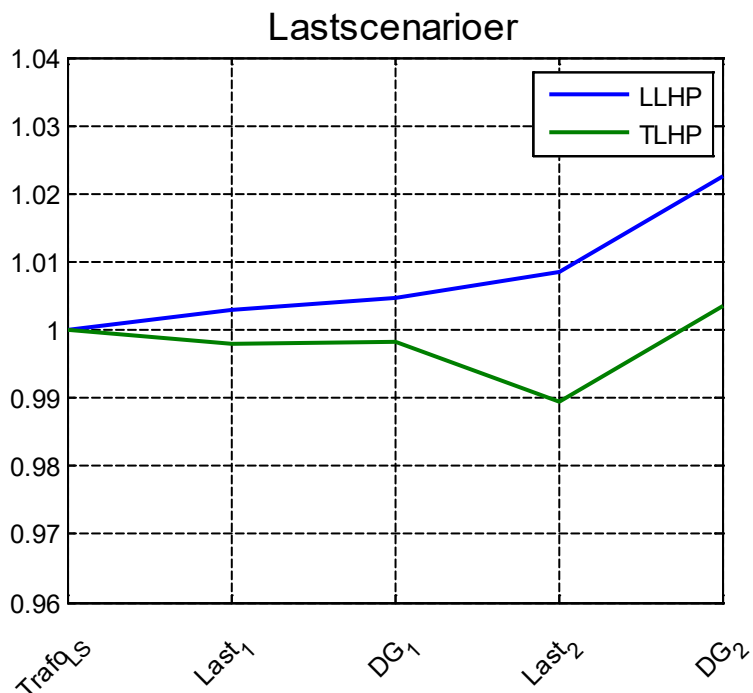
I dette caset er DG2 tilkoblet via en 10 km luftledning til last 2, og stilt inn på spenningsregulering begrenset til  $\cos\phi_i = 0,95$ . Dette gir spenningsforholdene som vist i Figur 10.



**Figur 10: Spenningsforhold når kun DG2 er tilkoblet.**

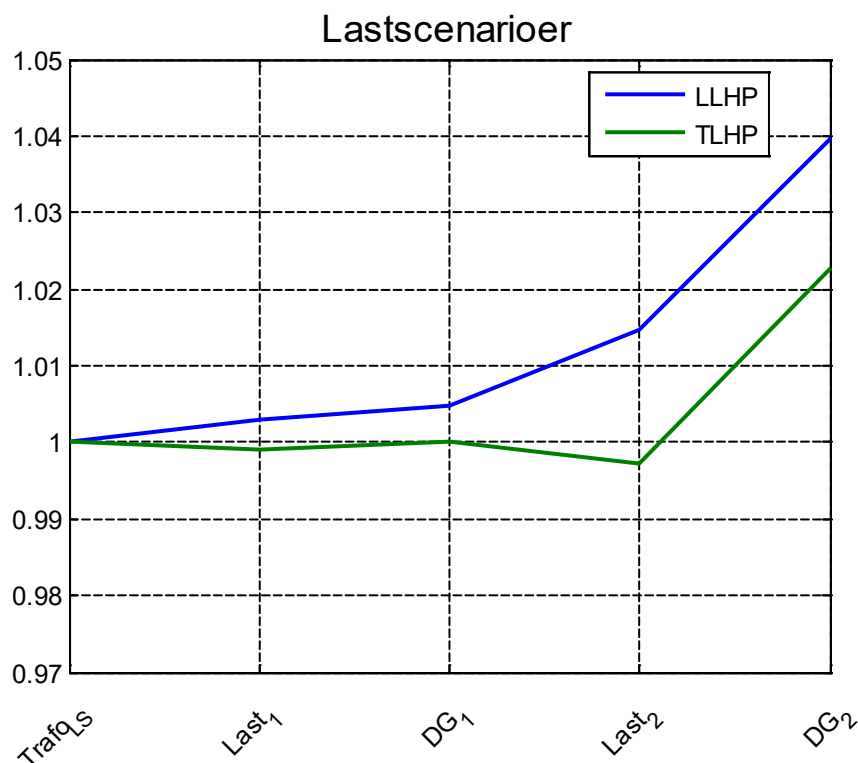
Når DG1 tilknyttes med  $\cos\phi_i$ -regulering innstilt til  $\cos\phi_i = 1$  fås følgende spenningsforhold:





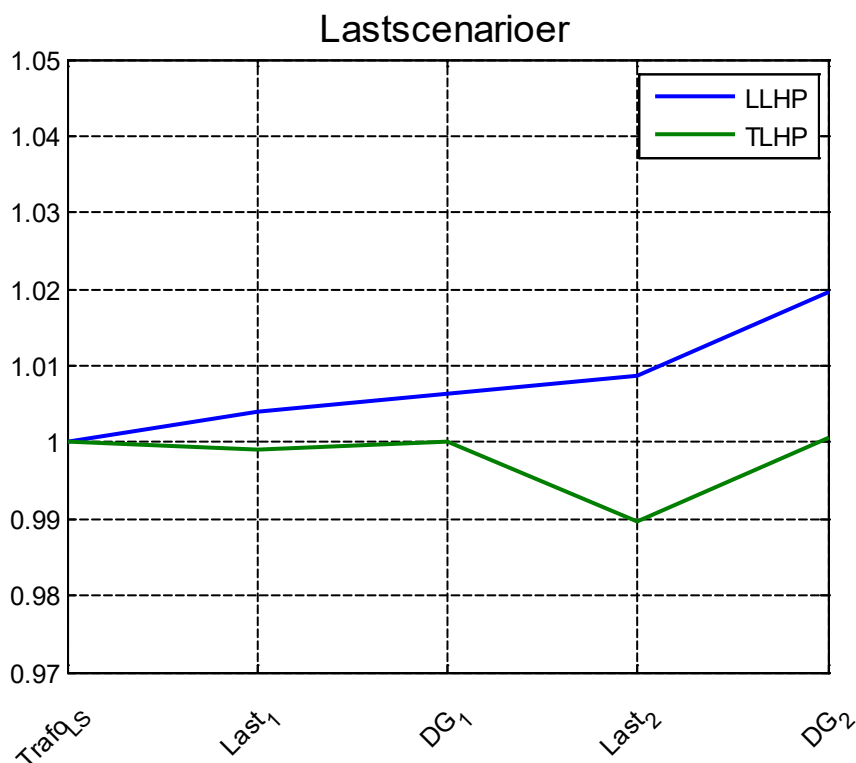
**Figur 11: Spenningsforhold når DG1 og DG2 er tilkoblet, med henholdsvis cosphi-regulering med  $\cos\phi = 1$ , og spenningsregulering begrenset til  $\cos\phi = 0,95$ .**

Det er akseptable spenningsforhold (rett over 4 %). Men om DG2 hadde vært tilknyttet med  $\cos\phi = 1$ , og DG1 ble tilknyttet enten med AVR begrenset til  $\cos\phi = 0,95$  eller med uten AVR, så ville dette gitt spenningsforholdene som vist i Figur 12.



**Figur 12: Spenningsforhold når DG1 og DG2 er tilkoblet. DG 2 har cosphi-regulering med  $\cos\phi_i = 1$ , DG1 har enten spenningsregulering begrenset til  $\cos\phi_i = 0,95$ .**

I tilfellet vist i Figur 12 er ikke spenningsforholdene tilfredsstillende, selv om det trekkes like mye reaktiv effekt som i tilfellet illustrert i Figur 11. Dette viser at det gir mest virkning å trekke reaktiv effekt på stedet hvor DG-enheten "ser" mest reaktans i nettet, som vil si lengst ut på radialen. Dette betyr at det er teoretisk mulig å kompensere den reaktive effekten den ytterste generatoren trekker, med reaktive effekt fra en generator nærmere trafostasjonen. Dette kalles koordinert spenningsregulering, og er omtalt blant annet i [6]. I dette tilfellet tilsvarer optimal produksjon og forbruk at DG1 produserer reaktiv effekt tilsvarende  $\cos\phi_i = 0,92$ , og at DG2 trekker reaktiv effekt tilsvarende  $\cos\phi_i = 0,92$ . Dette kan implementeres både med spenningsregulering basert på hvordan settpunktene for spenning er valgt, og  $\cos\phi_i$ -regulering. Spenningsforholdene, tap og uttak av reaktiv effekt er presentert i Figur 13 og Tabell 6, og sammenlignet med tap og reaktiv effekt om den første løsningen som ble presentert er brukt (DG2 har spenningsregulering begrenset til  $\cos\phi_i = 0,95$ , DG1 har  $\cos\phi_i$ -regulering med  $\cos\phi_i = 1$ ).



Figur 13: Spenningsforhold med koordinert spenningsregulering mellom DG1 og DG2.

Tabell 6: Sammenligning av tap og uttak av reaktiv effekt ved bruk av koordinert spenningsregulering, og den tradisjonelle fremgangsmetoden med vanlig spenningsregulering i DG 2

Lastscenario:	Tap [MW] (inkl. R-nett)	Utvekslet reaktiv effekt [MVar]
LL HP DG 1 $\cos\phi_i = 1$ , DG2 $\cos\phi_i = 0,95$	0,395	2,0
LL HP DG1 $\cos\phi_i = 0,92$ overmagnetisert, DG2 $\cos\phi_i = 0,92$ undermagnetisert	0,395	0,5

