

2017:00882 - Åpen

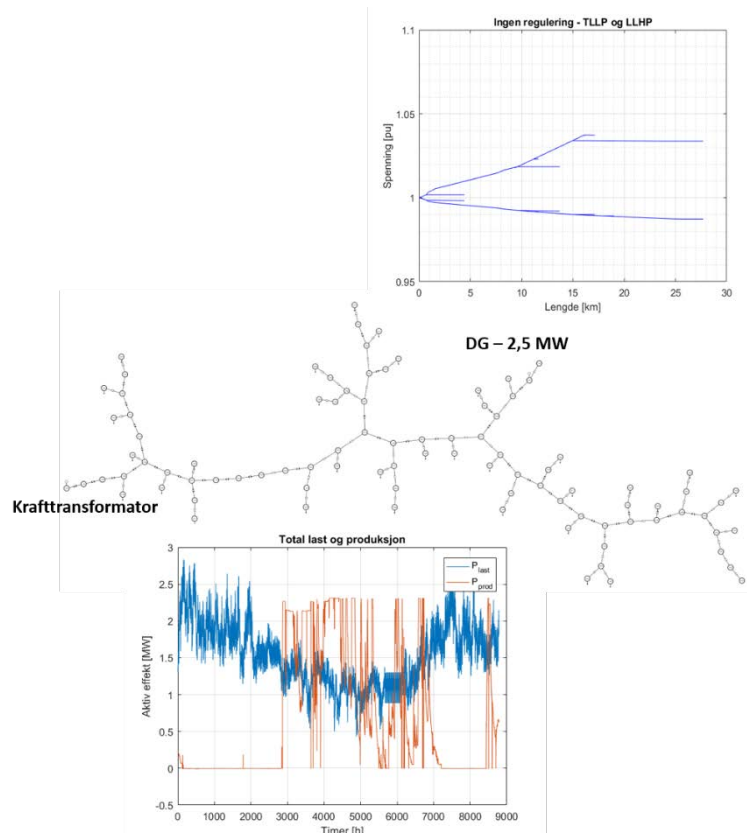
# Rapport

## Spenningsregulering i nett med distribuert produksjon

Innstilling av spenningsregulatorer i småkraftverk og krafttransformator

### Forfatter(e)

Bendik Nybakk Torsæter  
Magne Lorentzen Kolstad





SINTEF Energi AS

Postadresse:  
Postboks 4761 Torgarden  
7465 Trondheim  
Sentralbord: 73597200energy.research@sintef.no  
www.sintef.no/energi  
Foretaksregister:  
NO 939 350 675 MVA

# Rapport

## Spenningsregulering i nett med distribuert produksjon

Innstilling av spenningsregulatorer i småkraftverk og krafttransformator

**EMNEORD:**Distribuert produksjon  
Småkraft  
Krafttransformator  
Reguleringsmodus  
Reguleringsinnstilling  
Spenningsregulering  
Cos $\phi$ -regulering**VERSJON**

1.0

**DATO**

2017-12-22

**FORFATTER(E)**Bendik Nybakk Torsæter  
Magne Lorentzen Kolstad**OPPDRAGSGIVER(E)**

REN AS

**OPPDRAGSGIVERS REF.**

André Indrearne

**PROSJEKTNR**

502000645

**ANTALL SIDER**

67

**SAMMENDRAG**

Denne rapporten gir anbefalinger til innstilling av spenningsregulator i småkraftverk og trinnkobler i kraft- og fordelingstransformator. Disse anbefalingene skal først og fremst sikre at drift og tilknytning av henholdsvis eksisterende og nye småkraftverk i høyspent distribusjonsnett er driftsmessig forsvarlig. I tillegg skal de være med på å redusere kostnader både for kraftverkseier og nettselskap.

Rapporten beskriver grunnleggende teori om spenningsregulering i distribusjonsnett, samt hvilke muligheter som finnes i spenningsregulatorer som brukes i dag. Spenningsregulering i nett med distribuert produksjon illustreres gjennom simulering i fem caser med ulik nettutforming og last- og produksjonsprofil.

**UTARBEIDET AV**

Bendik Nybakk Torsæter

**SIGNATUR****KONTROLLERT AV**

Henning Taxt

**SIGNATUR****GODKJENT AV**

Knut Samdal

**SIGNATUR****RAPPORTNR**  
2017:00882**ISBN**  
978-82-14-06600-5**GRADERING**  
Åpen**GRADERING DENNE SIDE**  
Åpen

# Historikk

---

<b>VERSJON</b>	<b>DATO</b>	<b>VERSJONSBEKRIVELSE</b>
1.0	2017-12-22	Første versjon

# Innholdsfortegnelse

<b>1</b>	<b>Innledning</b> .....	<b>5</b>
1.1	Formål .....	5
1.2	Forutsetninger .....	5
<b>2</b>	<b>Spenningsvariasjon i høyspent distribusjonsnett</b> .....	<b>6</b>
2.1	Beregning av langsomme spenningsvariasjoner.....	6
2.2	Spenningsvariasjon i nett med DG.....	8
2.3	Spenningspåvirkning med reaktiv effekt fra DG-enhet(er).....	9
<b>3</b>	<b>Spenningsregulering i distribusjonsnettet</b> .....	<b>11</b>
3.1	Spenningsregulering i krafttransformator .....	11
3.1.1	Innstillingsmuligheter .....	11
3.1.2	Spenningsregulering med fast settpunkt for spenning .....	11
3.1.3	Spenningsregulering med lastkompensering .....	12
3.2	Spenningsregulering i småkraftverk .....	14
3.2.1	Spenningsregulering med fast settpunkt for spenning .....	14
3.2.2	Cos $\phi$ -regulering med fast settpunkt for cos $\phi$ .....	15
3.2.3	Utfordringer ved flere småkraftverk tilknyttet samme radial .....	15
3.2.4	Reaktiv lastkompensering.....	15
3.2.5	Reaktiv statikk.....	15
3.2.6	Produksjonsbegrensning .....	16
<b>4</b>	<b>Dagens praksis for spenningsregulering i nett med DG</b> .....	<b>17</b>
4.1	RENblad 3000.....	17
4.2	Spenningsregulator i småkraftverk.....	18
4.3	Trinnkoblerregulator i krafttransformator .....	18
<b>5</b>	<b>Optimal spenningsregulering i nett med DG</b> .....	<b>20</b>
5.1	Målsetning .....	20
5.2	Påvirkende faktorer .....	20
5.2.1	Spenningsvariasjon .....	20
5.2.2	Reaktiv effekt.....	20
5.2.3	Fleksibilitet.....	21
5.3	Stabilitet.....	21
<b>6</b>	<b>Simuleringsstudier av nett med DG</b> .....	<b>23</b>
6.1	Metode.....	23
6.1.1	Simuleringsprogram og nettutforming.....	23

6.1.2	Lastflytanalyse .....	23
6.1.3	Valg av optimal reguleringsmodus og settpunkt .....	24
6.2	Case 1 .....	24
6.2.1	Uten magnetiseringsbegrensning .....	26
6.2.2	Med overmagnetiseringsbegrensning .....	31
6.3	Case 2 .....	31
6.3.1	Uten magnetiseringsbegrensning .....	33
6.3.2	Med overmagnetiseringsbegrensning .....	37
6.4	Case 3 .....	37
6.4.1	Uten magnetiseringsbegrensning .....	39
6.4.2	Med overmagnetiseringsbegrensning .....	43
6.5	Case 4 .....	43
6.5.1	Uten magnetiseringsbegrensning .....	45
6.5.2	Med overmagnetiseringsbegrensning .....	49
6.6	Case 5 .....	49
6.6.1	Uten magnetiseringsbegrensning .....	51
6.6.2	Med overmagnetiseringsbegrensning .....	54
6.7	Diskusjon .....	54
6.7.1	Spenningsvariasjon mindre enn 5 % .....	54
6.7.2	Spenningsvariasjon større enn 5 % .....	55
6.7.3	Muligheter for forbedret spenningsregulering .....	56
<b>7</b>	<b>Anbefalinger for spenningsregulering i distribusjonsnett</b> .....	<b>57</b>
7.1	Krafttransformator .....	57
7.1.1	Settpunkt .....	57
7.1.2	Dødbånd .....	57
7.1.3	Tidsforsinkelser .....	57
7.1.4	Kompensering .....	57
7.2	Fordelingstransformator med automatisk trinnkobler .....	57
7.2.1	Settpunkt .....	57
7.2.2	Dødbånd .....	57
7.2.3	Tidsforsinkelse .....	58
7.3	DG-enhet(er) .....	58
7.3.1	Lastflytanalyse uten regulering .....	58
7.3.2	Spenningsvariasjon mindre enn 5 % .....	59
7.3.3	Spenningsvariasjon større enn 5 % .....	59
7.3.4	Overmagnetiseringsbegrensning med VAr-begrensning .....	64

## 1 Innledning

### 1.1 Formål

Formålet med denne rapporten er å gi anbefalinger til innstilling av spenningsregulator i småkraftverk og trinnkobler i kraft- og fordelingstransformator. Disse anbefalingene skal først og fremst sikre at drift og tilknytning av henholdsvis eksisterende og nye småkraftverk i høyspent distribusjonsnett er driftsmessig forsvarlig. I tillegg skal de være med på å redusere kostnader både for kraftverkseier og nettselskap.

### 1.2 Forutsetninger

Resultatene i denne rapporten bygger på et sett med forutsetninger. For det første er det forutsatt at grenseverdien for langsomme stasjonære spenningsvariasjoner i høyspent distribusjonsnett er 5 %, som beskrevet i REN-blad 3006. I tillegg til dette er det vanligvis et dødbånd på 2 % i overliggende krafttransformator, noe som i praksis betyr at det tillates langsomme spenningsvariasjoner på 7 % i tilknytningspunktet. Ved å stille enda strengere spenningsgrenser i tilknytningspunktet, ville det vært mulig å øke tilknytningskapasiteten ytterligere. Det er allikevel valgt å beholde de innarbeidede grenseverdiene, da disse vurderes som tilstrekkelige i dagens nett.

Resultatene fra denne rapporten danner grunnlaget for et nytt REN-blad, REN-blad 3009, som skal gi anbefalinger til spenningsregulering i nett med distribuert produksjon (DG). Mens REN-blad 3006 gir råd om nettanalyse for å sjekke om det er tilstrekkelig kapasitet i nettet for tilknytning av en ny DG-enhet, skal REN-blad 3009 gi råd om nettanalyse for å oppnå optimal regulering med hensyn til spenningsnivå, tap og økonomi.

Anbefalingene i denne rapporten er basert på et normalt koblingsbilde. Det vil si at de gitte anbefalingene ikke nødvendigvis vil være gjeldende for et endret koblingsbilde. En annen forutsetning er at anbefalingene skal være gjeldende for alle driftssituasjoner, og det skal altså ikke være nødvendig å endre reguleringsmetode i løpet av året.

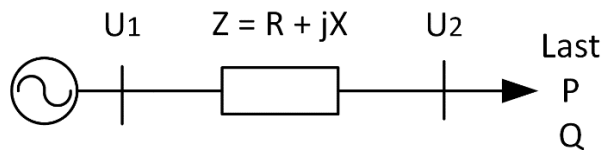
I rapporten legges det vekt på at alle anbefalinger til spenningsregulering i nett med DG skal være samfunnsmessig rasjonelle, og dermed være basert på en avveining mellom kostnad for kraftverkseier og besparelser for netteier.

## 2 Spenningsvariasjon i høyspent distribusjonsnett

I Norge er spenningsnivået i høyspent distribusjonsnett vanligvis 11 kV eller 22 kV. Høyspent distribusjonsnett drives for det meste som radielle nett, dvs. at det vanligvis ikke finnes parallelle forbindelser. Distribusjonsnettet er i utgangspunktet dimensjonert for sentral produksjon og lokal last, noe som betyr at nettet er dimensjonert for nedstrøms spenningsfall. Spenningsregulering i distribusjonsnettet er derfor også i hovedsak utviklet for nedstrøms lastflyt. Med økt utbygging og tilknytning av småkraft i høyspent distribusjonsnett kommer et økt behov for spenningsregulering som tar hensyn til lastflytens retning, slik at spenningsnivået holder seg innenfor gitte krav.

### 2.1 Beregning av langsomme spenningsvariasjoner

Det er vanlig praksis at grenseverdien for langsomme spenningsvariasjoner i høyspent distribusjonsnett settes til 5 % av nominell spenning. Dersom man tar hensyn til dødbåndet i trinnkobleren i overliggende krafttransformator på 2 %, blir tillatt spenningsvariasjon i praksis  $\pm 7\%$  av nominell spenning. Hvor store spenningsvariasjoner man ser i ulike områder av det høyspente distribusjonsnettet avhenger av nettets utforming og impedans ( $Z = R + jX$ ), effektflyten på linjen ( $S = P + jQ$ ) samt spenningsnivået ( $U$ ). Et enlinjeskjema for en høyspentradial i distribusjonsnettet er vist i Figur 2.1.



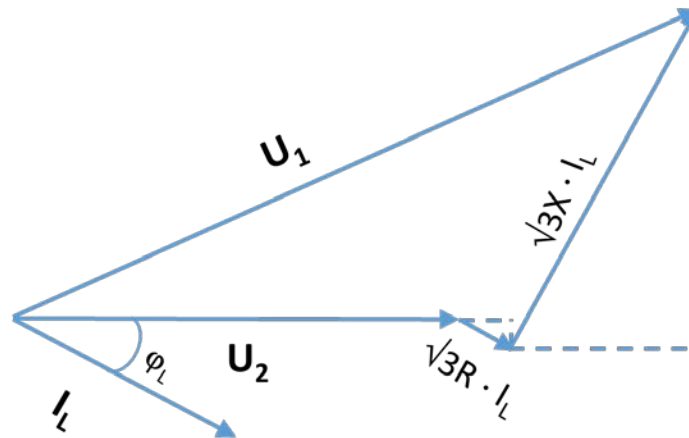
**Figur 2.1: Enlinjeskjema for en høyspentradial i distribusjonsnettet**

Spenningsvariasjonen på linjen ( $\Delta U = U_1 - U_2$ ) i Figur 2.1 kan beskrives ved hjelp av ligning (2.1).

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot (R + jX) \cdot I \quad (2.1)$$

Sammenhengen mellom  $U_1$  og  $U_2$ , samt spenningsvariasjonen  $\Delta U$ , er vist for en gitt laststrøm og nettimpedans i Figur 2.2.





**Figur 2.2: Spenningsvariasjon på linjen ved en gitt laststrøm og nettimpedans**

Laststrømmen  $I$  kan uttrykkes som gitt i ligning (2.2).

$$I = \frac{S^*}{\sqrt{3} \cdot U_2^*} = \frac{P - jQ}{\sqrt{3} \cdot U_2^*} \quad (2.2)$$

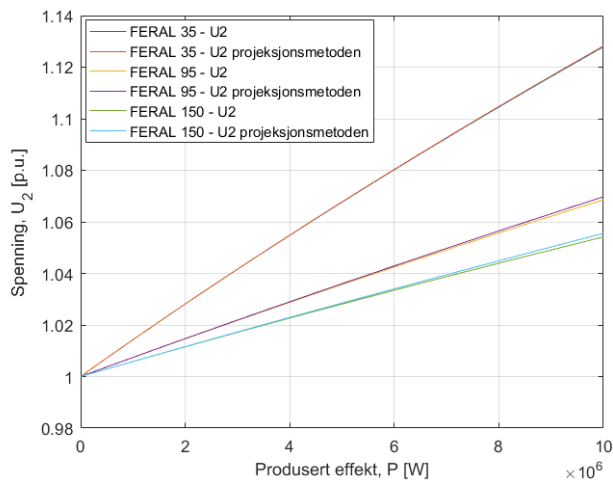
Ved hjelp av ligning (2.1) og ligning (2.2), kan spenningsfallet uttrykkes som gitt i ligning (2.3).

$$\Delta U = \frac{1}{U_2^*} ((RP + XQ) + j(XP - RQ)) \quad (2.3)$$

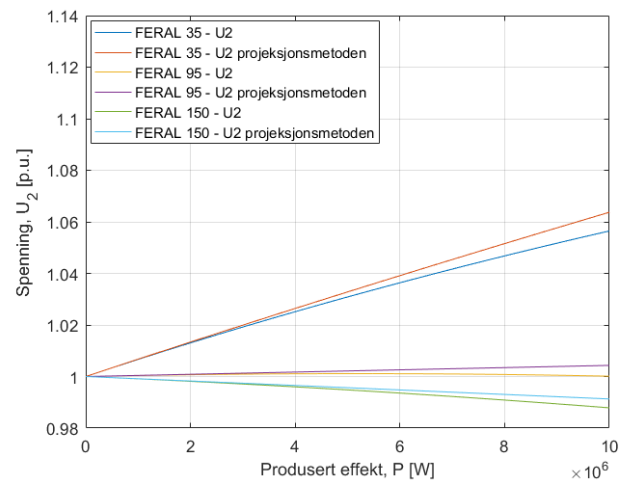
Positiv  $P$  og  $Q$  betegner forbruk av henholdsvis aktiv og reaktiv effekt. Dersom både  $P$  og  $Q$  har samme fortegn, vil den imaginære delen av spenningsvariasjonen bli liten sammenlignet med den reelle delen, ettersom de to leddene i den imaginære delen vil ha motsatte fortegn. Hvis dette er tilfelle, vil den imaginære delen kunne neglisjeres uten at dette påvirker størrelsen på spenningsfallet nevneverdig. Denne tilnærmingen gjør at spenningsvariasjonen kan uttrykkes som gitt i ligning (2.4), gjerne kalt projeksjonsmetoden.

$$\Delta U = \frac{R}{U_2^*} \cdot P + \frac{X}{U_2^*} \cdot Q \quad (2.4)$$

Gyldighetsområdet til projeksjonsmetoden kan finnes ved å plote spenningsvariasjonen ved bruk av ligning (2.3) og ligning (2.4) i én og samme figur. Figur 2.3 viser spenningsstigningen på linjen regnet ut med de to ligningene ved netto produksjon av både  $P$  og  $Q$  (samme fortegn) og  $\cos\phi = 0,9$ . Figur 2.4 viser spenningsvariasjonen ved produksjon av  $P$  og forbruk av  $Q$  (motsatte fortegn), fortsatt for  $\cos\phi = 0,9$ . Spenningsvariasjonene er regnet ut for en 10 km lang luftlinje bestående av henholdsvis FERAL 35, FERAL 95 og FERAL 150.



**Figur 2.3: Spenningsvariasjon med  $\cos\phi = 0,9$  – Produksjon av både P og Q**

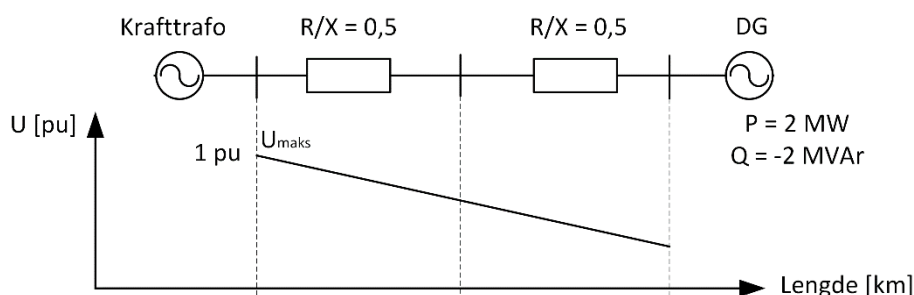


**Figur 2.4: Spenningsvariasjon med  $\cos\phi = 0,9$  – Produksjon av P og forbruk av Q**

Dette viser at den forenklede projesjonsmetoden er mer nøyaktig dersom aktiv og reaktiv effekt har samme fortegn. I tillegg er det tydelig at projesjonsmetoden blir mindre nøyaktig når aktiv effekt (produksjon) øker, noe som betyr at gyldigheten til den forenklede metoden reduseres for økt produksjon i kraftverket.

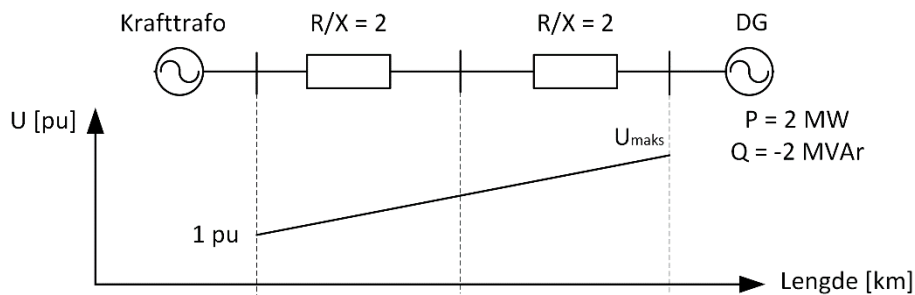
## 2.2 Spenningsvariasjon i nett med DG

Spenningsvariasjoner i distribusjonsnett med distribuert produksjon vil være avhengig av last- og produksjonsprofil, samt nettets utforming. For å vise dette, er det benyttet forenklede eksempler med ulike nettutforminger. Eksempelnettet er et system som kun inneholder en krafttransformator (svingbus) og et småkraftverk. Småkraftverket har en maksimal produksjon av aktiv effekt på  $P = 2$  MW, og det har mulighet til å regulere (reduere) spenningsnivået ved å trekke reaktiv effekt opptil  $Q = -2$  MVar. I det første eksemplet består nettet kun av luftlinje, som vanligvis har en lav R/X-rate, og R/X-raten er derfor for enkelhets skyld satt til å være  $R/X = 0,5$  langs hele linjen. Spenningsvariasjonen langs linjen vil ved  $P = 2$  MW og  $Q = -2$  MVar bli som vist i Figur 2.5.



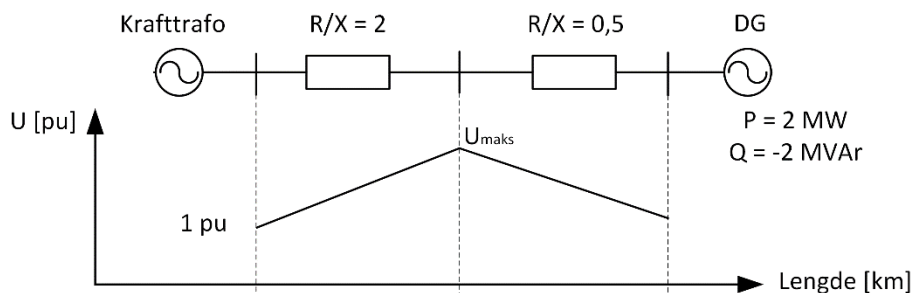
**Figur 2.5: Spenningsvariasjon i luftnett**

Selv om småkraftverket har en aktiv produksjon på 2 MW, vil spenningsreguleringen med reaktiv effekt på -2 MVar medføre at spenningsnivået allikevel synker langs linjen. Årsaken til dette er at nettet er reaktivt. Dersom nettet heller består kun av kabelnett, vil R/X-raten i nettet være mye høyere. Det velges i dette eksemplet å bruke  $R/X = 2$ . Med et nett som kun består av kabelnett, vil spenningsnivået langs linjen ved  $P = 2$  MW og  $Q = -2$  MVar bli som vist i Figur 2.6.



**Figur 2.6: Spenningsvariasjon i kabelnett**

Med et resistivt nett vil det altså kun være spenningsstigning, ettersom det er den aktive effektflyten som vil ha størst innvirkning på spenningsnivået. Dette betyr at dersom nettet består av både kabel- og luftnett, vil spenningsstigning og -fall variere langs linjen. Dermed vil ikke nødvendigvis det høyeste spenningsnivået være i tilknytningspunktet til småkraftverket, gitt at det regulerer spenningsnivået med reaktiv effekt. Dette er vist i de neste eksemplet, hvor første halvdel av nettet er kabelnett ( $R/X = 2$ ) og neste halvdel av nettet er luftnett ( $R/X = 0,5$ ). Spenningsnivået langs linjen ved  $P = 2$  MW og  $Q = -2$  MVar bli som vist i Figur 2.7.



**Figur 2.7: Spenningsvariasjon i nett med både luftlinje og kabel**

I dette tilfellet er høyeste spenningsnivå midt på radialen, pga. nettets utforming. Spenningsvariasjonene i nettet, samt muligheten for spenningsregulering med reaktiv effekt, vil altså i stor grad avhenge av nettets utforming.

Dette er et veldig forenklet eksempel, men det viser allikevel hvilke undersøkelser og vurderinger som bør gjøres i nett med distribuert produksjon. Eksempler basert på lastflytanalyser i reelle nettutforminger vil bli presentert i kapittel 6.

## 2.3 Spenningspåvirkning med reaktiv effekt fra DG-enhet(er)

DG-enheter i distribusjonsnettet vil ha ulik påvirkning på spenningsnivået avhengig av størrelsen på kraftverket, hvor kraftverket er plassert i nettet (resistans og reaktans), samt hvor stor reaktiv effekt kraftverket kan trekke. For å undersøke hvor stor spenningspåvirkning med reaktiv effekt DG-enheter har, må man se på hvor stor spenningsreduksjon hver av DG-enhetene kan bidra med ved maks forbruk av reaktiv effekt. Dette kan forenklet regnes ut som vist i ligning (2.5), der  $\Delta U_x$  betegner spenningsfall som følge av forbruk av reaktiv effekt.  $X$  betegner reaktansen fra sekundærsiden av nærmeste overliggende krafttransformator og frem til DG-enhetens tilknytningspunkt, og  $Q_{max}$  betegner maks forbruk av reaktiv effekt i DG-enheten.  $U_n$  og  $U_2$  betegner henholdsvis nominell spenning og spenningen i tilknytningspunktet til DG-enheten. Ligningen er basert på ligning (2.4), hvor projeksjonsmetoden er benyttet.

$$\Delta U_x = \frac{X \cdot Q_{max}}{U_n \cdot U_2^*} \quad (2.5)$$

Ved å beregne  $\Delta U_x$  vil man kunne avgjøre hvor stor spenningspåvirkning med reaktiv effekt en DG-enhet har, og dette vil ha innvirkning på hvilken reguleringsmodus DG-enheten bør stå i. Spenningsreduksjonen  $\Delta U_x$  må sees i sammenheng med hvor stor spenningsøkning DG-enheten forårsaker ved maks produksjon av aktiv effekt. Denne spenningsøkningen kan forenklet regnes ut som vist i ligning (2.6), hvor  $\Delta U_r$  betegner spenningsøkning som følge av produksjon av aktiv effekt.  $R$  betegner resistansen fra sekundærsiden av nærmeste overliggende krafttransformator og frem til DG-enhetens tilknytningspunkt, og  $P_{max}$  betegner maks produksjon av aktiv effekt i DG-enheten.

$$\Delta U_r = \frac{R \cdot P_{max}}{U_n \cdot U_2^*} \quad (2.6)$$

### 3 Spenningsregulering i distribusjonsnettet

Spenningsnivået i distribusjonsnettet reguleres hovedsakelig ved hjelp av en spenningsregulator i krafttransformator. Det finnes ulike reguleringsmoduser for styring av trinnkobleren i krafttransformatoren, og valg av reguleringsmodus er ofte tilpasset nettets utforming. De siste årene har det vært en økning av antallet småkraftverk og annen distribuert produksjon som tilknyttes distribusjonsnettet. Tilknytning av distribuert produksjon kan forårsake spenningsutfordringer som ikke nødvendigvis kan håndteres av spenningsregulatoren i krafttransformator. Ved tilknytning av småkraft til det høyspente distribusjonsnettet er det derfor krav om at det skal installeres egen spenningsregulator, for å unngå at spenningsnivået blir for høyt i perioder med høy produksjon og lett last. Dette kapitlet gir en kort innføring i tilgjengelige former for spenningsregulering i krafttransformator og småkraftverk.

#### 3.1 Spenningsregulering i krafttransformator

Regulering av spenningsnivået på sekundærsiden av krafttransformator gjøres gjerne med en spenningsregulator med trinnkobler. Ettersom det kan være store spenningsvariasjoner i overliggende nett, er hovedformålet med spenningsregulatoren i krafttransformator å sikre et stabilt spenningsnivå i distribusjonsnettet uavhengig av disse spenningsvariasjonene. Det benyttes i dag hovedsakelig to typer spenningsregulatorer i krafttransformator; fast settpunkt for spenning og lastkompensering.

##### 3.1.1 Innstillingsmuligheter

Hvilke innstillingsmuligheter spenningsregulatoren som styrer trinnkobleren til krafttransformatoren har vil variere mellom ulike modeller, men hovedfunksjonaliteten vil være lik. De viktigste innstillingsmulighetene vil være:

- **Settpunkt for spenning:** Ønsket spenningsnivå på sekundærsiden av transformatoren.
- **Dødbånd:** Spenningstoleransen på sekundærsiden av transformatoren før spenningsregulatoren reagerer.
- **Tidsforsinkelse før trinning:** Tiden spenningen må være utenfor dødbåndet før trinnkobleren utfører en kobling.
- **Lastkompensering:** Regulatoren kompensere for spenningsfallet i linjen (se avsnitt 3.1.3)
- **Reguleringsmodus:** Auto – trinnkobleren reguleres automatisk, eller *manuell* – trinning foretas manuelt.