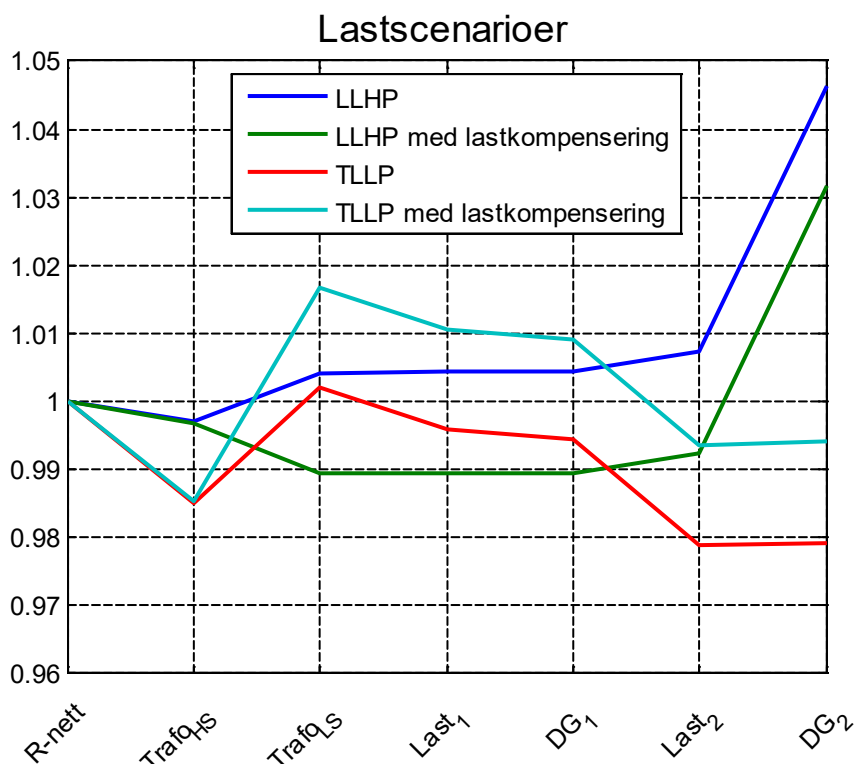
Som Tabell 6 viser, så er utvekslet reaktiv effekt mot overliggende nett mye lavere når koordinert spenningsregulering brukes. Tapene er i dette tilfellet like store for de to alternativene. Det er derfor anbefalt å vurdere koordinert spenningsregulering når flere enheter tilknyttes på samme radial, og det er behov for å trekke reaktiv effekt for å tilfredsstille spenningsrestriksjonene.

Når driftsmodus og begrensninger for reaktiv effekt velges, så gjøres det ut i fra et bestemt koblingsbilde. Om det gjøres omkoblinger vil ikke nødvendigvis spenningsforholdene bli akseptable lenger. I de tilfellene hvor det er vanlig å ha flere koblingsbilder er det derfor nødvendig å sette driftsmodus og begrensninger i reaktiv effekt ut i fra dette. I caset som ble presentert i dette delkapittelet kan det hende at radialen alternativt kan forsynes fra den andre siden. Uansett hvilke av innstillingene som er presentert i Tabell 6 som er valgt, så vil da spenningsforholdene bli uakseptable. Om det er sannsynlig at radialen kan bli forsynt fra motsatt side må begge generatorene kunne kjøres med spenningsregulering og mulighet til å trekke en del reaktiv

effekt. Dette er ikke fordelaktig siden generatoren nærme generatorstasjonen ofte vil produsere eller trekke mye reaktiv effekt uten å påvirke spenningen mye.

## 6.4 Ny generator i nett med lange overføringslinjer og lite last

Dette caset illustrerer når det kan være et behov for retningsbestemt lastkompensering. Om DG2 skal tilknyttes, og linjen fra last 2 til DG2 er lang (50 km for å illustrere poenget i dette tilfellet), så kan det bli problemer med å få spenningen innenfor rimelige grenser. En mulighet er å bruke retningsbestemt lastkompensering, som vist i Figur 14:

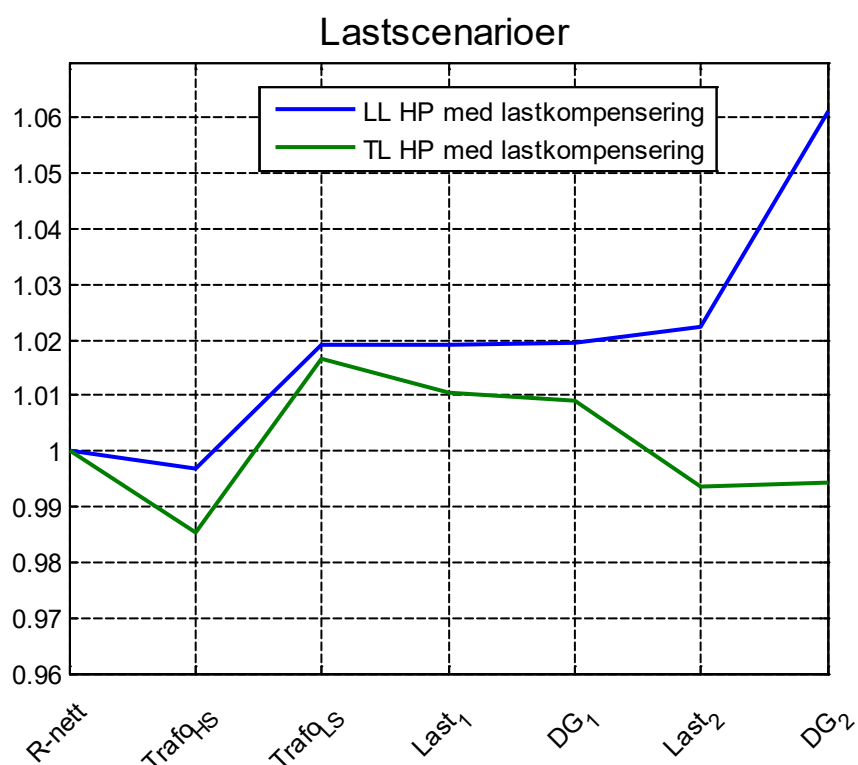


**Figur 14: Spenningsforhold med og uten lastkompensering når DG2 tilknyttes via en lang overføringslinje.**

Med trinnkobleren innstilt på å regulere fast spenning på samleskinna, så ville DG2 med AVR regulering begrenset til  $\cos\phi$  0,96 ført til en spenningsøkning på nesten 7 % fra tunglast uten produksjon til lettlast med full produksjon. Om retningsbestemt lastkompensering brukes så kan spenningsøkningen begrenses til 4 %. I dette tilfellet ble settpunktet i transformatorstasjonen variert mellom 1,021 og 0,984 fra tunglast til full produksjon i lettlast.

Om det ikke ble brukt lastkompensering uten mulighet til å justere spenningen ned når effektflyten endrer retning, så ville den grønne kurven i Figur 14 blitt høyere enn den blå kurven, og maks spenning ville blitt rundt 1,06 pu. En annen side av denne utfordring oppstår også med retningsbestemt lastkompensering om det er flere avganger på en transformatorstasjon hvor en av dem har mye distribuert produksjon i forhold til last. Måten lastkompensering vanligvis implementeres, er at summen av strømmen gjennom transformatoren

brukes til å regulere settpunktet for spenningen. For å illustrere utfordringen så kan det tenkes at under en gitt transformator er det et gitt øyeblikk tunglast. På en av radialene er det tilkoblet mye produksjon samtidig som det er lite last. I dette tilfellet vil lastkompenseringsregulatoren øke spenningen i transformatorstasjonen, som ville økt spenningen enda mer i den radialen med produksjon hvor spenningen allerede er høy. Spenningen i denne radialen ville i så fall blitt som presentert i Figur 15.



**Figur 15: Spenning ved tunglast og lettlast og full produksjon i en radial ved uhensiktsmessig bruk av lastkompensering.**

Et annet poeng når lastkompensering brukes i transformatorer som har flere avganger hvor noen har distribuert produksjon er at spenningen ikke blir regulert ned så mye som ønsket i de radialene som ikke har distribuert produksjon ved tunglast og full produksjon. En måte å løse dette på er å måle produksjonen fra DG-enhetene og bruke det som et input i trinnkoblerregulatoren for å kompensere for denne effekten i forhold til den målte effekten gjennom transformatoren. Generelt sett bør alle lastsituasjoner i alle avganger under en transformator undersøkes om lastkompensering skal brukes i nett med distribuert produksjon.

## 7 Sammenheng mellom spenningsendring, reaktiv effekt og tap

I det forrige kapittelet ble virkningen av spenningsregulering illustrert i ulike case. Dette kapittelet gir en mer teoretisk tilnærming til sammenhengen mellom hvor mye reaktiv effekt en DG-enhet trekker (eller produserer), og spenningsendringen og tapet forårsaket av den reaktive effekten.

### 7.1 Reaktiv effekts påvirkning på spenning og tap

For å beregne spenningsendring over en linje brukes ofte projeksjonsmetoden:

$$\Delta U = \frac{1}{U} (P * R + Q * X) \quad (4)$$

Dette er egentlig en forenkling av følgende formel:

$$\vec{U}_1 - \vec{U}_2 = \frac{1}{U_1} (P * R + Q * X) + j(P * X - Q * R) \quad (5)$$

Hvor  $U_2$  kan defineres til 1 pu. Det imaginære leddet ignoreres ofte fordi det blir lite når X og Q er små, som ofte er tilfelle i distribusjonsnett. (Det er normalt med R/X fra 0,5 til 2 i høyspent distribusjonsnett). Når småkraftverk brukes til å trekke reaktiv effekt oppstår det to endringer som gjør at denne formelen blir unøyaktig: Q blir større, og Q kan få motsatt fortegn av P. Endringene gjør at det ikke lenger er en differanse mellom to små tall som ignoreres, men summen av to større tall.

Om spenningsendringen fra en DG-enhet skal undersøkes, så kan det gjøres noen antagelser for å se på hvordan reaktiv effektflyt endrer spenningen i DG-enheten ved full produksjon. For å finne absoluttverdien til spenningen i DG-enheten brukes formel 2. Det blir brukt et per unit system valgt slik at spenningen i krafttransformatoren er 1 pu, full produksjon fra DG-enheten settes lik 1 pu. Reaktiv effekt har motsatt retning som aktiv effekt. Dette gir:

$$\vec{U}_{DG} [pu] = \frac{1}{U_{DG}} (P * R - Q * X) + j(P * X + Q * R) + \vec{U}_{trafo} \quad (6)$$

Dette gir at  $U_{DG}$  må løses i en andregradsligning og en første gradsligning med to ukjente:

$$\vec{U}_{DG, \text{imaginær del}} = \frac{PX+QR}{\vec{U}_{trafo}} \quad (7)$$

$$\vec{U}_{DG, \text{reell del}}^2 + -\vec{U}_{trafo} * \vec{U}_{DG, \text{reell del}} + \vec{U}_{DG, \text{imaginær del}}^2 - (PR - QX) = 0 \quad (8)$$

Som løses ut for å gi  $U_{DG}$ . R/X rate er en karakteristikk av det aktuelle nettet. R (og X) kan uttrykkes ved hjelp av kortslutningsytelsen ( $S_k$ ) i tilknytningpunktet til DG-enheten. R/X rater og kortslutningsytelse for ulike luftledninger og kabler er gjengitt i Tabell 7. Det er viktig å merke seg at det her ikke er snakk om minimum kortslutningsytelse, som kan være lavere enn kortslutningsytelsen med en faktor på ca. 0,8 avhengig av hvordan beregningene er utført.