Ofte er det mulig å stille inn tidsforsinkelse før trinning som en funksjon av avviket mellom målt spenning og settpunktet ved hjelp av en såkalt integral tidsrespons. Regulatoren vil da reagere hurtigere på store spenningsvariasjoner enn på mindre variasjoner. Det er også vanlig å kunne stille inn en hurtigere tidsforsinkelse ved kobling nummer to, i tilfeller hvor det er nødvendig med mer enn en trinnkobling for å få spenningen innenfor det fastsatte dødbåndet.

##### 3.1.2 Spenningsregulering med fast settpunkt for spenning

Spenningsregulatoren i krafttransformator er normalt innstilt på et fast settpunkt for spenning på sekundærsiden, f.eks. 22 kV, og trinning av transformatoren vil dermed sørge for at spenningsnivået ligger i ønsket område. Spenningsregulatoren har et dødbånd, som vanligvis er omtrent 2 % av nominell spenning. Så lenge spenningen ligger innenfor dødbåndet, vil ikke spenningsregulatoren foreta seg noe. Men dersom spenningsnivået beveger seg utenfor øvre eller nedre grenseverdi i dødbåndet, vil spenningsregulatoren etter en gitt tidsforsinkelse foreta en trinnkobling. Dersom spenningsnivået beveger seg tilbake innenfor dødbåndet i løpet av tidsforsinkelse, vil det ikke foretas noen trinnkobling. Formålet med denne tidsforsinkelsen er altså å unngå unødvendig trinning av krafttransformator. Spenningsregulering med fast settpunkt for spenning på

sekundærsiden av krafttransformator fungerer godt dersom formålet kun er å dempe spenningsvariasjoner fra overliggende nett.

### 3.1.3 Spenningsregulering med lastkompensering

I svake distribusjonsnett, eller på lange linjer der mye av lasten er tilknyttet enden av radialen, vil det kunne være store spenningsvariasjoner på linjen. I slike tilfeller vil det ofte være ønskelig å kunne regulere spenningsnivået i et punkt lenger ute i nettet, og ikke på sekundærsiden av krafttransformator. Noen spenningsregulatorer er derfor utstyrt med *lastkompensering*. Spenningsregulatorer med lastkompensering regulerer spenningsnivået lenger ut i distribusjonsnettet, f.eks. til 22 kV, ved å ta høyde for hvilken effekt som flyter på linjen. Virkemåten til lastkompenseringen er at den estimerer spenningsnivået i et gitt punkt i nettet basert på effektflyten/strømmen ( $I_{m\ddot{a}lt}$ ) gjennom transformatoren, eventuelt effektflyten/strømmen i kritiske punkter i nettet, samt impedansen ( $R + jX$ ) fra regulatoren og frem til det aktuelle punktet. På denne måten kan linjespenningsnivået på sekundærsiden av krafttransformator ( $U_{trafo}$ ) reguleres slik at linjespenningen i det aktuelle punktet i nettet blir som ønsket ( $U_{settpunkt}$ ), se ligning (3.1).

$$U_{trafo} = U_{settpunkt} + \sqrt{3} \cdot (R + jX) \cdot I_{m\ddot{a}lt} \quad (3.1)$$

I noen tilfeller vil reaktansen kunne neglisjeres, f.eks. i nett med lav reaktiv effektflyt. Spenningsregulatorer med lastkompensering har ellers samme virkemåte som spenningsregulatorer med fast settpunkt for spenning.

#### Utfordringer ved bruk av lastkompensering

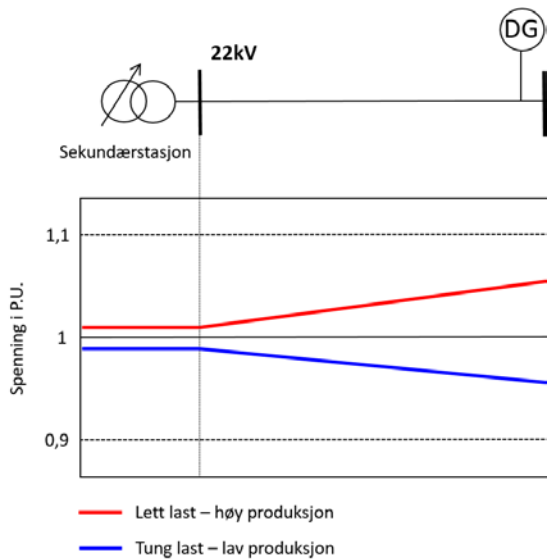
Spenningsregulator med lastkompensering vil fungere godt i distribusjonsnett som har avganger med lignende spenningsprofil, ettersom en endring i last vil gi lignende endring i spenningsnivå på de ulike avgangene. Dersom distribusjonsnettet derimot har avganger med ulike spenningsprofiler, vil lastkompensering kunne føre til at spenningen vil avvike fra ønsket nivå på én eller flere av avgangene. Dette fordi lastkompenseringen ofte vil forholde seg til spenningsnivået på en bestemt avgang eller i et gitt punkt (basert på ligning (3.1)). Dette problemet kan forverres dersom det er tilknyttet småkraftverk eller annen distribuert produksjon på én (eller flere) av avgangene. Hvis dette ikke er tatt høyde for i regulatoren, kan lastkompenseringen medføre at spenningsnivået på avgangen(e) med distribuert produksjon blir betydelig høyere enn ønskelig i perioder med høy produksjon. Gitt at lasten på alle de andre avgangene er høy, vil regulatoren øke spenningen i krafttransformatoren for å kompensere for den høye lasten. Dette vil i så fall føre til at spenningsnivået på radialen med distribuert produksjon også øker, selv om spenningsnivået på denne radialen kan ha vært høyt i utgangspunktet. Dette er vist i Figur 3.1 og Figur 3.2, hvor spenningsprofilen på avgang B er den samme i begge tilfellene, men i tilfelle 2 (Figur 3.2) vil regulatoren trinne ned spenningen på sekundærstasjonen.



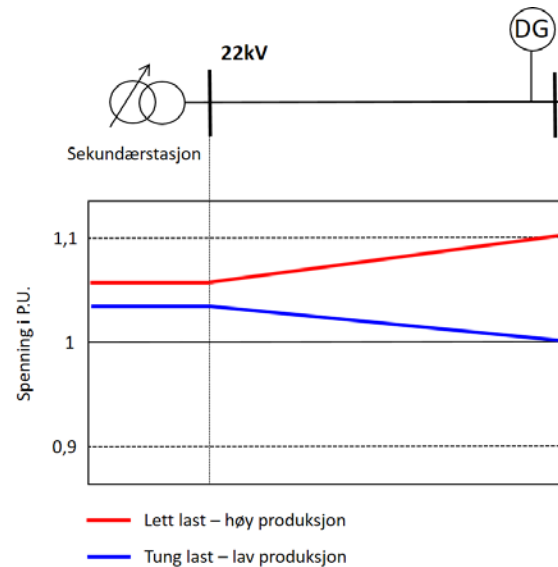
**Figur 3.1: Avganger med ulik spenningsprofil (1)    Figur 3.2: Avganger med ulik spenningsprofil (2)**

Distribuert produksjon tilknyttet distribusjonsnettet kan også føre til andre utfordringer ved bruk av lastkompensering i krafttransformator. I perioder med lett last og høy produksjon, kan effektflyten gjennom krafttransformator bli snudd. Effekten vil altså kunne flyte oppstrøms i distribusjonsnettet, og det vil være spenningsstigning nedstrøms i nettet. Dersom lastkompenseringen ikke er retningsbestemt, dvs. at den kun

måler absoluttverdien til strømmen som flyter gjennom krafttransformator, vil spenningsregulatoren mistolke situasjonen. Spenningsregulatoren vil da øke spenningen på sekundærsiden av krafttransformatoren, ettersom den basert på strømmen ser et "forbruk" i nettet. Lastkompensering vil dermed kunne gi en uønsket spenningsøkning som forverrer situasjonen. Hvordan ikke-retningsbestemt lastkompensering i nett med DG kan føre til en ytterligere økt spenning er vist i Figur 3.3 og Figur 3.4. Det er derfor viktig å benytte retningsbestemt lastkompensering i nett med distribuert produksjon.

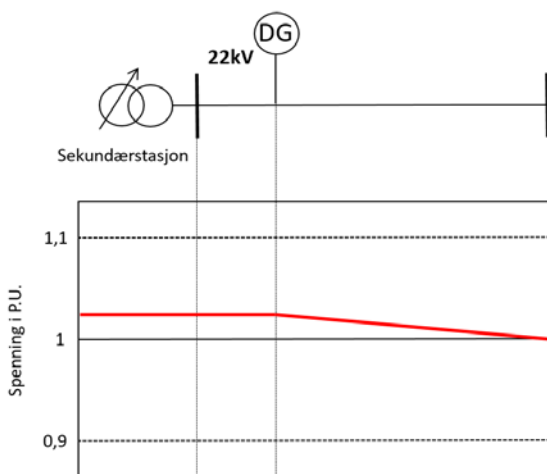


**Figur 3.3: Uten lastkompensering**

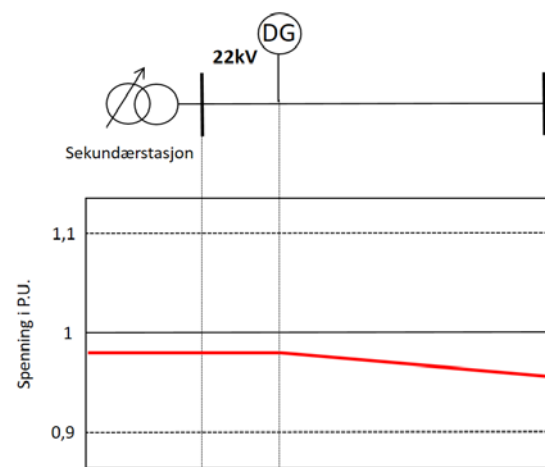


**Figur 3.4: Ikke-retningsbestemt lastkompensering**

En tredje utfordring med lastkompensering i nett med DG er at regulatoren på sekundærstasjonen kan bli lurt av DG-enheter som er tilknyttet i nærheten av transformatoren. Et eksempel på dette er vist i Figur 3.5 og Figur 3.6. Produksjonen i DG-enheten gir i dette tilfellet ingen spenningsøkning på linjen, ettersom den er tilknyttet nær sekundærstasjonen (Figur 3.5). I regulatoren på sekundærstasjonen, som har lastkompensering, vil det registreres en redusert last (reduisert strøm) pga. produksjonen i DG-enheten, og regulatoren vil dermed trinne ned spenningen (Figur 3.6). Årsaken til at transformatoren nå ser en mindre last er at DG-enheten forsyner en del av lasten, og lastkompenseringen gir altså en respons som ikke er ideell.

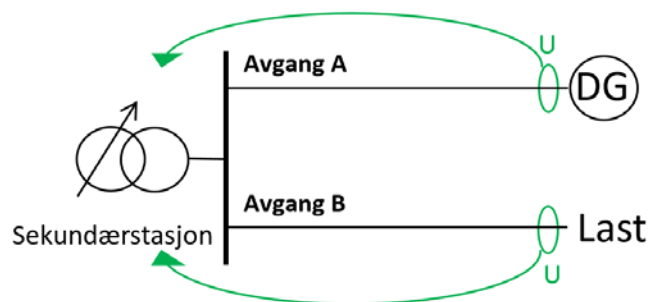


**Figur 3.5: Før trinning i sekundærstasjon**



**Figur 3.6: Etter trinning i sekundærstasjon**

I distribusjonsnettene kan det være noen områder som sliter spesielt mye med spenningsvariasjoner. I slike tilfeller kan det være nødvendig å installere spenningsmålere i de kritiske punktene. På denne måten kan spenningsregulatoren tilpasse spenningsnivået på sekundærsiden av krafttransformatoren slik at spenningsnivået i de kritiske nodene overholdes. Dette vil gi bedre oversikt over tilstanden til netter, samt høyere reguleringssevne, men det vil selvsagt være en dyrere løsning å implementere enn tradisjonelle løsninger. Et eksempel på hvordan dette kan gjøres er vist i Figur 3.7.



**Figur 3.7: Spenningsregulering basert på målinger i kritiske noder**

## 3.2 Spenningsregulering i småkraftverk

Det benyttes i dag hovedsakelig to ulike former for spenningsregulering i småkraftverk; spenningsregulering med fast settpunkt for spenning og  $\cos\phi$ -regulering med fast settpunkt for  $\cos\phi$ . Disse to formene for spenningsregulering forklares kort i de følgende delkapitlene.

### 3.2.1 Spenningsregulering med fast settpunkt for spenning

Mange småkraftverk benytter i dag *spenningsregulering med fast settpunkt for spenning*. Da reguleres spenningsnivået ved at generatoren regulerer produksjon eller forbruk av reaktiv effekt. Regulatoren kan stilles inn slik at den regulerer spenningsnivået til et fast settpunkt enten i tilknytningspunktet til kraftverket eller på klemmene til generatoren, og dette må derfor spesifiseres av nettselskapet. I vedlegg 3 av tilknytnings- og nettleieavtalen, RENblad 0303, stilles det et minimumskrav om at en småkraftgenerator skal ha et effektfaktorband på  $-0,33 < \tan\phi < 0,48$ . Dette tilsvarer en  $\cos\phi$  i området  $0,95 - 1$  når generatoren forbruker reaktiv effekt, og mellom  $0,9 - 1$  når den produserer reaktiv effekt.

Hvorvidt reguleringsmodus med fast settpunkt for spenning er i stand til å regulere spenningsnivået som ønsket, vil avhenge av flere faktorer. For det første vil småkraftverkets påvirkning på spenningen være avhengig av hvor på radialen det er tilknyttet. Dersom småkraftverket er tilknyttet i et område med høy nettstyrke, vil ikke regulatorens påvirkning være spesielt stor. Det samme gjelder dersom nettet er resistivt ( $R/X$ -rate høyere enn 1), ettersom endring av reaktiv effekt i dette tilfellet ikke vil gi like god spenningsregulering som endring av aktiv effekt. For det tredje vil ikke denne typen spenningsregulering være hensiktsmessig dersom småkraftverkets (generatorens) produksjon er neglisjerbar sammenlignet med effektflyten på nettet. Dette ble diskutert i kapittel 2.3.

Dersom et småkraftverk benytter spenningsregulering med fast spenning når dette ikke er hensiktsmessig, vil dette kunne medføre ulemper for nettet som helhet. I noen tilfeller vil generatoren forbruke eller produsere maksimalt med reaktiv effekt for å forsøke å holde spenningsnivået på settpunktet, uten å klare dette. Dette vil kunne medføre en økning i reaktiv effektflyt og strømflyt i nettet, som vil kunne medføre at de totale tapene i nettet øker uten at spenningsnivået påvirkes. I andre tilfeller vil spenningsregulering med fast



settpunkt for spenning kunne gi god spenningsregulering, men også her vil det være ønskelig å begrense reaktiv effektflyt for å redusere totale tap i nettet.

### 3.2.2 Cos $\phi$ -regulering med fast settpunkt for cos $\phi$

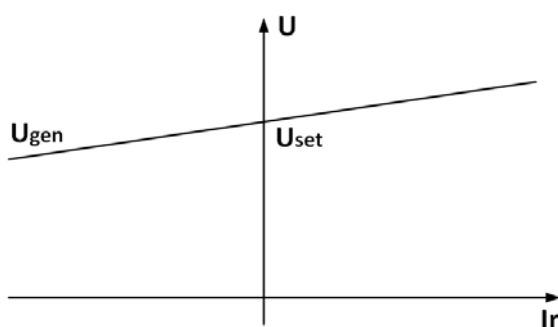
Et alternativ til å benytte spenningsregulering med fast settpunkt for spenning er å benytte *cos $\phi$ -regulering*. I denne reguleringsmodusen velges det et settpunkt for cos $\phi$ , og reaktiv effekt som leveres eller forbrukes i generatoren vil dermed variere for å oppnå ønsket cos $\phi$  ved en gitt aktiv produksjon. I tilfeller der småkraftverkets reaktive produksjon har liten innvirkning på spenningsnivået i nettet, vil det kunne være naturlig å operere med cos $\phi = 1$ . I andre tilfeller vil det kunne være naturlig å operere med en cos $\phi$  ned mot 0,95 eller 0,90. Cos $\phi$ -regulatoren implementeres ofte som en ekstra kontrollsløye på utsiden av spenningsregulatoren.

### 3.2.3 utfordringer ved flere småkraftverk tilknyttet samme radial

I tilfeller hvor flere småkraftverk er tilknyttet samme radial, vil valget av reguleringsmodus for spenning i de ulike småkraftverkene være noe mer utfordrende. Dersom kun ett småkraftverk er tilknyttet radialen, vil reguleringsmodus kunne velges basert på om småkraftverket har stor påvirkning på spenningsnivået eller ikke, og deretter velge den mest egnede reguleringsmodusen. Med flere småkraftverk på samme radial vil derimot valget av reguleringsmodus kunne avhenge av flere andre faktorer. Dette vil bli diskutert nærmere i kapittel 6 og 7.

### 3.2.4 Reaktiv lastkompensering

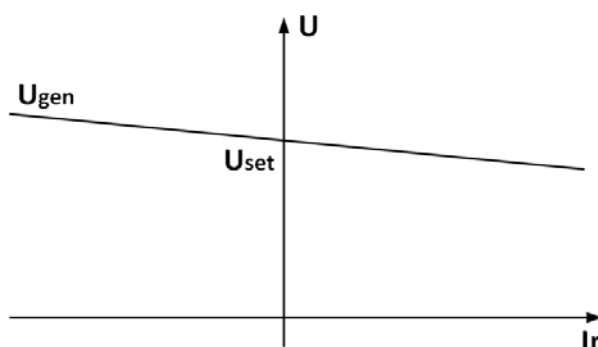
I mange tilfeller tilknyttes DG-enheter høyspent distribusjonsnett via linjer som eies av kraftverkseier. I slike tilfeller vil DG-enhetens tilknytningspunkt kunne ligge et stykke unna generatoren. For å kompensere for spenningsfall mellom generator og tilknytningspunkt, kan *reaktiv lastkompensering* benyttes. Reaktiv lastkompensering tar høyde for spenningsfall i transformator og linjer frem til tilknytningspunktet, og regulerer settpunktet for spenning basert på størrelsen på den reaktive strømmen. Med økt produksjon av reaktiv effekt i generatoren (økt  $I_r$  – imaginær del av strømmen) vil altså spenningsregulatoren øke settpunktet, slik at det tas høyde for spenningsfall som følge av reaktiv strøm. Dette er vist i Figur 3.8.



**Figur 3.8: Funksjonsmåte for reaktiv lastkompensering**

### 3.2.5 Reaktiv statikk

*Reaktiv statikk* er i prinsippet det motsatte av reaktiv kompensering, og det blir brukt for å fordele reaktiv last mellom to eller flere DG-enheter tilknyttet samme radial. Ved bruk av reaktiv statikk blir settpunktet for spenning i spenningsregulatoren redusert ved økende produksjon av reaktiv effekt i generatoren (økt  $I_r$  – imaginær del av strømmen). Dette blir i prinsippet som å legge til en induktiv last (f.eks. induktans) i serie med generatoren. Settpunktet til generatorspenningen vil altså reguleres basert på reaktiv strøm i generatoren. Den reaktive statikken vil hjelpe til med å fordele reaktiv last utover ulike DG-enheter på radialen, ettersom flere DG-enheter vil bidra med reaktiv effekt, og ikke bare kun den raskeste regulatoren. Dette er vist i Figur 3.9.



**Figur 3.9: Funksjonsmåte for reaktiv statikk**

### 3.2.6 Produksjonsbegrensning

Tilknytning av en DG-enhet i høyspent distribusjonsnett vil i noen tilfeller føre til at spenningsvariasjonene havner utenfor 5 % i ett eller flere punkt på radialen. Dersom spenningsregulering ikke er i stand til å trekke disse spenningsvariasjonene innenfor 5 %, vil det være nødvendig for nettselskapet å gjennomføre alternative tiltak for å redusere spenningsvariasjonene. Et slikt tiltak kan eksempelvis være nettførsterkning. Et annet alternativ vil kunne være å kreve produksjonsbegrensning hos DG-enheten som forårsaker de økte spenningsvariasjonene, da dette vil kunne redusere størrelsen på spenningsvariasjonene.

Det er ikke tillatt for nettselskapet å kreve at et kraftverk som allerede har blitt tilknyttet nettet skal stå i produksjonsbegrensning, dersom dette ikke ble avtalt i tilknytningsavtalen. Hvis produksjonsbegrensning ikke er avtalt i tilknytningsavtalen, vil nettselskapet altså selv måtte løse problemet. Er det derimot slik at en ny DG-enhet som skal nettilknyttes vil forårsake spenningsvariasjoner som overstiger 5 %, vil nettselskapet ha to alternativer. Enten kan nettselskapet forsterke nettet ut til DG-enheten, noe som vil kunne utløse anleggsbidrag for kraftverkseier, eller så kan kraftverkseier gå med på en produksjonsbegrensning i tilknytningsavtalen slik at spenningsvariasjonene havner innenfor 5 %. Ved å gå med på en slik produksjonsbegrensning, vil kraftverkseier unngå å måtte betale anleggsbidrag. Dette er ikke tillatt som permanent tiltak, men kun unntaksvis tillatt i påvente av vedtatt nettutbygging.

## 4 Dagens praksis for spenningsregulering i nett med DG

Dette kapitlet beskriver dagens praksis ved tilknytning av småkraft i høyspent distribusjonsnett, både sett fra nettselskapets og utbyggerens side. Det gis også en kort innføring i hvilke avtaleverk som finnes for tilknytning av småkraft i distribusjonsnettet.

### 4.1 RENblad 3000

Det er utarbeidet en rekke RENblad som beskriver generelle retningslinjer for nettselskap ved tilknytning av småkraft, og disse RENbladene omtales som 3000-serien. RENbladene i 3000-serien gir blant annet anbefalinger til strategi for vurdering av DG-enhetens innvirkning på nettet, samt en vurdering av hvor småkraftverket bør tilknyttes (nettanalyse). I tillegg beskrives anbefalt tilknytningsprosess og avtaleverk for tilknytning av småkraft. 3000-serien består per dags dato av følgende RENblad:

- RENblad 3001 – Strategiske vurderinger for nettilknytning av produksjon
- RENblad 3002 – Veileder for tilknytningsprosessen
- RENblad 3003 – Prosessoversikt for innmatingskundens nettilknytning
- RENblad 3004 – Kraftproduksjon - Søknad om nettilknytning
- RENblad 3006 – Råd om nettanalyse
- RENblad 3007 – Anleggsbidrag, investeringstilskudd og tariffen ved tilknytning av produksjon
- RENblad 3008 – Kraftproduksjon - Krav til vern i nettet ved tilknytning av produksjon

I tillegg til disse RENbladene har REN utarbeidet en *rammeavtale* (RENblad 0300) med vedlegg (RENblad 0301-0312). Rammeavtalen er et forslag til tilknytnings- og nettleieavtale for innmatingskunder i distribusjonsnettet.

Krav som omhandler spenningsregulering stilles i RENblad 0305, hvor tillatt spenningsbånd i tilknytningspunktet samt type regulatorfunksjon og driftsform blir spesifisert av nettselskapet. Et utdrag fra dette RENbladet er presentert i Figur 4.1.

4. Særlige forhold	
Maksimal tillatt aktiv effektproduksjon til Nettselskapets nett [MW]	
Maksimalt tillatt uttak av aktiv effekt fra Nettselskapets nett [kW]	
Spenningsbånd i Tilknytningspunktet [kV]	
Krav til effektfaktorbånd [ $\tan\phi$ ] (referert Tilknytningspunktet ved $U_N$ )	$< \tan\phi < 0,48$
Plassering av kWh-måling [høyspent/lavspent]	
Korreksjonsfaktor kWh-måling	1,0
Skal utstyres med RTU [ja/nei]	
Tillatt effekttendring per tidsenhet [MW/min]	
Type regulatorfunksjon og driftsform	
Dimensjoneres for transient stabil drift [ja/nei]	
Skal ha jordfeilviklinger for måling av $U_0$ -spenning [ja/nei]	

Figur 4.1: Krav til spenningsbånd og regulatormodus i RENblad 0305

Disse spenningsbåndene settes gjerne basert på resultatene fra nettanalysene beskrevet i RENblad 3006. Det er varierende praksis på hvilke krav som settes, spesielt ved krav til reguleringsmodus. Forskningsprosjektet DG-nett har som mål å utarbeide en beste praksis for spenningsregulering og reguleringsmodus i DG-enheter i høyspent distribusjonsnett, og det er ønskelig at disse anbefalingene skal lede til et nytt RENblad om spenningsregulering i nett med DG.

## 4.2 Spenningsregulator i småkraftverk

I begynnelsen av DGnett-prosjektet ble det gjennomført en besøksrunde hos nettselskapene som deltar i prosjektet. Målet med besøksrunden var blant annet å lage en oversikt over dagens praksis for spenningsregulatorer i småkraftverk, samt hvilke krav nettselskapene stiller til utbyggere ved tilknytning av småkraft. Tabell 4.1 viser en oversikt over nettselskapenes krav til driftsmodus i spenningsregulatorer i småkraftverk.

**Tabell 4.1: Svar fra besøksrunde – Krav til driftsmodus i spenningsregulator i småkraftverk**

Nettselskap	Krav til driftsmodus i spenningsregulator i småkraftverk
NTE Nett	Fast spenning. Begynner å stille krav til at enkelte kraftverk skal bruke $\cos\phi$ -regulering.
BKK Nett AS	Tidligere var fast spenning standard, nå brukes $\cos\phi$ -regulering. Om kundeforholdet er bra kan driftsmodus endres. BKK produksjon og større maskineri bruker fast spenning.
Voss Energi AS	Stiller generelt sett ikke krav, men har et nytt kraftverk med spenningsregulering stilt inn på fast spenning.
Lyse Elnett AS	$\cos\phi$ -regulering når påvirkningen av kraftverket på spenningen er liten. Det har i noen tilfeller blitt stilt krav til spenningsregulering.
AS Eidefoss	Fast spenning. Stiller krav til spenningsbånd, ikke til settpunkt.
Eidsiva Nett AS	Ingen krav, uvisst hva produsentene bruker.
Nordlandsnett AS	Ser på spenningsregulering som en midlertidig løsning, uvisst hva produsentene bruker.
Troms Kraftnett AS	Vanligvis fast spenning. Oppgav i et tilfelle at generator må kunne kjøre med $\cos\phi$ 0,8.
Agder Energi Nett AS	$\cos\phi$ -regulering i sterke nett, fast spenning i svake nett. Om det er flere enheter på samme avgang: Største kjøres med fast spenning, resten med $\cos\phi$ -regulering.
Sunnfjord Energi AS	Stiller krav om å evne til å levere reaktiv effekt, ikke driftsmodus. Varierende praksis.
SFE Nett AS	Stort sett $\cos\phi$ -regulering med $\cos\phi = 1$ .

Denne oversikten viser at ulike nettselskap ikke virker å ha en konsistent praksis for krav til reguleringsmodus i småkraftverk. Flere av nettselskapene stiller krav til at kraftverket skal reguleres med fast spenning, mens andre har begynt å gå over til  $\cos\phi$ -regulering. Noen nettselskap stiller krav som tar hensyn til størrelse på kraftverk og nettstyrke. Flere av nettselskapene gav uttrykk for at de ikke kjenner til reguleringsmodus og innstilling av spenningsregulering i kraftverkene.

## 4.3 Trinnkoblerregulator i krafttransformator

I besøksrunden hos nettselskapene ble det også undersøkt hva som er vanlig praksis for spenningsregulering i krafttransformator, og hvilken reguleringsmodus som benyttes i trinnkobleren. Resultatet fra besøksrunden er gitt i Tabell 4.2.

**Tabell 4.2: Svar fra besøksrunde – Spenningsregulator i krafttransformator**

Nettselskap	Spenningsregulator i krafttransformator
NTE Nett	Normalt fast spenning på samleskinne. Bruker lastkompensering, men ikke i områder med DG
BKK Nett AS	Fast spenning på samleskinne. Bruker lastkompensering i noen tilfeller
Voss Energi AS	Fast spenning på samleskinne
Lyse Elnett AS	Normalt fast spenning på samleskinne. I liten grad lastkompensering
AS Eidefoss	Ingen
Eidsiva Nett AS	Fast spenning på samleskinne. Ukjent om lastkompensering brukes
Nordlandsnett AS	Fast spenning på samleskinne
Troms Kraftnett AS	Fast spenning på samleskinne
Agder Energi Nett AS	Fast spenning på samleskinne. Lastkompensering i svake forbruksnett
Sunnfjord Energi AS	Fast spenning på samleskinne
SFE Nett AS	Fast spenning på samleskinne. Lastkompensering i svake forbruksnett

Majoriteten av nettselskapene benytter fast spenning på samleskinnen som reguleringsmodus for trinnkobleren. Noen av nettselskapene bruker i enkelttilfeller lastkompensering, da spesielt i svake forbruksnett.

## 5 Optimal spenningsregulering i nett med DG

### 5.1 Målsetning

Målet med denne rapporten er å gi anbefalinger til innstillinger av spenningsregulatorer i DG-enheter og krafttransformatorer som begrenser spenningsvariasjonen i høyspent distribusjonsnett til 7 %, samtidig som reaktiv effektflyt minimeres.

Optimal spenningsregulering i nett med distribuert produksjon vil være en avveining mellom å minimere spenningsvariasjonene, redusere tap, og minimere reaktiv effekt fra overliggende nett.