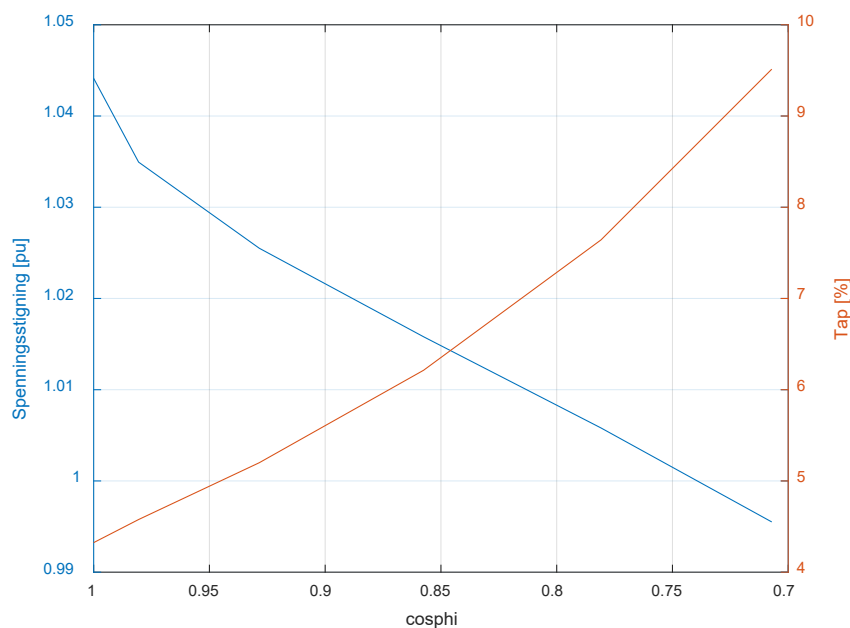
$$R [pu] = \frac{U_n^2}{S_k * \sqrt{\left(\frac{R}{X}\right)^2 + 1}} \quad (9)$$

**Tabell 7: R/X rate og kortslutningsytelse for typiske kabler (24 kV, trefase TXSE) og luftlinjer (planoppheng uten jordline, 1,5 m faseavstand, 24 kV) [15]**

Komponent	R/X	$S_k$ [MVA*km]
40-AL1/7-ST1A (Cu ekv. 25)	1,83	590
80-AL1/13-ST1A (Cu ekv. 50)	0,96	930
191-AL1/31-ST1A (Cu ekv. 120)	0,44	1290
381-AL1/62-ST1A (Cu ekv. 240)	0,24	1460
TXSE 3x25 / 16 Cu	5,6	660
TXSE 3x50 / 16 Cu	3,2	1190
TXSE 3x150 / 25 Cu	1,0	2800
TXSE 3x240 / 35 Cu	0,68	3640

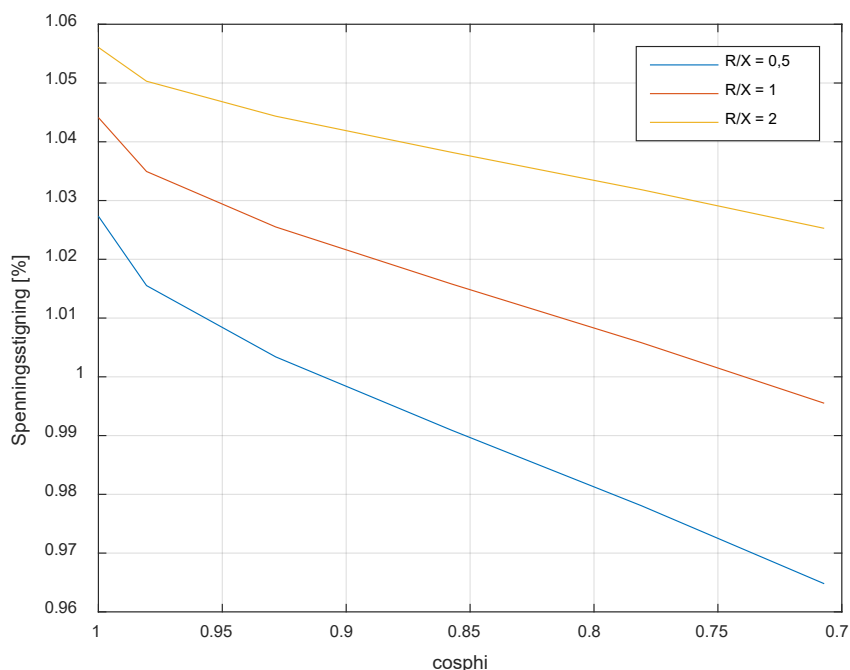
Tabell 7 viser at R/X ratene er høyere for kabel enn luftlinjer, og at ratene synker med økende tverrsnitt. Svake kabelnett vil derfor ha høyest R/X rate, og sterke luftlinjenett vil ha lavest R/X rate. Tabellen oppgir også kortslutningsytelsen i MVA\*km. Dette er kortslutningsytelsen som ville blitt oppnådd om kablen/luftledningen var koblet på en stiv spenningskilde. For å finne kortslutningsytelsen til et bestemt kabelstrekk må tallene oppgitt i tabellen deles på lengden til kabelstrekket. F.eks. vil 20 km TXSE 3x50 kabel tilknyttet en stiv spenningskilde tilsvare en kortslutningsytelse på  $\frac{1190 \text{ MVA*km}}{20 \text{ km}} = 59,5 \text{ MVA}$ . I eksempelet med en produksjon på 5 MW som referanse, ville dette gi  $S_k = \frac{59,5 \text{ MVA}}{5 \text{ MVA}} pu = 11,9 pu$ .

For et nett med en gitt R/X rate og kortslutningsytelse, så kan spenningsstigningen og tap plottes når reaktiv effekt varierer. Tapene inkluderer variable tap i overliggende nett, krafttransformator og høyspent distribusjonsnett mellom DG-enheten og krafttransformatoren (ikke tomgangstap i krafttransformator eller tap i DG-enheten). Dette er vist i Figur 16 for et nett med R/X rate = 1 (like mye resistans som reaktans) og  $S_k = 15 pu$ .



**Figur 16: Spenningsvariasjon og tap når reaktiv effekt flyt varierer.  $S_k = 15 pu$ , R/X = 1**

I figuren varieres reaktiv effekt fra 0 ( $\cos\phi_i = 1$ ), til 1 pu ( $\cos\phi_i = 0,707$ ). Figuren viser at når DG-enheten produserer maks effekt og ikke trekker reaktiv effekt er spenningsstigningen i nettet ved kraftverket nesten 5 %. Om DG-enheten trekker 1 pu reaktiv effekt, så vil spenningsstigningen på grunn av produksjonen i kraftverket nesten bli null, som er logisk når reaktansen og resistansen i nettet er like stor.



**Figur 17: Spenningsvariasjon når andelen reaktiv effekt en DG-enhet trekker varieres for nett med tre ulike R/X rater,  $S_k = 15$  pu.**

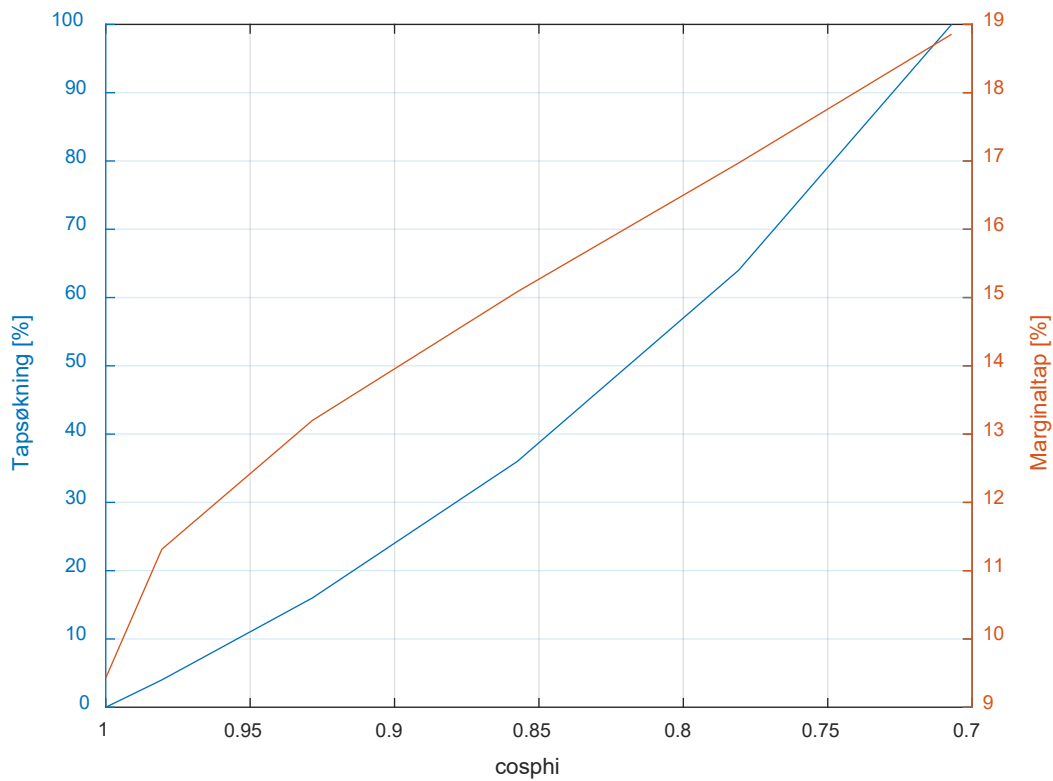
Figur 17 viser spenningsstigningen for nett med  $R/X = 0,5$  og  $R/X = 2$  i tillegg til  $R/X = 1$ . Tapene er her utelatt for å gjøre figuren mer oversiktlig. Appendiks B har figurer for nett med ulik R/X rate som også viser tapene, tilsvarende Figur 16. Disse figurene viser at tapene øker med økende R/X rate, selv når reaktiv effekt holdes konstant.