### 5.2 Påvirkende faktorer

Hvilken reguleringsmodus og hvilket settpunkt som bør velges i krafttransformator og i ulike DG-enheter i nett med distribuert produksjon vil avhenge av flere forhold. Dette kapitlet gir en innføring i hvilke faktorer som vil påvirke innstillingsvalg i spenningsregulatorer.

#### 5.2.1 Spenningsvariasjon

Det viktigste formålet med spenningsreguleringen er å sørge for at spenningen i nettet er innenfor FoL for alle kundene tilknyttet nettet. I RENblad 3006 anbefales det at langsomme spenningsvariasjoner i høyspent distribusjonsnett ikke skal overskride 7 %, inkludert trinning av overliggende transformator. Det er valgt å beholde denne grensen, og en ytterligere reduksjon i stasjonær spenningsvariasjon vil ikke etterstrebes, da det er antatt at dette har begrenset verdi.

En spenningsvariasjon på 7 % i høyspent distribusjonsnett gir normalt en tilstrekkelig margin i lavspenningsnettet. Dersom en spenningsvariasjon i høyspent distribusjonsnett på 7 % fører til at enkelte kunder i lavspenningsnettet opplever spenninger som er utenfor  $U_n \pm 10\%$ , er det ofte mer hensiktsmessig å gjøre tiltak i lavspenningsnettet.

Nettets utforming vil ha stor innvirkning på spenningsvariasjonene på radialen. Nettstyrke og variasjon i R/X-rate vil ha stor innflytelse på spenningsøkningen forårsaket av en DG-enhet, samt mulighet for spenningsregulering med reaktiv effekt. I den sammenheng vil også plassering av last og produksjon påvirke spenningsvariasjonene, samt antall DG-enheter som er tilknyttet radialen.

I tillegg til at plasseringen av last og produksjon vil påvirke spenningsvariasjonene, vil også last- og produksjonsprofilen gjennom døgnet og året ha stor innvirkning. Her er maksimal produksjon i DG-enhetene og maksimal last spesielt viktige parametere, samt hvor godt produksjonsprofilen og lastprofilen sammenfaller. Dersom maksimal produksjon inntreffer i perioder hvor lasten er spesielt lav, vil dette føre til at spenningsøkningen blir spesielt stor. Både aktiv og reaktiv effekt vil ha innvirkning på spenningsvariasjon, og begge disse parameterne bør derfor inkluderes i last- og produksjonsprofiler.

#### 5.2.2 Reaktiv effekt

Økt reaktiv effektflyt vil føre til økte tap i nettet. Det er derfor et mål å stille inne spenningsregulatorer slik at årlige tap som følge av reaktiv effektflyt minimeres samtidig som spenningen holdes innenfor grensene. Det legges også opp til at reaktiv last skal forsynes lokalt der dette er hensiktsmessig, dvs. at DG-enheter med liten spenningspåvirkning (i nærheten av sekundærstasjonen) vil kunne hjelpe til med å redusere reaktiv

effektflyt fra overliggende nett. Utover dette er det ikke minimering av reaktiv effekt fra overliggende nett prioritert.

I spesielle tilfeller hvor det er behov for store mengder reaktiv effekt for å holde spenningen i nettet innenfor grensene, kan andre tiltak vurderes. Eksempler på slike tiltak kan være oppgradering av nettet eller installasjon av kondensatorbank.

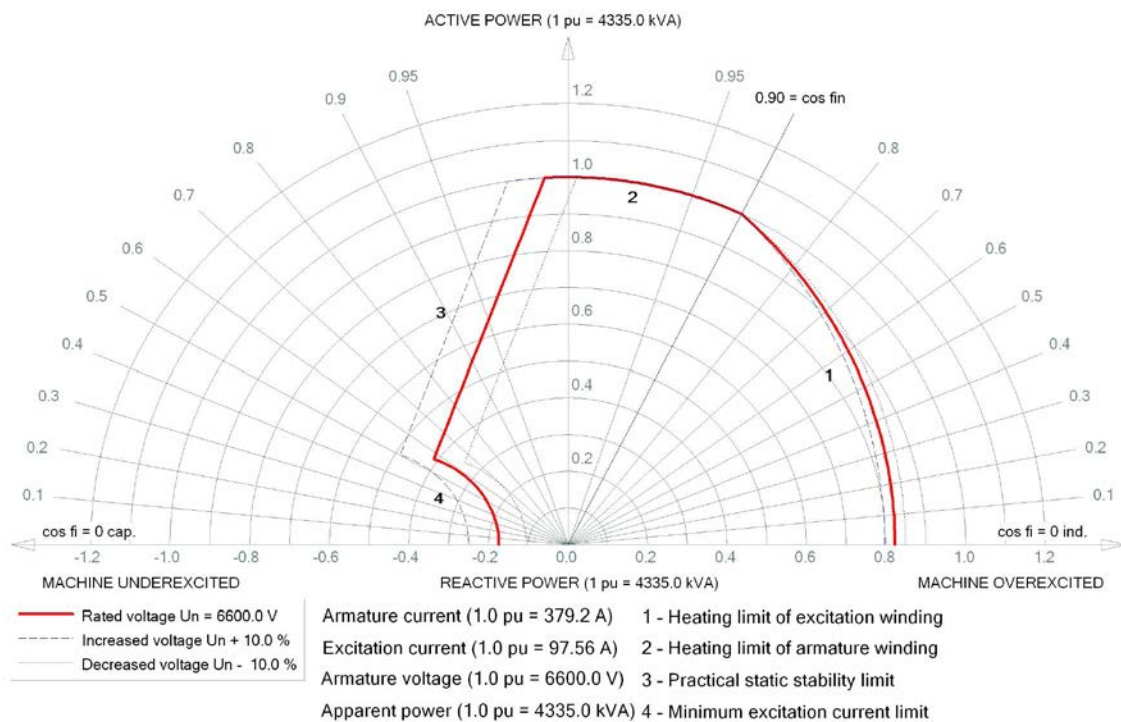
### 5.2.3 Fleksibilitet

En utfordring med drift av nett med mye distribuert produksjon er redusert fleksibilitet til å gjøre omkoblinger i forbindelse med for eksempel vedlikehold. Omkoblinger i nettet vil endre på forutsetningene for fastsetting av regulatorinnstillinger i DG-enheter, og dersom det tas hensyn til alternative koblingsbilder ved innstilling av spenningsregulatorene, risikerer man suboptimal spenningsregulering i normalt koblingsbilde. Det anbefales derfor å velge regulatorinnstillinger basert på normalt koblingsbilde. Det er allikevel viktig å kjenne begrensningene i nettet, vite hvilke omkoblinger som er uproblematisk og vite hvilke omkoblinger som krever endringer eller frakobling i kraftverket.

## 5.3 Stabilitet

Ofte vil det være nødvendig at generatorer plassert langt ute i nettet driftes undermagnetisert og dermed trekker reaktiv effekt fra nettet for å holde spenningen innenfor fastsatte grenser. En generator som trekker reaktiv effekt vil være nærmere stabilitetsgrensen, og således være mer utsatt for å miste synkronisme med nettet ved forstyrrelser i nettspenningen, enn en generator som leverer reaktiv effekt. Dette kan sees ut i fra kapabilitetsdiagrammet til generatoren, vist i Figur 5.1. En generator som trekker reaktiv effekt vil dermed ha en kortere kritisk feilklareringstid enn en generator som produserer reaktiv effekt.

Generatorens evne til å trekke reaktiv effekt vil være begrenset av stabilitetsgrensene til generatoren, som igjen vil være avhengig av reaktansverdiene til generatoren. Eventuelle krav til undermagnetisert drift av generatoren for å holde nede spenningen i nettet bør derfor formidles til utbygger i en tidlig fase, slik at generatoren kan designes med hensyn til dette.



**Figur 5.1: Eksempel på kapabilitetsdiagram for en småkraftgenerator**



## 6 Simuleringsstudier av nett med DG

I dette kapitlet presenteres resultater fra en simuleringsstudie av nett med småkraft. Studien viser resultatet av lastflytanalyser i nett med ulik utforming, samt ulikt antall DG-enheter. Formålet er å vise hvilken effekt ulike former for regulering i småkraftverket har på spenningsnivå og tap i nettet, samt hvilken reguleringsmodus og settpunkt som bør benyttes i ulike case.

### 6.1 Metode

#### 6.1.1 Simuleringsprogram og nettutforming

Denne simuleringsstudien er basert på lastflytanalyser i simuleringsprogrammet MATPOWER, som er en toolbox i MATLAB<sup>1</sup>. Casene som er benyttet i simuleringsstudien er hentet fra nettselskap som er partnere i DGnett, og disse representerer derfor ekte radialer i distribusjonsnettet. Nettstruktur og utforming er eksportert fra nettselskapets planleggingsverktøy, og er deretter konvertert til et format som kan benyttes i MATPOWER. Produksjonsprofiler for småkraftverkene er reelle måledata med timesverdier som er målt i kraftverket. Enkelte steder er det gjort endringer i utformingen av nettet og produksjonsprofilen for å illustrere viktige poeng. Lastprofiler for tilknyttet last er laget ved hjelp av informasjon om tilknyttede kunders årsforbruk, som er skalert opp mot ulike kundegruppers lastprofiler fra FASIT. Disse lastprofilene inkluderer årsvariasjoner, døgnvariasjoner og er korrigert for temperaturvariasjoner gjennom året.

#### 6.1.2 Lastflytanalyse

For å sikre optimal regulering i nett med distribuert produksjon, må det først gjøres en analyse av det aktuelle nettet. Denne analysen skal gjøres med fast spenning på samleskinne i krafttransformator, og uten noen form for regulering i tilknyttede DG-enheter. Dette betyr at DG-enheten(e) hverken skal produsere eller forbruke reaktiv effekt ( $\cos\phi = 1$ ).

Det forutsettes et krav om at langsomme spenningsvariasjoner ikke skal overstige 5 % noe sted i høyspent distribusjonsnett. I grensen på 5 % er det tatt hensyn til en variasjon i spenningen som følge av trinning av overliggende transformator på 2 %, slik at det tillates en spenningsvariasjon i høyspent distribusjonsnett på 7 %. For å overholde dette kravet, må det gjennomføres en innledende lastflytanalyse for beregning av spenningsnivået i det aktuelle nettet i henholdsvis:

- Tung last – lav produksjon (TLLP)
- Lett last – høy produksjon (LLHP)

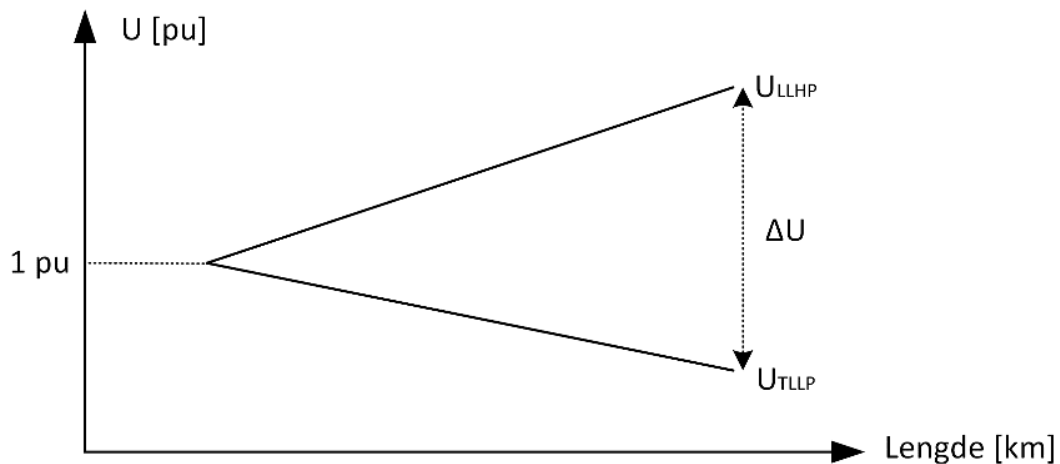
Dette vil gi en spenningsvariasjon,  $\Delta U$ , for hvert punkt i nettet som gitt av ligning (6.1), hvor  $U_{TLLP}$  og  $U_{LLHP}$  er spenningsnivået i henholdsvis TLLP og LLHP.

$$\Delta U = U_{LLHP} - U_{TLLP} \quad (6.1)$$

I denne rapporten er last- og produksjonsprofiler for alle laster og kraftverk tilknyttet radialen benyttet til å utføre lastflytanalyser, time for time for ett år. Ved hjelp av en slik tidsserieanalyse kan det årlige tapet på radialen beregnes. Basert på lastflytanalysene kan timen med høyest og lavest spenning på radialen plottes i samme figur, dvs. henholdsvis LLHP og TLLP, for å illustrere spenningsvariasjonene i alle punkter på radialen, slik som vist i Figur 6.1.

---

<sup>1</sup> R. D. Zimmerman, et al., "MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education," *Ieee Transactions on Power Systems*, vol. 26, pp. 12-19, 2011.



**Figur 6.1: Spenningsvariasjon i nett med DG**

### 6.1.3 Valg av optimal reguleringsmodus og settpunkt

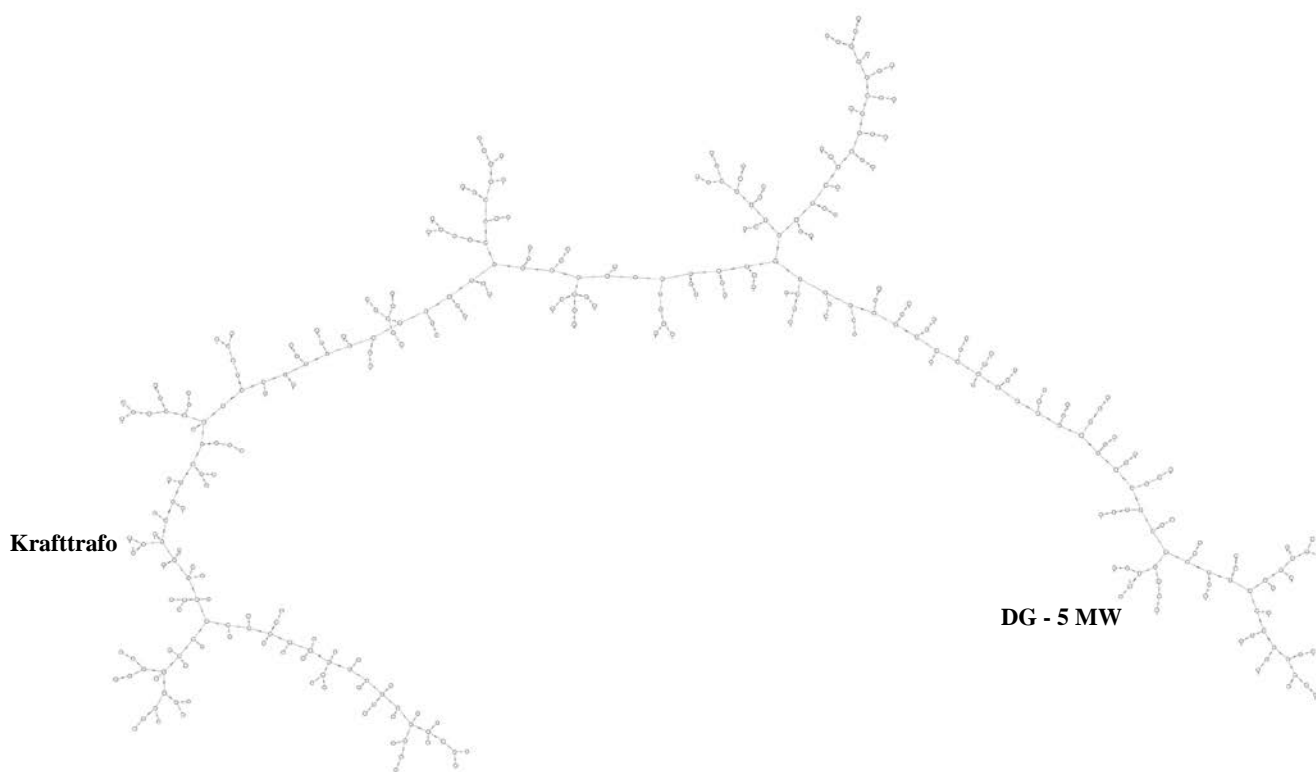
Første lastflytanalyse gjøres som nevnt alltid med den reelle produksjonsprofilen for aktiv effekt i kraftverket, og uten produksjon/forbruk av reaktiv effekt ( $Q = 0$ ). Det vil si at første analyse er uten noen form for regulering. Deretter undersøkes ulike former for reguleringsmoduser i kraftverket, slik at den optimale modusen og det optimale settpunktet kan finnes. Det optimale settpunktet er i første omgang basert på at spenningen må være innenfor 5 % spenningsvariasjon på hele radialen gjennom hele året, og deretter en minimering av det totale tapet gjennom året.

Settpunkt for spenningsregulering må være slik at spenningsvariasjonene ikke overstiger 5 % i noe punkt i nettet, gitt at generatoren har tilstrekkelig kapasitet. I denne rapporten vil settpunkt for spenning være relatert til laveste spenning i kraftverket i TLLP ( $U_{DG,min}$ ). Eksempelvis vil settpunktet kunne settes til  $U_{DG,min} + 2,5 \%$  dersom settpunktet skal være midt i et spenningsbånd på 5 %.

Simuleringsstudien består av fire ulike case, hvor nettutforming, last- og produksjonsprofil samt plassering og størrelse på kraftverk er variert. Dette er gjort for å vise hvilken innvirkning disse faktorene har på optimal reguleringsmodus og settpunkt, og dermed hva som bør velges i ulike case. Basert på denne lastflytberegningen må det gjøres en vurdering av hva som er optimal regulering i det aktuelle nettet, dvs. hvilke(t) kraftverk som skal drive spenningsregulering, og hva som er optimal reguleringsmodus og optimalt settpunkt for hvert kraftverk.

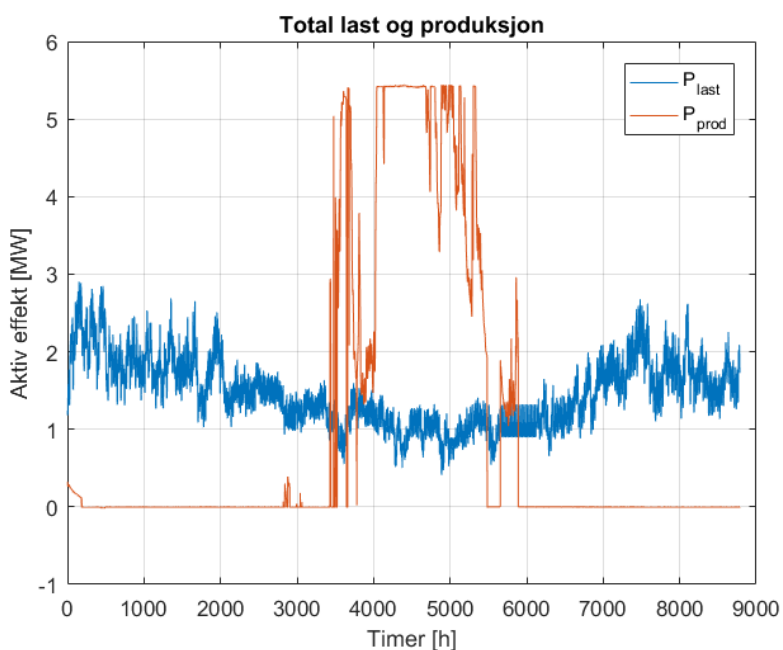
## 6.2 Case 1

Case 1 består av et en svak 22 kV-radial med én tilknyttet DG-enhet. Kraftverket har en størrelse på omtrent 5 MW og er plassert i enden av en lang radial med stor sesongvariasjon i last. Dette gir en spenningspåvirkning med henholdsvis reaktiv og aktiv effekt på  $\Delta U_x = 10,4 \%$  og  $\Delta U_r = 12,1 \%$  for kraftverket. En figur som viser radialen som analyseres i Case 1 er presentert i Figur 6.2.



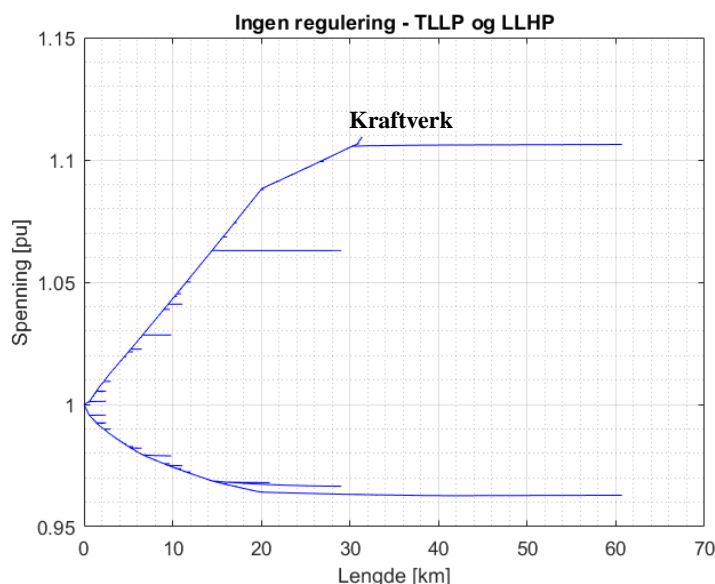
**Figur 6.2: Enlinjeskjema for Case 1**

Figuren viser plasseringen av både krafttransformator og småkraftverk på radialen. Produksjon og sammenlagret last på radialen i 2016 er plottet som funksjon av tid i Figur 6.3.



**Figur 6.3: Sammenlagret last og produksjon for Case 1 i 2016**

Figur 6.4 viser beregning av spenningsnivået i LLHP og TLLP, og det er tydelig at kraftverket har stor innvirkning på spenningsnivået på radialen. Spenningen er i Figur 6.4 plottet som funksjon av kabellengden utover på radialen, og viser spenningen i alle noder på radialen.

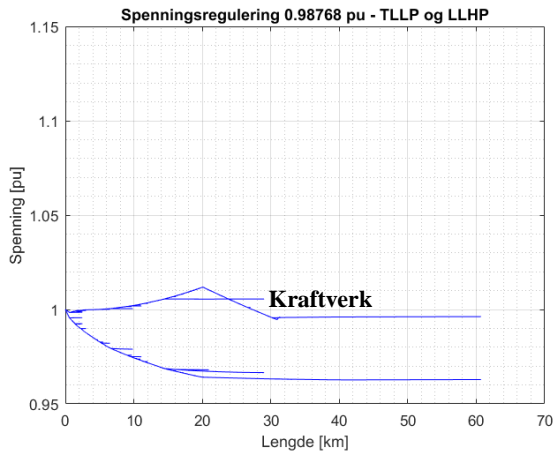


**Figur 6.4: Spenningsnivå i LLHP og TLLP – Ingen regulering**

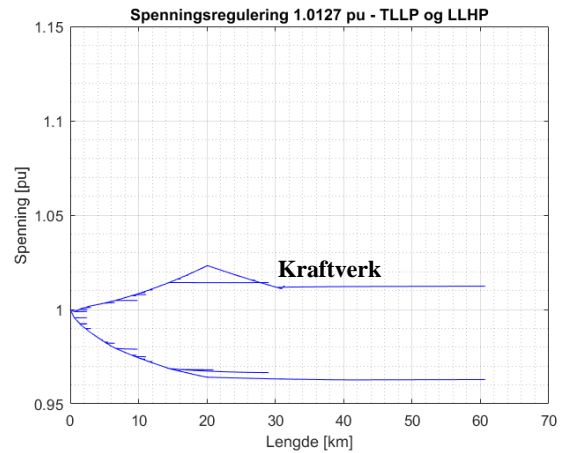
Den maksimale spenningsvariasjonen på radialen er i dette tilfellet nesten  $\Delta U = 15\%$ , og spenningsvariasjonen er i dette tilfelle størst i tilknytningspunktet til generatoren. Spenningsvariasjonene er fordelt på i underkant av 4 % spenningsfall ved TLLP, og nesten 11 % spenningsstigning ved LLHP. Dette betyr at kraftverket har en størrelse og en plassering i nettet som gjør at det har veldig stor innvirkning på spenningsnivået ved lett last og høy produksjon. For at spenningen i nettet skal holde seg innenfor tillatt  $\Delta U = 5\%$  er det altså nødvendig at kraftverket regulerer spenningsnivået med reaktiv effekt.

### 6.2.1 Uten magnetiseringsbegrensning

I det første delkapitlet er det valgt å ikke bruke magnetiseringsbegrensning i generatoren, selv om dette i noen tilfeller vil kunne være hensiktsmessig. Kraftverket kan altså i dette kapitlet trekke og produsere reaktiv effekt i henhold til kapabiliteten til generatoren. I de neste eksemplene er det benyttet spenningsregulering med fast settpunkt for spenning, og i Figur 6.5 og Figur 6.6 er settpunkt for spenning satt til henholdsvis  $U_{DG,min} + 2,5\%$  og  $U_{DG,min} + 5\%$ .

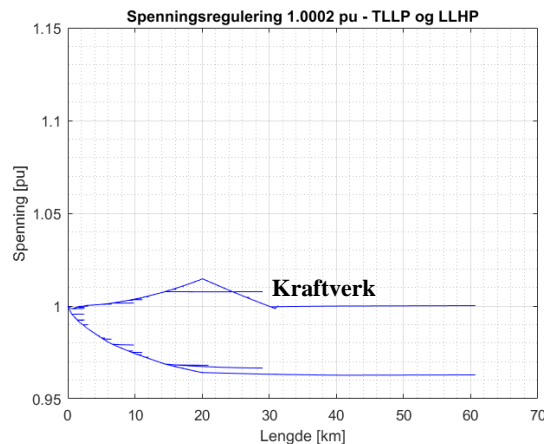


**Figur 6.5: Spenningsnivå i LLHP og TLLP – Spenningsreg. med settpunkt  $U_{DG,min} + 2,5 \%$**



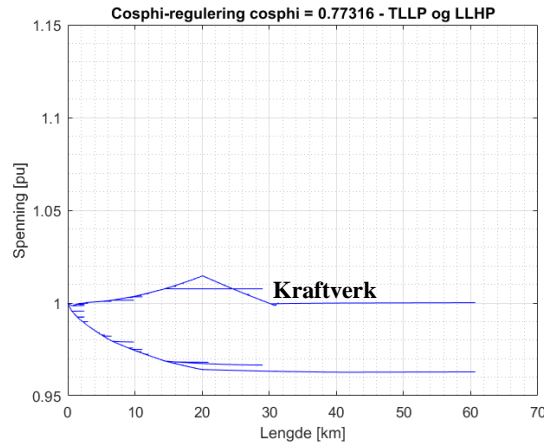
**Figur 6.6: Spenningsnivå i LLHP og TLLP – Spenningsreg. med settpunkt  $U_{DG,min} + 5 \%$**

I dette tilfellet er høyeste spenning på radialen i LLHP ikke ved kraftverket, og de maksimale spenningsvariasjonene i Figur 6.6 er på omtrent  $\Delta U = 6 \%$ . Dette betyr at  $\Delta U_{DG}$  ved kraftverket må være mindre enn 5 % for å overholde kravet om maksimalt  $\Delta U = 5 \%$  på hele radialen. I dette tilfellet må settpunktet for spenning settes til  $U_{DG,min} + 3,75 \%$  for at spenningsvariasjonene alltid skal være innenfor 5 %. Dette er vist i Figur 6.7.



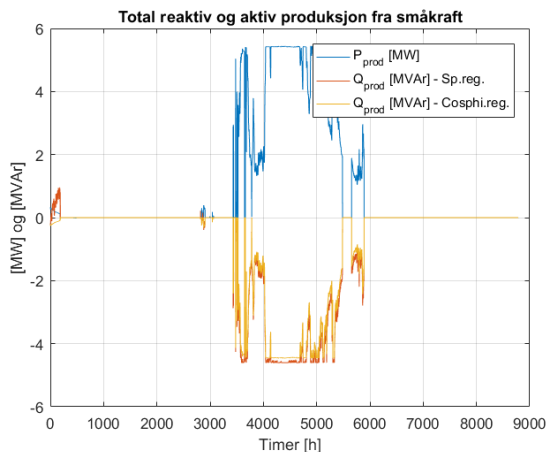
**Figur 6.7: Spenningsnivå i LLHP og TLLP – Spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 3,75 \%$**

Dersom man i dette tilfellet stiller inn kraftverket i  $\cos\phi$ -regulering, med en  $\cos\phi$  som tilsvarer det som må til for å holde seg innenfor ønsket  $\Delta U = 5 \%$  gjennom hele året, vil spenningsnivået i LLHP og TLLP bli det samme som i Figur 6.7 ( $U_{DG,min} + 3,75 \%$ ). For å oppnå dette må det benyttes en  $\cos\phi = 0,77$  gjennom hele året. Dette er vist i Figur 6.8.