Figur 16 viser en interessant effekt ved bruk av DG-enheter til spenningsregulering. Når DG-enheten driftes med  $\cos\phi_i = 0,95$  synker spenningen nesten med 2 %, men tapene øker bare fra rett under 5 %, til rett under 6 % (0,01 pu økning i tap). Når  $\cos\phi_i$  blir mindre enn 0,925 så blir virkningen av å variere  $\cos\phi_i$  mindre. Dette betyr at det kan oppnås stor virkning fra spenningsregulering med reaktiv effekt ved  $\cos\phi_i$  nærme 1.

## 7.2 Tapsøkning og marginaltap

Når R/X raten i nettet er lavere enn 1, så trengs det mindre reaktiv effekt for å oppnå samme virkning av spenningsregulering som når R/X er større enn 1. Mengden reaktiv effekt påvirker sammen med R/X rate tapene. Figur 18 viser de omtrentlige marginaltapene og den omtrentlige prosentvise tapsøkningen for det samme nettet når  $\cos\phi_i$  varieres fra 1 til 0,707.





**Figur 18: Marginaltap og prosentvis tapsøkning når  $\text{cosphi}$  varieres fra 1 til 0,707,  $S_k = 15$  pu og  $R/X = 1$ .**

I denne analysen er det kun tatt hensyn til variable tap i overføringen, ikke tomgangstap i krafttransformatore og tap i generatoren til DG-enheten. Figuren viser at tapene dobles når  $\text{cosphi} = 0,707$ . Formelen for tap under viser hvorfor det er logisk at tapene øker med 100 %. Det brukes fortsatt et pu system med merkeeffekten til generatoren som base:

$$S_{tap} = Z * I * I^* = (R + jQ) * |I|^2 \quad (10)$$

$$P_{tap} = R * |I|^2 = R * \frac{P^2 + Q^2}{|U_{DG}|^2} \approx R * (P^2 + Q^2) \quad (11)$$

$$P_{tap, P=1pu} = R * (1 + Q^2) \quad (12)$$

Med andre ord vil  $Q = 1$  pu føre til ca. dobbelt så store tap som når  $Q = 0$ . Formelen for tap kan også brukes til å finne et uttrykk for marginaltap (MT) som tar hensyn til både aktiv og reaktiv effekt. Marginaltap er endringen i tap når strømmen endres litt, og kan derfor uttrykkes som den deriverte av tap med hensyn til strøm. Ettersom strøm er en funksjon av overført effekt og reaktiv effekt, kan dette uttrykkes som:

$$MT = \frac{dP_{tap}}{dI} = \frac{d}{dI} (R * |f(P, Q)|^2) = 2 * R \left( |f(P, Q)| * \left( \left. \frac{df(P, Q)}{dP} \right|_{Q=konst} + \frac{df(P, Q)}{dQ} \right|_{P=konst} \right) \right) \quad (13)$$

Dette forenkles til:

$$MT = 2 * R(P + Q) \quad (14)$$

I dette tilfellet er P konstant lik 1 pu, mens Q er en variabel.

Det er viktig å skille marginaltap fra tapsøkning. I dette tilfellet viste Figur 18 at for et bestemt nett med Q = 1 pu ble marginaltapene ca. 19 %, mens tapsøkningen fra Q = 0 til Q = 1 pu var 100 %. At marginaltaper er 19 % når Q = 1 pu betyr at en økning på 1 kW eller 1 kVAr, vil føre til at tapene øker med 0,19 kW.

Tomgangstapene og tap i generatoren har blitt ignorert i denne analysen. Tomgangstapene er ikke viktig i denne sammenhengen, men om det produseres mye reaktiv effekt kan tapene i generatoren bli store og være fornuftig å inkludere. Dette gjelder spesielt om generatoren har feltmaskin heller enn et statisk magnetiseringssystem.

### 7.3 Nødvendig nettstyrke for å kunne bruke cosphi-regulering med cosphi = 1

I noen tilfeller vil det ikke være nødvendig med spenningsregulering i DG-enheten fordi nettet er så sterkt at spenningsstigningen fra produksjonen i DG-enheten har liten påvirkning på spenningen i nettet. Det er mulig å beregne hvor sterkt nettet må være for at DG-enheten skal kunne bruke cosphi regulering med cosphi = 1. For å gjøre dette brukes formelen for spenningsstigningen i nettet ved en DG-enhet til å utlede en sammenheng mellom nødvendig kortslutningsytelse og R/X rate når spenningsfallet er gitt,  $U_T$  er 1 pu, P er 1 pu, og Q er lik null:

$$\vec{U}_{DG, \text{imaginær del}} = X \quad (15)$$

$$\vec{U}_{DG, \text{reell del}} = \vec{U}_{DG, \text{reell del}}^2 + \vec{U}_{DG, \text{imaginær del}}^2 - R = (1 + \Delta U)^2 - R \quad (16)$$

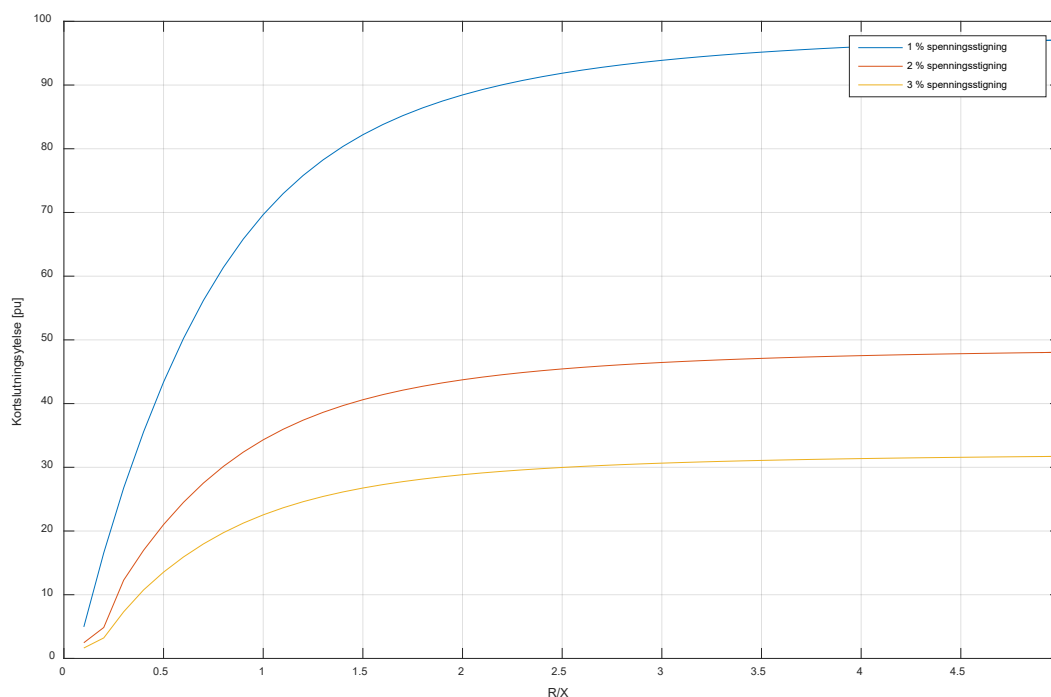
Om  $|U_{DG}|$  gjøres til en del av uttrykket:

$$|\vec{U}_{DG}|^2 = \vec{U}_{DG, \text{imaginær del}}^2 + \vec{U}_{DG, \text{reell del}}^2 = X^2 + ((1 + \Delta U)^2 - R)^2 = (1 + \Delta U)^2 \quad (17)$$

I ligningen over kan R og X uttrykkes ved hjelp av R/X rate og kortslutningsytelse basert på ligning 9 med  $U_n = 1$ . Da kan uttrykket over skrives som:

$$S_k^2 * ((1 + \Delta U)^4 - (1 + \Delta U)^2) - S_k * \frac{2 * (1 + \Delta U)^2}{\sqrt{1 + \frac{1}{(R/X)^2}}} + 1 = 0 \quad (18)$$

Dette er en andregradsligning med kortslutningsytelse som ukjent gitt en bestemt R/X rate og spenningsstigning. Figur 17 viser hvordan løsningen kan plottes mot R/X rate med en kurve for henholdsvis 1, 2 og 3 % spenningsstigning.



**Figur 19: Nødvendig kortslutningsytelse for å begrense spenningsstigning til 1, 2 og 3 % gitt ulike R/X rater.**

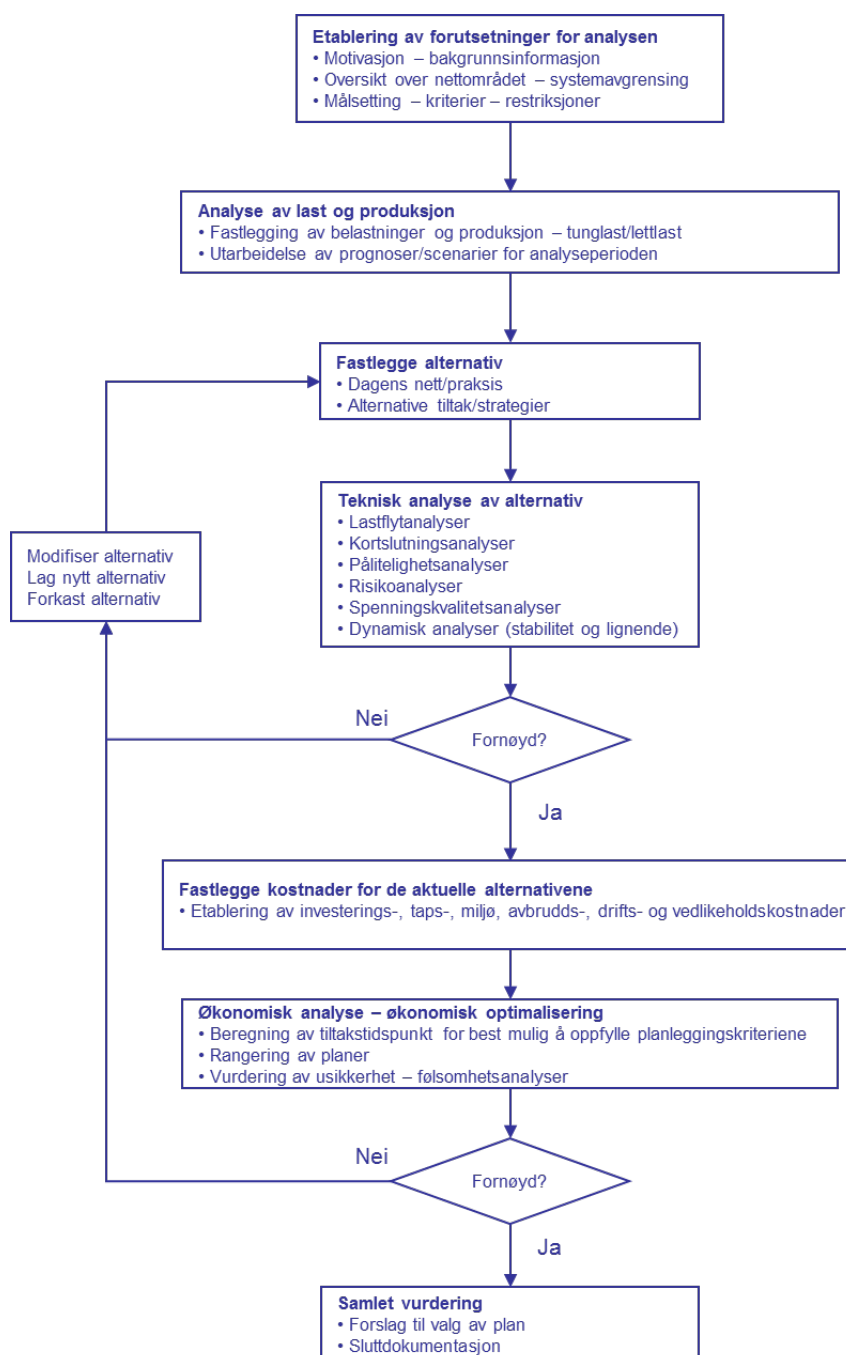
Styrken til figuren over er at nødvendig nettstyrke kan bli funnet raskt basert på hvor stor spenningsøkning som kan tillates for nett med ulike R/X rater. Om det for eksempel er tillatt 2 % spenningsstigning i et bestemt nett med  $R/X = 1$ , så må nettet ha en høyere kortslutningsytelse enn 35 pu (grønn kurve i punktet  $R/X = 1$ ).

En svakhet ved figuren er at den tar hensyn til spenningsfallet også i overliggende nett, mens det i dette tilfellet kun er spenningsstigningen mellom krafttransformatoren og DG-enheten som er relevant. Figuren kan likevel brukes fordi krafttransformatorens og overliggende netts påvirkning på kortslutningsytelsen ofte er liten, med mindre DG-enheten ligger svært nærme krafttransformatoren. En måte å unngå denne unøyaktigheten på er ved å ignorere impedansen i krafttransformatoren og overliggende nett når kortslutningsytelsen i tilknytningspunktet til DG-enheten beregnes.

## 8 En metodikk for spenningsregulering

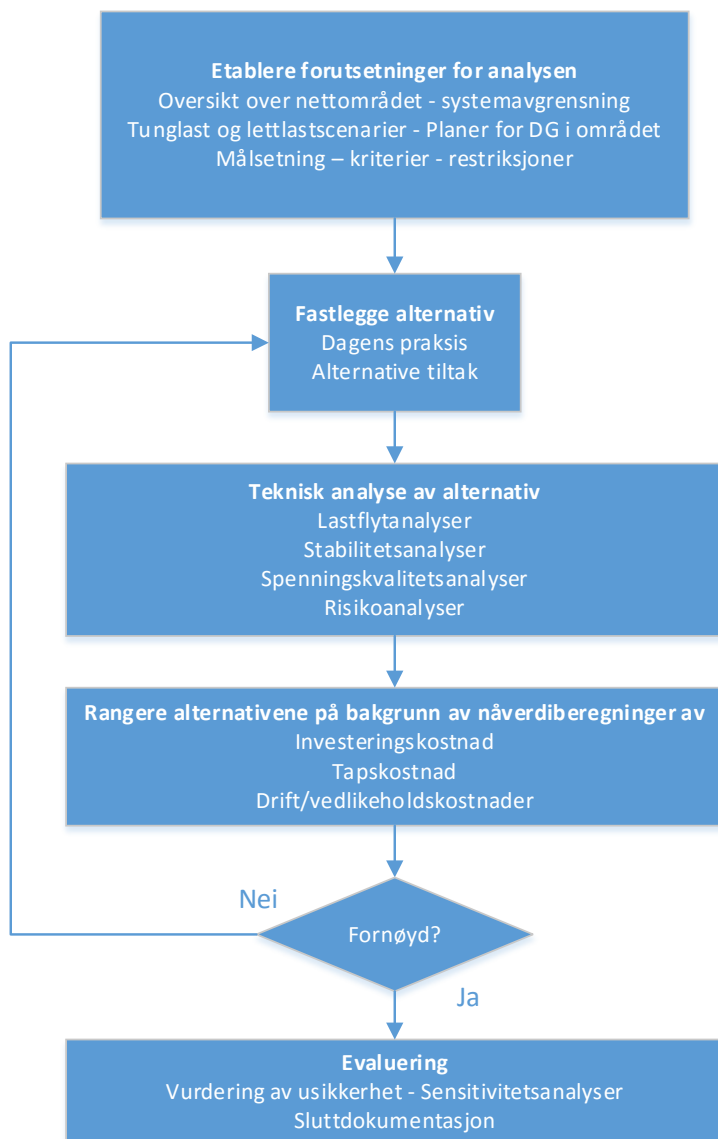
### 8.1 Planleggingsprosessen ved tiltak i nettet

Til nå har det ikke blitt diskutert hvordan de generelle retningslinjene i kapittel 5 kan implementeres i det enkelte case. Dette kan gjøres ved å utvikle en metodikk for valg og implementering av spenningsregulering. For å evaluere beste alternativ ved tiltak i nettet, så kan planleggingsprosessen som beskrevet i Planleggingsbok for kraftnett (Planboka) benyttes [15]. Denne er illustrert i Figur 20.



Figur 20: Planprosessen [15].

Om denne prosessen skal benyttes til å vurdere ulike spenningsreguleringstiltak kan den forenkles noe. Et eksempel av en forenklet prosess er vist i Figur 21.



**Figur 21: Forenklet planprosess ved vurdering av spenningsreguleringstiltak**

Målet med den forenklete prosessen er ikke å finne det spenningsreguleringstiltaket som øker tilknytningskapasiteten til et tilstrekkelig nivå (krav til spenningsbånd og termiske restriksjoner overholdt), men å finne det alternativet som over livstiden til investeringen har lavest samfunnsøkonomisk kostnad. Dette betyr at spenningsregulering må vurderes mot nettførsterkning.

I den innledende del av analysen er det nødvendig å fastsette grenser for analysen, og hvilke planer for DG som finnes i området. Som i planprosessen må ulike alternativer fastlegges og vurderes mtp. spenningsbånd, stabilitet, og i noen tilfeller også mer detaljerte spenningskvalitetsanalyser (for eksempel om reaktorer kobles ofte). Marginaltap, totale tap, vedlikeholdskostnader, økonomisk levetid osv. til de ulike løsningene må vurderes, slik at alternativene kan rangeres etter laveste totale kostnad over livsløpet til tiltaket. Den kanskje

største utfordringen med å vurdere spenningsreguleringstiltak, er å fastsette i detalj de tiltakene som skal vurderes. Her er det behov for å oppdatere metodikken, dette diskuteres nærmere i neste delkapittel.

Til nå er det lagt mest vekt på lastflyanalyser, og i noen tilfeller dynamiske analyser i planprosessen. På bakgrunn at det har vært tilfeller hvor kraftverk har blitt ustabile på grunn av gjensidig påvirkning fra andre kraftverk, så kan det være fornuftig å utføre dynamiske analyser når mer enn et kraftverk er tilknyttet samme radial. Det kan i fremtiden også bli stilt strengere FRT-krav til kraftverk når ENTSO-E sine network codes blir gjeldende i Norge, som vil gjøre det mer aktuelt med dynamiske analyser. Erfaringsmessig er det i dag mange kraftverk i nettet som blir frakoblet ved mindre forstyrrelser, og det er ulike meninger om hvordan transient stabilitet skal tas hensyn til. Temaet vil bli jobbet videre med i DG-nett-prosjektet.

Den forenklete planleggingsprosessen tar ikke hensyn til pålitelighet og sårbarhet, hverken for kraftverket eller andre berørte kunder. Om dette skal vurderes må avbruddskostnader inkluderes i analysen. Analyse av selektivitet og innstillinger av vern er heller ikke en del av denne forenklete prosessen. For en grundig og helhetlig metodikk om å beregne kostnader ved ulike måter å løse spenningskvalitetsutfordringer på, så kan rapporten "A Guide to Voltage Quality Planning" [16] anbefales.

## 8.2 Introduksjon til metodikk for spenningsregulering

Poenget med en metodikk for spenningsregulering er å prioritere mellom flere tiltak og bestemme hvordan tiltakene bør implementeres. Det kan være til hjelp for å vurdere spenningsregulering som et fullverdig alternativ sammen med nettførsterkning. En metodikk bør inkludere flere muligheter enn de det er fokusert på i denne rapporten. Metodikken er bygd på den forenklete planprosessen for spenningsregulering, men går mer i detaljer på punktet "Fastlegge alternativer". De momentene som tas hensyn til under dette punktet er:

- Mulige alternativer og dagens praksis
- Tommelfingerregler over vurderinger av hvilke alternativer som er egnet og uegnet i gitte situasjoner samt en oversikt over hvilke alternativer som generelt sett er mest lønnsomme og bør vurderes først.
- Spesielle hensyn som må ivaretas / vurderes ved bruk av de ulike alternativene
- Hvordan ulike alternativer kan kombineres.
- Fremgangsmåte for å optimalisere en valgt løsning.

Hovedutfordringen i de nevnte punktene er å kombinere og optimalisere de aktuelle tiltakene. Når det er mange tilgjengelige alternativer som kan kombineres på ulike måter, så er det nødvendig med en systematisk analyse for å sikre at den beste løsningen blir funnet. Metodikken trenger ikke være et resultat i seg selv, men kan brukes til å gi generelle anbefalinger og tommelfingerregler, som kan publiseres i den planlagte håndboken i prosjektet. Som et utgangspunkt for videre arbeid er det listet opp momenter i en slik metodikk som har vært diskutert i dette notatet.