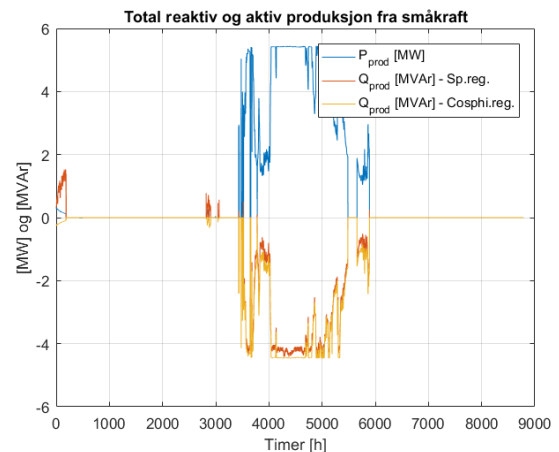


**Figur 6.8: Spenningsnivå i LLHP og TLLP –  $\cos\phi$ -regulering med  $\cos\phi = 0,77$**

Selv om maks spenning i løpet av året blir den samme i spennings- og  $\cos\phi$ -regulering, vil tapet over året være forskjellig i de to reguleringsmodusene. Årsaken til dette er at forbruk og produksjon av reaktiv effekt i kraftverket over året vil være forskjellig avhengig av hvilken reguleringsmodus som velges. Produksjons-/forbruksprofil for aktiv og reaktiv effekt i kraftverket er presentert for et settpunkt på henholdsvis 2,5 % og 3,75 % i Figur 6.9 og Figur 6.10. Negativ produksjon tilsvarer i disse figurene forbruk.

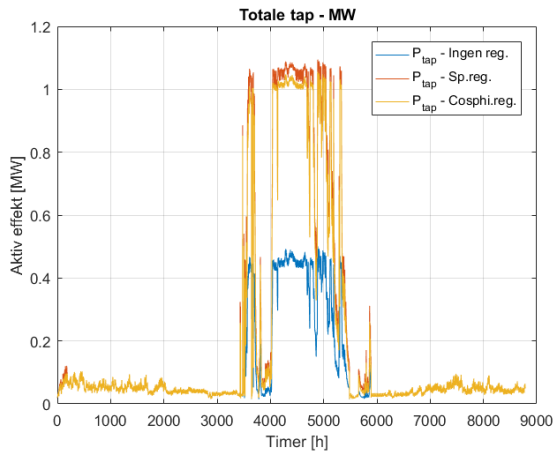


**Figur 6.9: Produksjon – Spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 2,5 \%$**

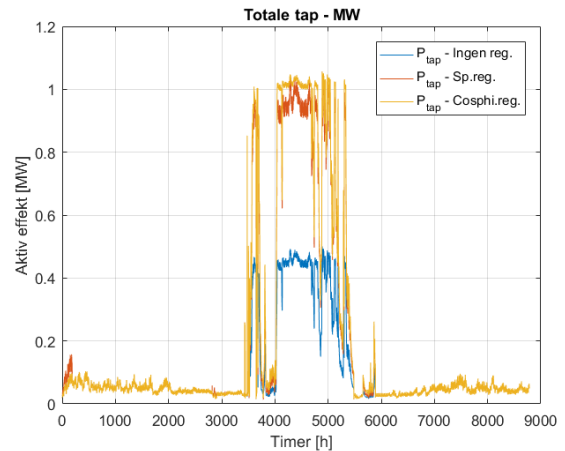


**Figur 6.10: Produksjon – Spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 3,75 \%$**

Generatoren må altså forbruke store mengder reaktiv effekt i periodene med høy produksjon i kraftverket, for å redusere spenningsnivået. Innvirkningen den reaktive effektproduksjon har på tapsforløpet gjennom året for de samme settpunktene er vist i Figur 6.11 og Figur 6.12.



**Figur 6.11: Tap – Spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 2,5 \%$**



**Figur 6.12: Tap – Spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 3,75 \%$**

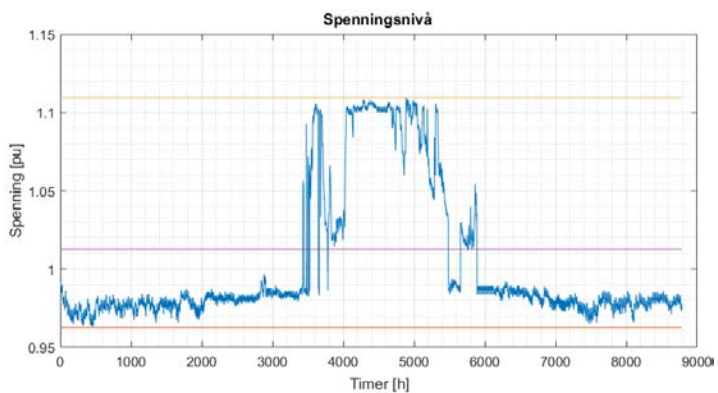
Her er det tydelig at tapsforløpet er forskjellig ved bruk av  $\cos\phi$ -regulering og spenningsregulering, og hvor stor forskjellen er påvirkes av valg av settpunkt for spenning. Det totale tapet gjennom året for ulike settpunkt, summert i antall MWh/år, er vist i Tabell 6.1.

**Tabell 6.1: Tap med ulike settpunkt for spenning**

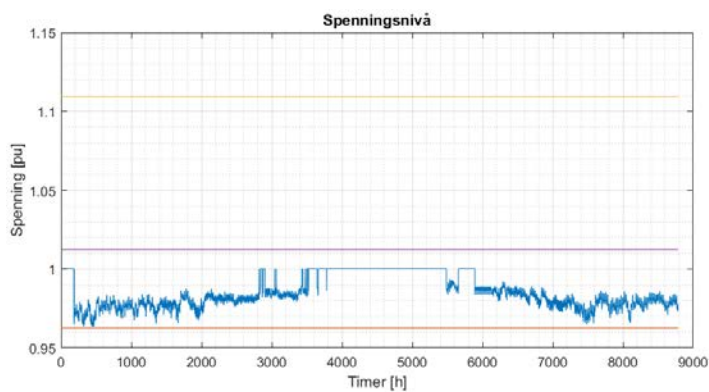
Settpunkt	$U_{DG,min} + 0 \%$	$U_{DG,min} + 1,25 \%$	$U_{DG,min} + 2,5 \%$	$U_{DG,min} + 3,75 \%$	$\cos\phi = 0,77$
AVR	1930 MWh	1848 MWh	1759 MWh	1590 MWh	1666 MWh

Settpunkt  $U_{DG,min} + 5 \%$  er ikke tatt med i tabellen, ettersom man med dette settpunktet ikke vil overholde kravet om maks. 5 % spenningsvariasjon i hele nettet. Det totale tapet er 1590 MWh med spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 3,75 \%$ , og 1666 MWh med  $\cos\phi$ -regulering. Det viser at det i dette tilfellet er høyere tap ved bruk av  $\cos\phi$ -regulering, og at spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 3,75 \%$  dermed er det optimale valget. Årsaken til dette er at et kraftverk i spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 3,75 \%$  i denne casen, og med den aktuelle last- og produksjonsprofilen, vil gi mindre flyt av reaktiv effekt i nettet enn et kraftverk i  $\cos\phi$ -regulering. Bruk av  $\cos\phi$ -regulering fører derimot til lavere tap i nettet i forhold til spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 2,5 \%$ , på grunn av at kraftverket da vil trekke ned spenningen mer enn det som er nødvendig i perioder med LLHP.

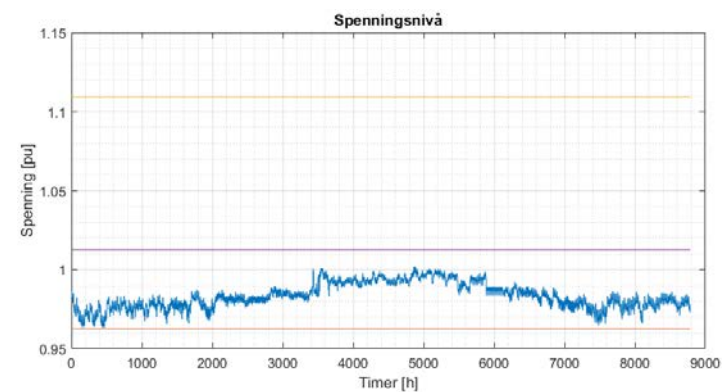
Sammenhengen mellom spenningsprofil og produksjonsprofil gjennom året uten regulering, med spenningsregulering og med  $\cos\phi$ -regulering er vist i henholdsvis Figur 6.13, Figur 6.14 og Figur 6.15. Gul linje viser høyeste spenning i løpet av året uten regulering, rød linje viser laveste spenning i løpet av året, og lilla linje viser laveste spenning + 5 %. Tillatt spenningsvariasjon på radialen er altså området mellom rød og lilla linje. Det er tydelig fra Figur 6.28 (uten regulering) at spenningsnivået i majoriteten av periodene med produksjon i kraftverket er høyere, og gjerne langt høyere, enn tillatt spenningsbånd. Med bakgrunn i dette kan det konkluderes at det er fornuftig å benytte hele spenningsbåndet med hensyn til tapsminimering, og dette gjøres ved å benytte spenningsregulering med et så høyt settpunkt som mulig (Figur 6.29). Ved bruk av  $\cos\phi$ -regulering vil spenningsnivået i denne casen reduseres mer enn nødvendig i perioder (Figur 6.30), noe som medfører høyere tap.



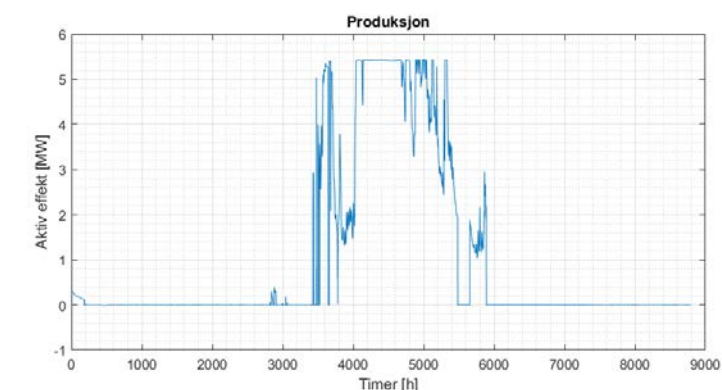
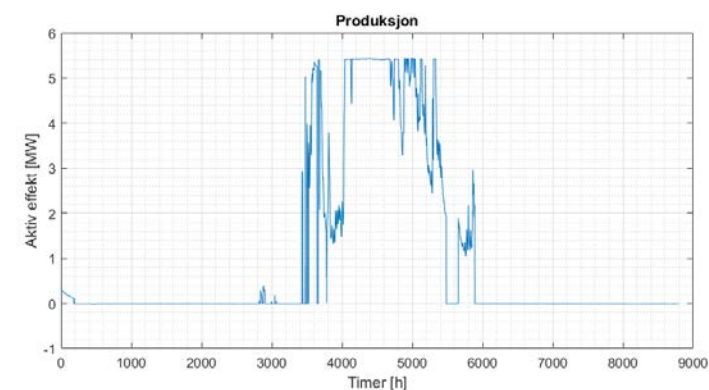
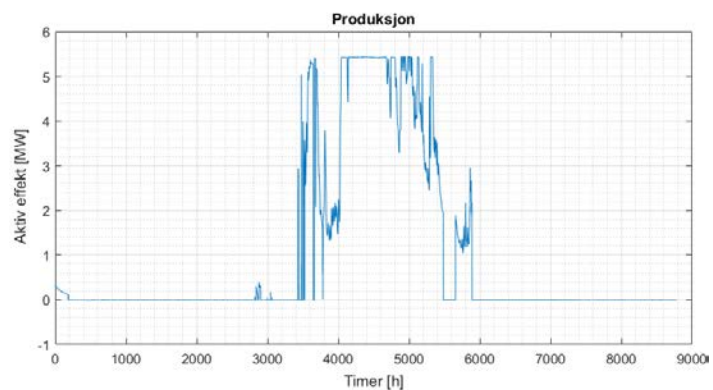
**Figur 6.13: Ingen regulering**



**Figur 6.14: Spenningsreg. settpunkt  $U_{DG,min} + 3,75 \%$**



**Figur 6.15: Cosφ-reg. settpunkt  $\cos\phi = 0,77$**

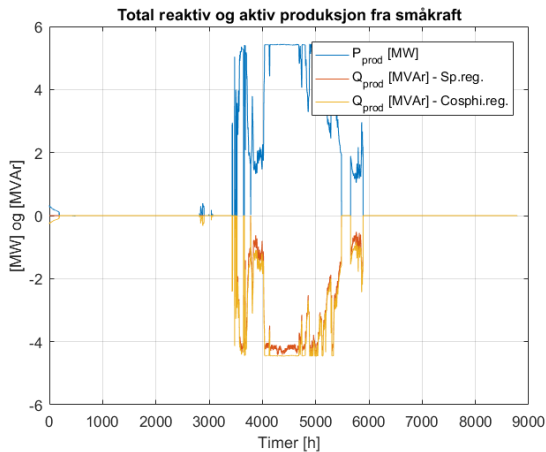


- Gul linje viser høyeste spenning i løpet av året uten regulering
- Rød linje viser laveste spenning i løpet av året
- Lilla linje viser laveste spenning + 5 %

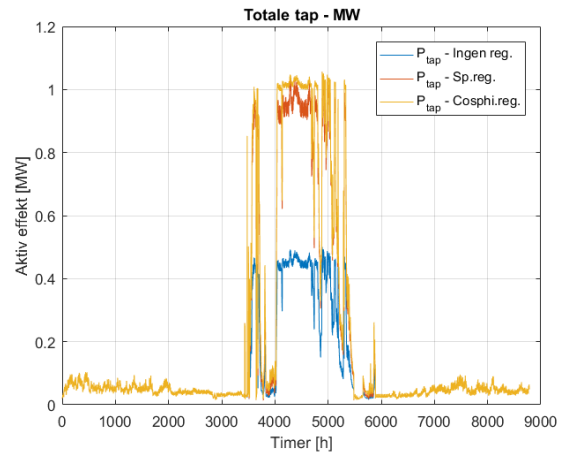


## 6.2.2 Med overmagnetiseringsbegrensning

I dette delkapitlet er det brukt overmagnetiseringsbegrensning med VAR-begrensning på 0 VAR i generatoren, dvs. at det ikke tillates reaktiv effektproduksjon fra kraftverket. Innvirkningen dette har på henholdsvis produksjon av reaktiv effekt og tapsforløp over året er vist i Figur 6.16 og Figur 6.17.



**Figur 6.16: Produksjon – Spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 3,75\%$**



**Figur 6.17: Tap – Spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 3,75\%$**

Dersom Figur 6.16 sammenlignes med Figur 6.10, ser man at et kraftverk med overmagnetiseringsbegrensning aldri produserer reaktiv effekt når det står i spenningsregulering. Summen av tapet gjennom året med overmagnetiseringsbegrensning, for ulike settpunkt, er vist i Tabell 6.2.