### Mulige alternativer diskutert i dette notatet:

Mulige alternativer i transformatorstasjonen:

- Fast spenning på samleskinne (standard praksis i dag)
- Lastkompensering
- Retningsbestemt lastkompensering

Mulige alternativer i DG-enheter:

- Cosphi-regulering,  $\cos\phi = 1$  (standard praksis i dag)
- Cosphi-regulering,  $\cos\phi$  svakt overmagnetisert

- Spenningsregulering,  $\cos\phi \geq 0,95$  (standard praksis i dag)
- Spenningsregulering,  $\cos\phi < 0,95$
- Spenningsregulering med generator og spoler

#### **Tommelfingerregler diskutert i dette notatet:**

- Cosphi-regulering egner seg når nettet er stivt eller overveiende resistivt
- Spenningsregulering egner seg så lenge generatoren ikke trekker for høy reaktiv effekt (i dette notatet er det ikke vurdert når det er mer lønnsomt med nettførsterkning eller andre tiltak, enn å trekke reaktiv effekt).
- Lastkompensering er i utgangspunktet et positivt tiltak, men det må vurderes om spenningsforholdene i alle avgangene under transformatoren blir akseptable ved full produksjon i både tung- og lettlast.
- Både lastkompensering og spenningsregulering i DG-enheter er i utgangspunktet tiltak som allerede er tilgjengelig infrastruktur. Tiltak med nødvendig utstyr installert vil ofte være de mest lønnsomme tiltakene for å øke tilknytningskapasiteten. Disse bør derfor prioriteres over mer avanserte tiltak.

#### **Spesielle hensyn diskutert i dette notatet:**

- Stabilitet kan bli en utfordring både når det er mange kraftverk på samme radial, og ved at noen kraftverk blir sensitive for feil ved å trekke mye reaktiv effekt. Dårlig parametrisering av regulatorer kan også føre til stabilitetsproblemer.
- Om generatoren ikke kan trekke nødvendig mengde reaktiv effekt, så er det mulig å installere spoler ved generatoren.
- Når mengden reaktiv effekt i en overføringslinje øker, så må tap og kostnad for uttak av reaktiv effekt etter hvert vurderes mot andre netttiltak fordi den akkumulerte driftskostnaden kan bli høyere enn disse tiltakene.
- Om et kraftverk gis tilknytning med et bestemt driftsmodus, så bør dette kunne endres ved behov på et senere tidspunkt, for eksempel om det blir tilknyttet flere kraftverk på radialen.
- Det må vurderes om kraftverket(ene) kan bli driftet med et annet koblingsbilde enn det normale. Dette kan ha stor betydning for kravene som stilles angående evne til å trekke reaktiv effekt.

#### **Kombinasjonsmuligheter diskutert i dette notatet:**

- Løsningene presentert i dette notatet egner seg generelt sett godt sammen. Et unntak er at lastkompensatorer som kun måler absoluttverdi av strøm kan gi dårlig estimering av spenning når det er høyt forbruk / produksjon av reaktiv effekt i nettet. Dette gjelder selv om det ikke er reversert effektflyt gjennom transformatoren.
- Koordinert spenningsregulering kan benyttes når det er mer enn et kraftverk på en avgang.

#### **Fremgangsmåte for å optimalisere løsning diskutert i dette notatet:**

- Den overordnede vurderingen som gjøres når beste settpunkt for spenningsregulator skal gjøres, er å minimalisere tapkostnader og kostnad for uttak av reaktiv effekt når spenningsrestriksjonene er overholdt. Optimalisert lastflyt ved hjelp av verktøy som MATPOWER kan være egnet til å finne dette settpunktet. Simuleringer som varierer hvor mye reaktiv effekt et kraftverk trekker gir samme nytte.

## 9 Konklusjon

I dette notatet har noen lett tilgjengelige metoder for å drive spenningsregulering blitt undersøkt, sammen med utfordringer, fordeler og ulemper med de ulike metodene. Dagens praksis hos 12 ulike nettselskaper har blitt presentert, basert på en intervjurunde gjennomført høsten 2014 / vinteren 2015, og senere vurdert kvalitativt. På bakgrunn de tilgjengelige metodene, dagens praksis og en kvalitativ vurdering av dagens praksis, har følgende punkter blitt foreslått en beste praksis for trinnkobler i krafttransformator og spenningsregulator i DG-enheter:

- 1. Hvis lastkompensator i krafttransformator er tilgjengelig og lastflytberegninger viser at det oppnås bedre spenningsforhold i alle avgangene ved alle lastsituasjoner, så anbefales bruk av lastkompensator i krafttransformator. Dette kan kreve retningsbestemt lastkompensator. Ellers anbefales fast spenning på samleskinne som standardinnstilling for trinnkobleren.*
- 2. DG-enheter anbefales å driftes med spenningsregulering, med så streng begrensning som mulig for reaktiv effekt for å tilfredsstille spenningsrestriksjonene. Om nettet er så sterkt eller resistivt at reaktiv effektflyt ikke påvirker spenningen i stor grad, anbefales cosphi-regulering med  $\cos\phi_i = 1$ , eller en svakt overmagnetisert cosphi.*

Denne praksisen har også blitt demonstrert i ulike case. Koordinert spenningsregulering har også blitt demonstrert i et case, og det har blitt foretatt en teoretisk utledning av virkningen av reaktiv effektflyt på tap og spenningsstigning. Til sist har en metodikk for å vurdere og implementere spenningsreguleringstiltak blitt diskutert, på bakgrunn av planprosessen fra Planleggingsbok for kraftnett og erfaringer fra arbeidet med å utarbeide en beste praksis. Det er planlagt å fortsette arbeidet med denne metodikken videre i prosjektet.



## 10 Kilder

- [1] M. Kolstad, «Beste praksis for nettutbygging ved tilknytning av distribuert produksjon,» 2015.
- [2] H. Taxt, «TR A7353 DG i framtidens nett,» 2013.
- [3] W. Prügler, F. Kupzog, B. Bletterie og H. Brunner, «Active Grid Integration of Distributed Generation utilizing existing infrastructure more efficiently - an Austrian case study,» i *IEEE*, 2008.
- [4] S. Grenard, C. Brolly, O. Devaux og O. Carre, «Implementation of a centralized voltage control experiment in presence of distributed generation in ERDF's MV network,» i *CIGRE*, 2012.
- [5] A. Hagehaugen, «Voltage Control in Distribution Network with Local Generation,» 2014.
- [6] A. Petterteig, «Smart aktiv regulering av spenning og reaktiv effekt,» i *NEF Teknisk møte*, 2011.
- [7] A. Petterteig, «Smart grid measures to reduce losses in distribution feeders and increase capacity to integrate local small hydro generation,» i *CIREN*, 2011.
- [8] REN, «NR 3006: Råd om nettanalyse,» 2011.
- [9] IEEE, «IEEE Std 421.5-2005. Recommended Practice for Excitation System Model for Power System Stability Studies,» 2005.
- [10] S. Bakkejord, «Stabilitetsanalyser ved integrasjon av småkraft i regional- og distribusjonsnett,» 2011.
- [11] M. Jacxsens, B. Meersman, T. Vandoorn, J. D. Kooning og L. Vandeveld, «Overview of voltage control strategies in medium voltage networks with implementation of distributed generation,» i *Renewable Power Generation*, 2011.
- [12] E. Demirok, D. Sera., E. Teodorescu, P. Rodriguez og U. Borup, «Evaluation of the Voltage Support Strategies for the low voltage distribution grid connected pv generators,» i *Energy Conversion Congress and Exposition*, 2010.
- [13] A. Petterteig, T. Toftevaag og J. Marvik, «Småkraftverks evne til å takle nettfeil,» 2011.
- [14] T. Toftevaag, T.-N. Preda og K. Uhlen, «IMPACT OF VOLTAGE PHASE ANGLE CHANGES ON LOW-VOLTAGE RIDE-THROUGH PERFORMANCE OF SMALL SCALE HYDRO DG UNITS,» i *CIREN*, 2013.
- [15] SINTEF Energi, «Planleggingsbok for kraftnett (Planboka),» [www.planbok.no](http://www.planbok.no), 2011.
- [16] K. Sand og H. Seljeseth, «TR A7290 A Guide to Voltage Quality Planning,» 2012.

## A Spørreskjema benyttet under intervjuene i besøksrunden

Spørreskjemaet ble distribuert en stund før nettselskapet ble besøkt. Det ble foretatt heldagsmøte med personell både fra drift og planlegging, i noen tilfeller også personell som jobbet med produksjon. Nettselskapene ble intervjuet om dagens praksis ved tilknytning av distribuert produksjon, ut i fra spørsmålene i spørreskjemaet. Spørreskjemaet er lagd i samarbeid med ProAktiv-prosjektet, og har derfor noen spørsmål om plusskunder. Svarene er ikke gjengitt her.

### Del 1: Generelle spørsmål

- 1. Følger nettselskapet noen retningslinjer for prosessen med nettilknytning av DG fra søknad om tilknytning til permanent driftstillatelse?**
  - Prosessflytskjema
  - Kvalitetssikringssystem
- 2. Hva er nettselskapets syn på produksjonsbegrensning for DG?**
  - Har dere caser hvor produksjonsbegrensning i enkelte timer i året hadde vært en attraktiv løsning?
  - Har dere tilfeller hvor midlertidig produksjonsbegrensning har blitt benyttet i vent på nettinvesteringer?
- 3. Har dere plusskunder?**
  - Fra når?
  - Med hva slags type produksjonsanlegg?
  - I hva slags bygg?
  - Med hvor stor produksjonskapasitet?
  - Er kunden teknisk kyndig?

### Del 2: Planlegging og prosjektering av nettilknytning av ny DG

I denne delen ønsker vi å snakke med personer som har erfaringer med planlegging av nettilknytning av DG.

- 1. Hvilke retningslinjer / støttedokumentasjon benyttes når nettilknytning av ny DG skal planlegges?**
  - REN blad
  - Planboka
  - Tekniske retningslinjer fra SINTEF
  - Egne rutiner
- 2. Hvilke generelle antagelser gjøres når nettilknytning av ny DG skal planlegges?**
  - Analyseperiode
  - Fremtidig produksjon
  - Lastutvikling
  - Andre planer i nettet
- 3. Hvordan innhentes nødvendig datagrunnlag for planlegging av nettilknytning av ny DG?**
  - Hvilke data er dere avhengig av å få fra produsenten?
  - Hvor lett er det å få nødvendig data fra produsent?
- 4. Hva legger nettselskapet til grunn når tilgjengelig kapasitet for ny DG i nettet skal bestemmes?**
  - Nettkapasiteten skal være slik at det er *driftsmessig forsvarlig* å koble til produksjonsanlegg. Hva legger nettselskapet i *driftsmessig forsvarlig*?

- Hva er normalt den begrensende faktoren nå DG skal tilknyttes eksisterende nett?
  - Termiske grenser, FoL, problemer med vern og kontrollanlegg, stabilitetsproblemer, tapskostnader, avbruddskostnader, annet?
- 5. I hvilken grad blir alternativer til nettbygging vurdert i forhold til å øke tilknytningskapasiteten i nettet?**
- Økt krav til generatorens effektfaktorband
  - Reaktiv effektkompensering (reaktor, kondensatorbatteri, SVC, STATCOM)
  - 1:1 trafo
- 6. Hvordan bestemmes hvilke krav som skal stilles til DG enheten?**
- Krav til spenningsregulering
  - Dimensjonert for øydrift
  - Krav til transient stabilitet
  - Krav til vern
- 7. Har nettselskapet erfaringer med hvor lett/vanskelig det er å få fritak fra tilknytningsplikten?**
- 8. Hvilken nettløsning bruker nettselskapet ved tilknytning av DG og hvilke vurderinger ligger bak valg av løsning?**
- Bruk av RTU
  - Plassering og utforming av tilknytningspunkt
  - Valg av løsning for eierforhold og konsesjon for DG-enhetens høyspenningsanlegg
  - Vern i nettet.
- 9. Hvordan praktiseres anleggsbidrag og innmatingstariffer for DG enheter?**
- Hva inngår i anleggsbidrag?
  - Hvordan beregnes marginaltapskostnader?

### Del 2.1: Analyser

For å kartlegge hvordan nettselskapene planlegger nettilknytning av ny DG ønsker vi å gå igjennom en konkret case for å se hvilke analyser som blir gjort, hvilke verktøy som blir benyttet og hvilke data som er nødvendig. Vi ber derfor nettselskapet om å forberede en ny representativ case som vi kan gå gjennom på møte. Det er en stor fordel om vi har tilgang til nødvendig verktøy på møte slik at vi kan se hvordan analysene gjennomføres i praksis.

### Del 2.2: Erfaring med plusskunder

- 10. Har dere en bestemt prosessflyt dere benytter når plusskunden skal få nettilknytning?**
- Brukes samme prosessflyt som når DG blir tilknyttet? Eventuelt med hvilke forenklinger? (Om mulig så ta med eventuelle prosessflytskjemaer i bruk)
  - Kjenner dere til / bruker dere REN-blad 430?
  - Hva trengs av informasjon i de ulike leddene i tilknytningsprosessen og hvor lang tid kan hvert ledd typisk sett ta?
  - Stiller dere krav til frakobling ved for eksempel frekvensavvik, overspenning osv.?
  - Foretar dere en inspeksjon av anlegget før det kobles til nettet?
- 11. Hva er erfaringene fra forrige tilknytningsprosess?**
- Ville dere gjort noe annerledes neste gang?
  - Var det noe som overrasket / var uventet i prosessen?
  - Hvilke ting tok lenger tid eller var mer utfordrende enn antatt?
  - Hva er flaskehalsene/utfordringene med å tilkoble plusskunder?

### **Del 3: Erfaringer fra drift av nett med DG**

I denne delen vil vi gjerne snakke med personer som god kjennskap til nettet og har erfaring fra drift av DG og drift av nett med DG.

Målet med denne delen er å kartlegge hvordan nett med DG driftes i dag. Hvordan utnyttes muligheter for spenningsregulering i DG enheten og trinnkobling i transformatorer?

- 1. Har nettselskapet noen rutiner for drift av nett med DG?**
- 2. Hvilke problemer har nettselskapet opplevd som følge av DG?**
  - Uønsket øydrift
  - Uønsket utkobling
  - Annet?
- 3. Er det en type kraftverk eller spesielle driftssituasjoner som er spesielt forbundet med problemer?**
  - Gamle/nye kraftverk.
  - Store/små kraftverk.
  - Kraftverkets plassering i nettet
  - Flere kraftverk på samme radial
  - Asynkrongeneratorer
- 4. Hva blir gjort for å løse problemene?**
  - Begrensninger i produksjon
  - Endring av driftsmodus
  - Forsterkning av nett
  - Rekonfigurering av vern
  - Installering av utstyr for å bedre spenningsforhold (reaktor, kondensator, 1:1 trafo, Magtech, SVC, STATCOM)
- 5. Kunne problemene vært unngått med mer grundige analyser i planleggings- og prosjekteringsfasen?**
  - Erfaringer fra drift som har fått konsekvenser for planlegging
- 6. Hvordan er kommunikasjonen med produsentene?**
  - Sanntidsmålinger
  - Endre driftsmodus (AVR,  $\cos \phi$ )
  - Endring i produksjon
  - Arbeid i nettet
- 7. Hvilken driftsmodus er typisk for DG og hva bestemmer hvilken type regulering som benyttes?**
  - Spenningsregulering
  - $\cos \phi$
  - Var
- 8. Hvordan kontrolleres trinnkobleren i transformatorstasjon som har tilknyttet DG?**
  - Fast spenning på samleskinne
  - Lastkompensering
  - Trinnes ved behov

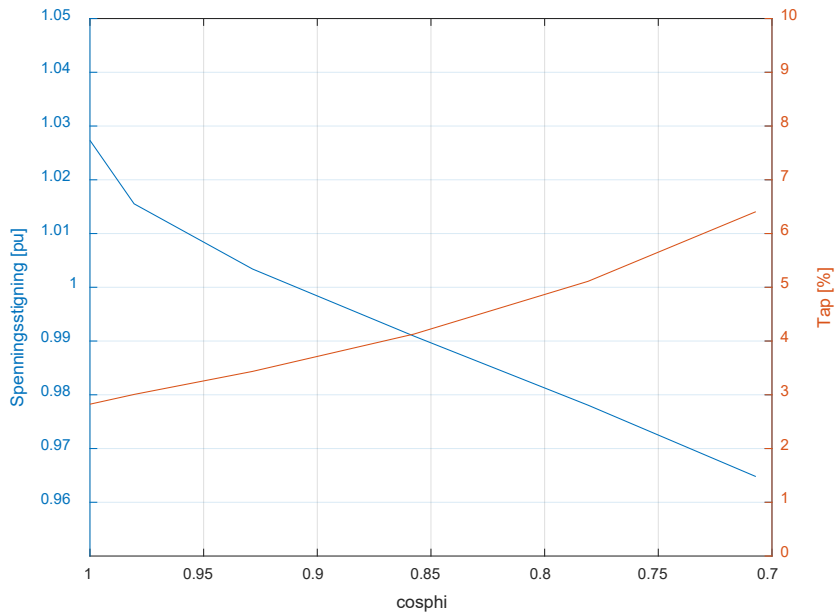
### **Del 3.1: Erfaring med plusskunder**

#### **9. Har dere opplevd noen utfordrende situasjoner med plusskunder?**

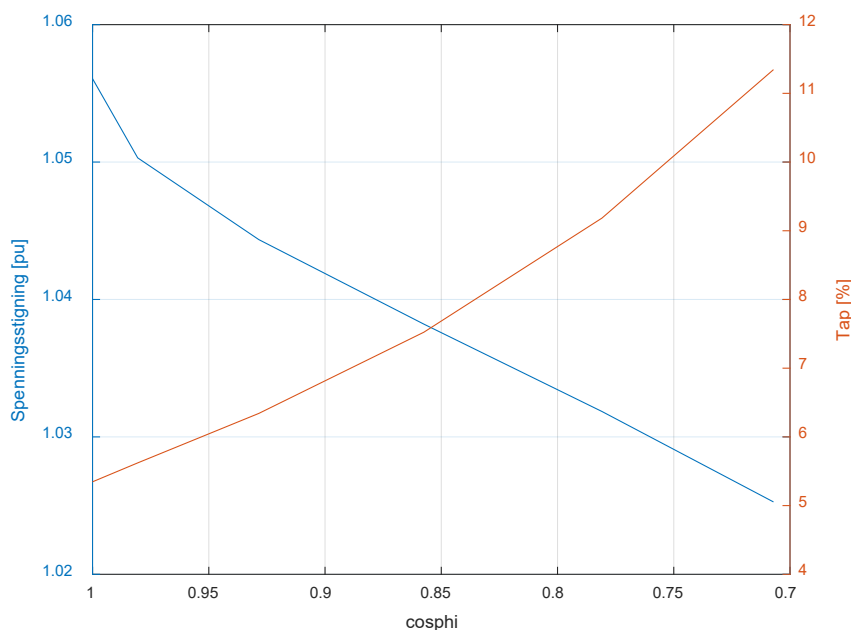
- Stasjonær overspenning
- Andre spenningskvalitetsrelaterte utfordringer
- Utfordringer mtp sikkerhet (ikke kontroll på om anlegget er spenningsløst når det skal arbeides i nettet ved plusskunden osv.)

## B Resultater fra beregninger av spenningsstigning og tap ved ulikt forbruk av reaktiv effekt i DG-enheter

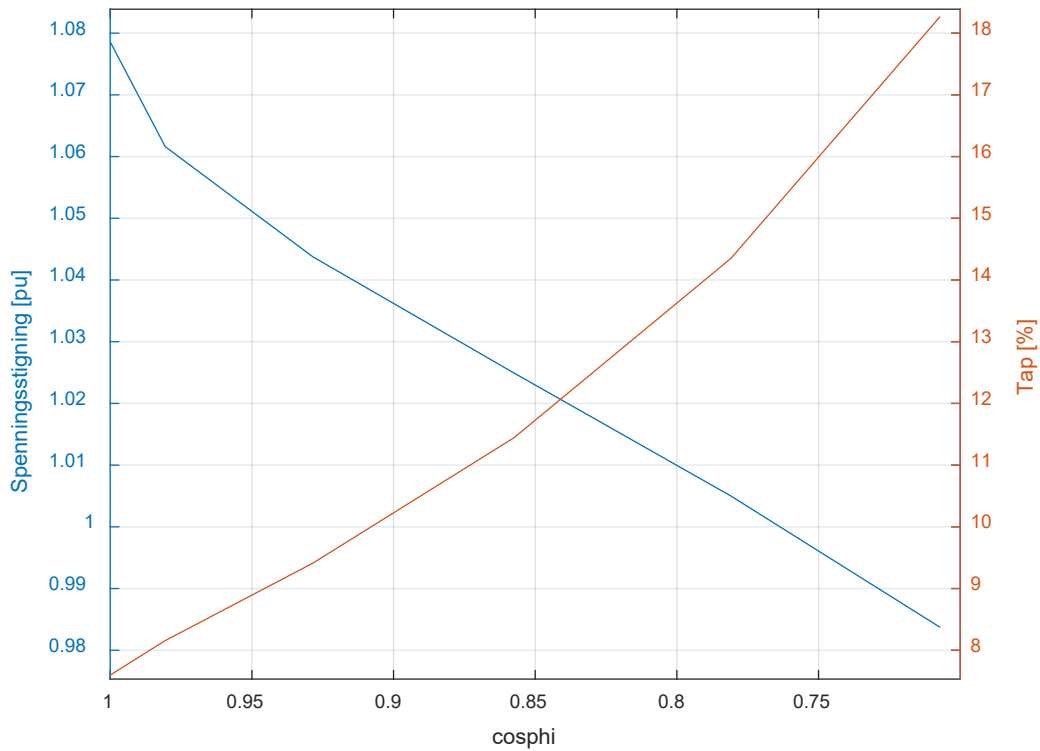
Figurene i dette vedlegget viser flere resultater av beregningene som ble presentert i kapittel 7. Alle figurene viser hvordan spenningsstigning i nettet og tap varierer når  $\cos\phi$  endres fra 1 til 0,707 ved full produksjon. Dette tilsvarer en endring i mengden reaktiv effekt en DG-enhet trekker fra 0 til 1 pu. Tap er variable tap i overliggende nett, transformator og høyspent distribusjonsnett mellom krafttransformatoren og DG-enheten.



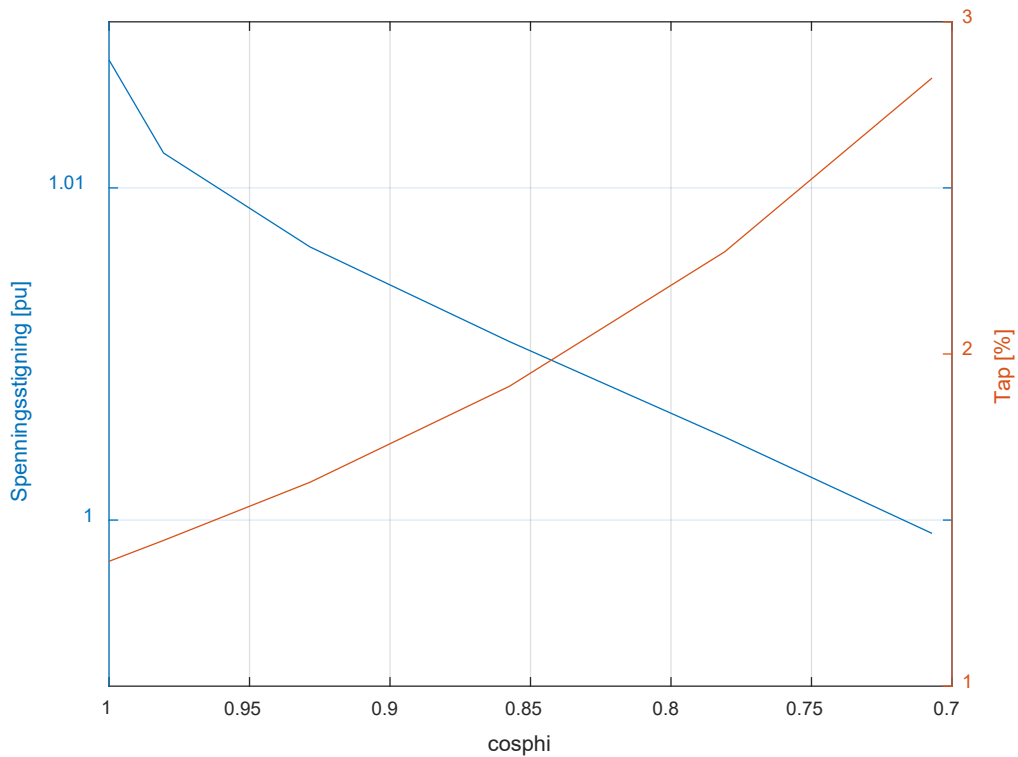
**Figur 22: Spenningsvariasjon når  $\cos\phi$  varierer.  $R/X = 0,5$  og  $S_k = 15$  pu.**



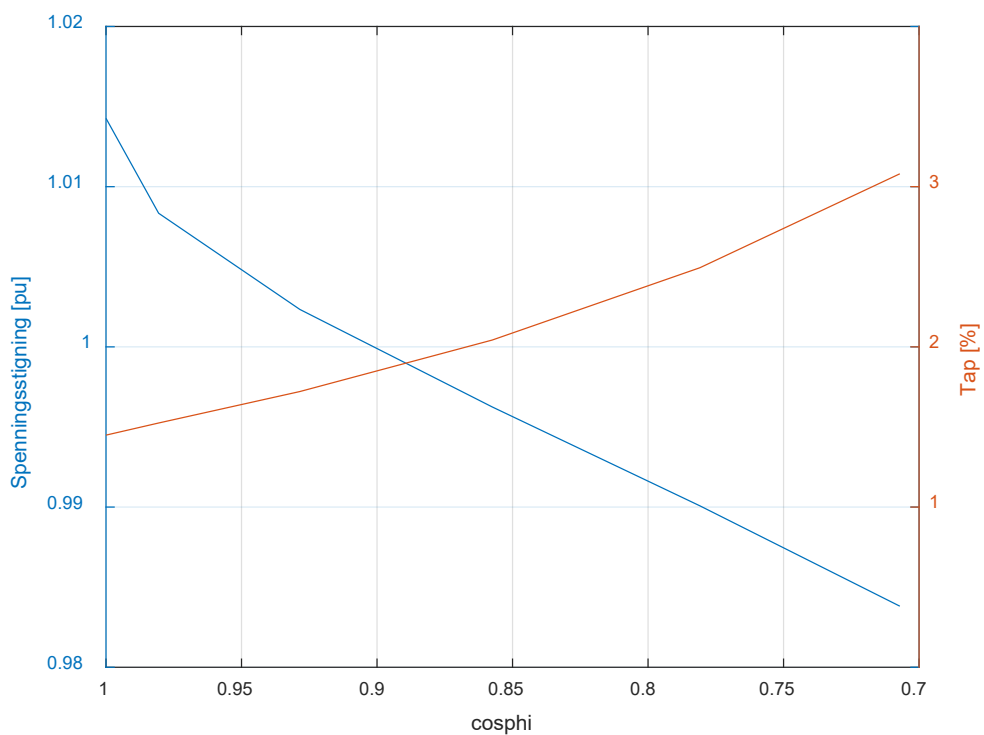
**Figur 23: Spenningsvariasjon når  $\cos\phi$  varierer.  $R/X = 2$  og  $S_k = 15$  pu.**



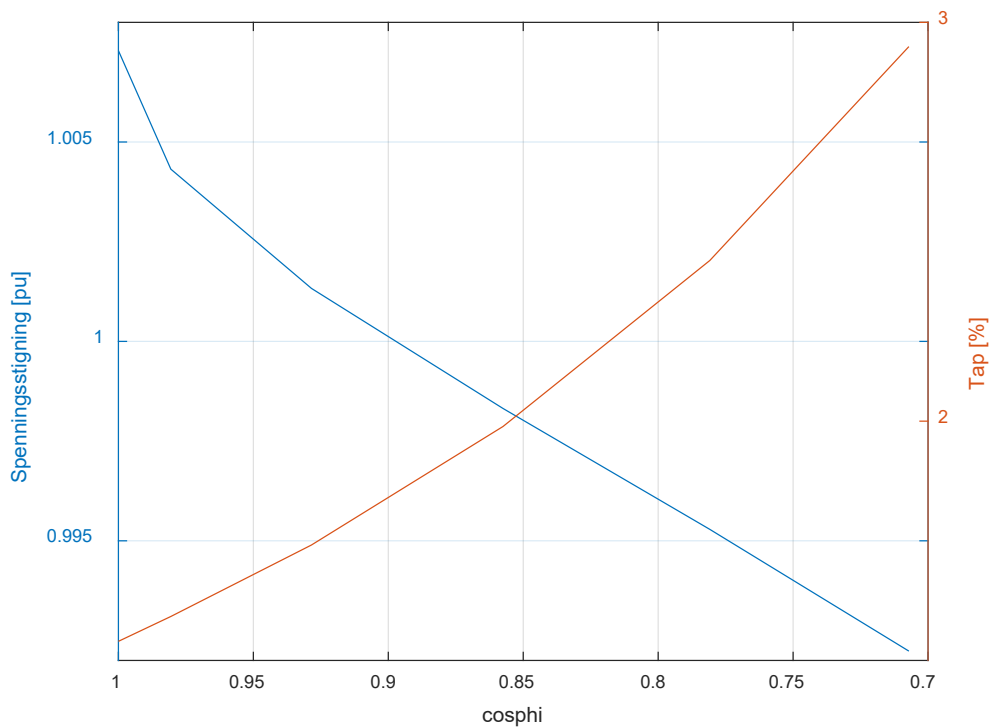
**Figur 24: Spenningsvariasjon når cosphi varieres. R/X = 1 og  $S_k = 8$  pu.**



**Figur 25: Spenningsvariasjon når cosphi varieres. R/X = 1 og  $S_k = 50$  pu.**



**Figur 26: Spenningsvariasjon når cosphi varieres. R/X = 0,5 og  $S_k = 30$  pu.**



**Figur 27: Spenningsvariasjon når cosphi varieres. R/X = 2 og  $S_k = 60$  pu.**





Teknologi for et bedre samfunn

[www.sintef.no](http://www.sintef.no)