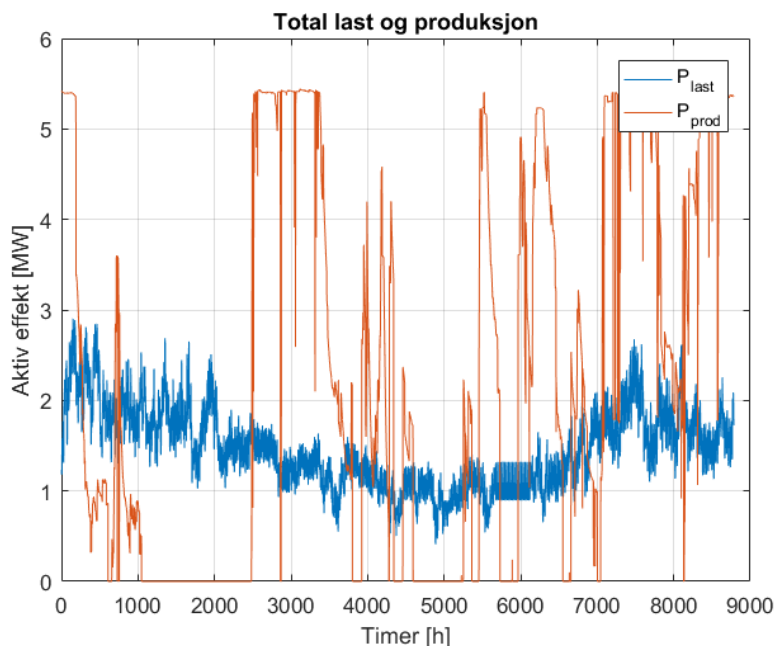
**Tabell 6.2: Tap med ulike settpunkt for spenning**

Settpunkt	$U_{DG,min} + 0\%$	$U_{DG,min} + 1,25\%$	$U_{DG,min} + 2,5\%$	$U_{DG,min} + 3,75\%$	$\cos\phi = 0,77$
AVR	1930 MWh	1848 MWh	1757 MWh	1583 MWh	1666 MWh

Dette viser at tapet minimeres dersom settpunktet settes høyt, og dersom overmagnetisert  $\cos\phi$  ikke tillates. Da vil aldri kraftverket prøve å dra spenningen opp ved å produsere reaktiv effekt, og dette vil minimere reaktiv effektflyt og dermed tap.

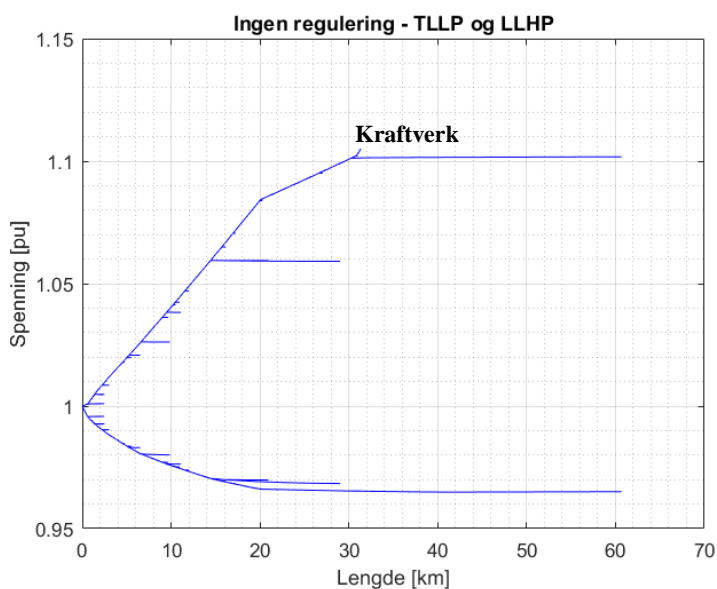
## 6.3 Case 2

Case 2 har det samme enlinjeskjemaet som Case 1, men kraftverket har i denne case en annen produksjonsprofil. Kraftverket har ellers samme maksimaleffekt som i Case 1. Dette betyr at spenningspåvirkning med henholdsvis reaktiv og aktiv effekt fortsatt er  $\Delta U_x = 10,4\%$  og  $\Delta U_r = 12,1\%$  for kraftverket. Produksjon og sammenlagret last på radialen i 2016 for Case 2 er plottet som funksjon av tid i Figur 6.18.



**Figur 6.18: Sammenlagret last og produksjon for Case 2 i 2016**

Det er tydelig at produksjonen i denne casen er mer jevnt fordelt utover året, i motsetning til i forrige case hvor all produksjonen foregikk i sommerhalvåret. Spenningen er i Figur 6.19 plottet som funksjon av kabellengden utover på radialen, og viser spenningen i alle noder på radialen.

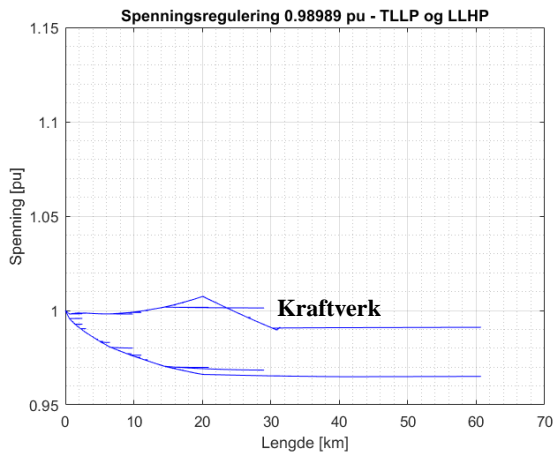


**Figur 6.19: Spenningsnivå i LLHP og TLLP – Ingen regulering**

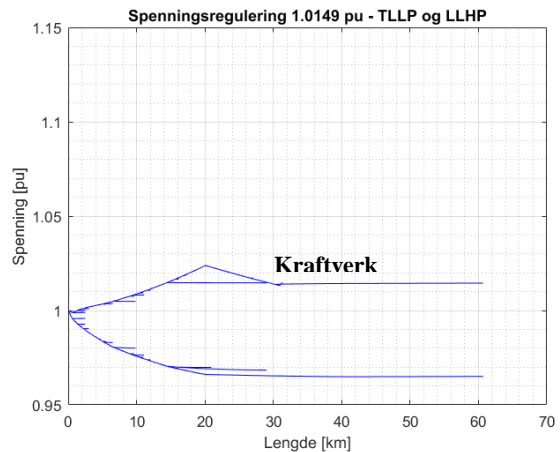
Spenningsvariasjonen på radialen er i dette tilfellet omtrent  $\Delta U = 14\%$  variasjon fra LLHP til TLLP, og kraftverket vil derfor måtte regulere spenningsnivået med reaktiv effekt.

### 6.3.1 Uten magnetiseringsbegrensning

I figurene under er det benyttet spenningsregulering med fast settpunkt for spenning. I Figur 6.20 og Figur 6.21 er settpunkt for spenning satt til henholdsvis  $U_{DG,min} + 2,5 \%$  og  $U_{DG,min} + 5 \%$ .

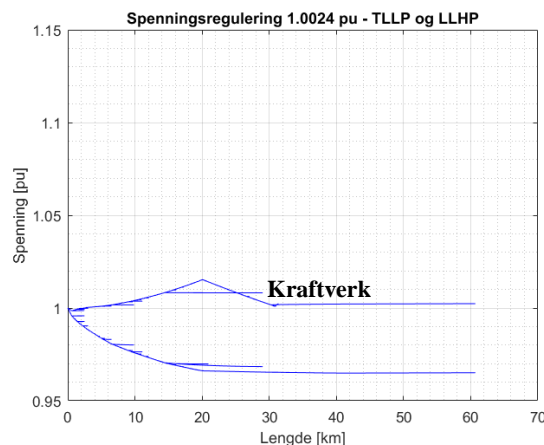


**Figur 6.20: Spenningsnivå i LLHP og TLLP – Spenningsreg. med settpunkt  $U_{DG,min} + 2,5 \%$**



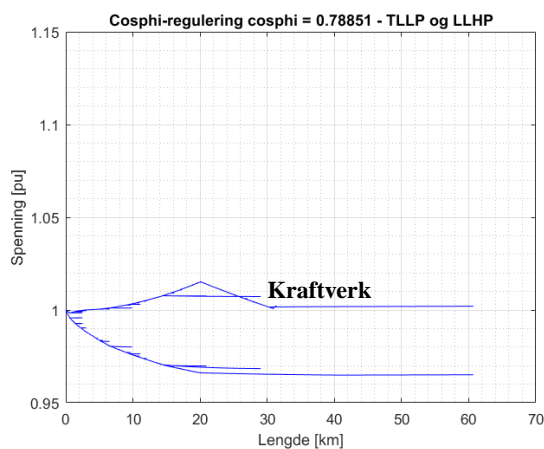
**Figur 6.21: Spenningsnivå i LLHP og TLLP – Spenningsreg. med settpunkt  $U_{DG,min} + 5 \%$**

På samme måte som i forrige case er høyeste spenning på radialen i LLHP ikke ved kraftverket, noe som betyr at  $\Delta U_{DG}$  ved kraftverket må være mindre enn 5 % for å overholde kravet om maksimalt  $\Delta U = 5 \%$  på hele radialen. Settpunktet for spenning må settes til  $U_{DG,min} + 3,75 \%$  for at spenningsvariasjonene alltid skal være innenfor 5 %. Dette er vist i Figur 6.22.



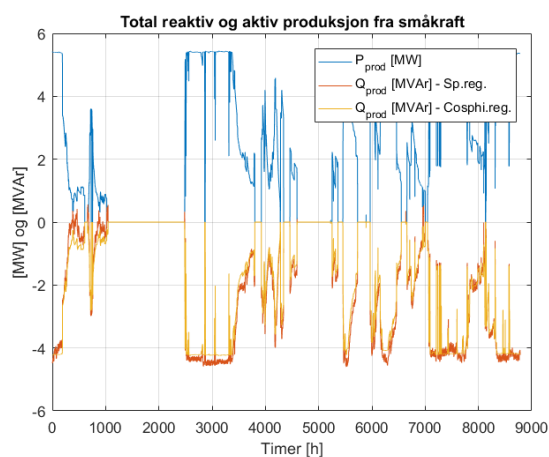
**Figur 6.22: Spenningsnivå i LLHP og TLLP – Spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 3,75 \%$**

Dersom man i dette tilfellet stiller inn kraftverket i  $\cos\phi$ -regulering, med en  $\cos\phi$  som tilsvarer det som må til for å holde seg innenfor  $\Delta U = 5 \%$  gjennom hele året, vil spenningsnivået i LLHP og TLLP bli det samme som i Figur 6.21 ( $U_{DG,min} + 3,75 \%$ ). Kraftverket må ha settpunkt  $\cos\phi = 0,79$  for å være innenfor 5 % spenningsvariasjon gjennom hele året. Dette er vist i Figur 6.23.

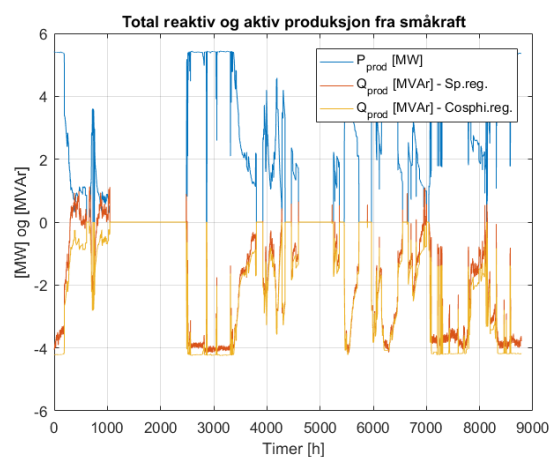


**Figur 6.23: Spenningsnivå i LLHP og TLLP –  $\cos\phi$ -regulering med  $\cos\phi = 0,79$**

Selv om høyeste spenning i løpet av året blir den samme i spennings- og  $\cos\phi$ -regulering, vil tapet over året være forskjellig i de to reguleringsmodusene. Produksjonsprofil for aktiv og reaktiv effekt i kraftverket er presentert for et settpunkt på henholdsvis 2,5 % og 3,75 % i Figur 6.24 og Figur 6.25.

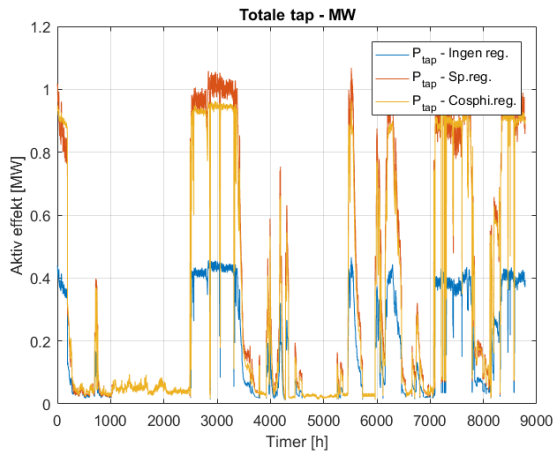


**Figur 6.24: Produksjon – Spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 2,5 \%$**

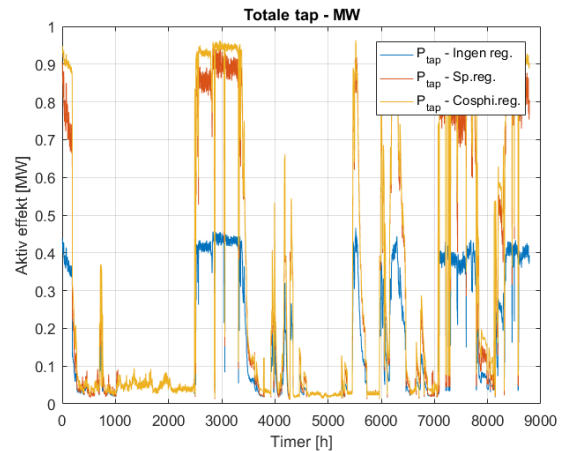


**Figur 6.25: Produksjon – Spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 3,75 \%$**

Dette gir et tapsforløp gjennom året som vist i Figur 6.26 og Figur 6.27.



**Figur 6.26: Tap – Spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 2,5 \%$**



**Figur 6.27: Tap – Spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 3,75 \%$**

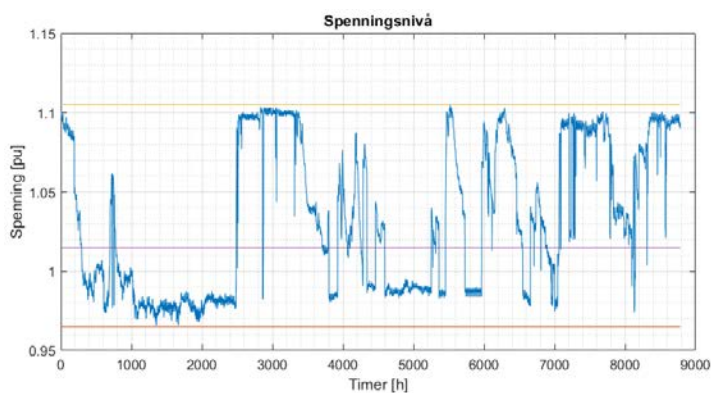
Det totale tapet gjennom året for ulike settpunkt, summert i antall MWh/år, er vist i Tabell 6.3.

**Tabell 6.3: Tap med ulike settpunkt for spenning**

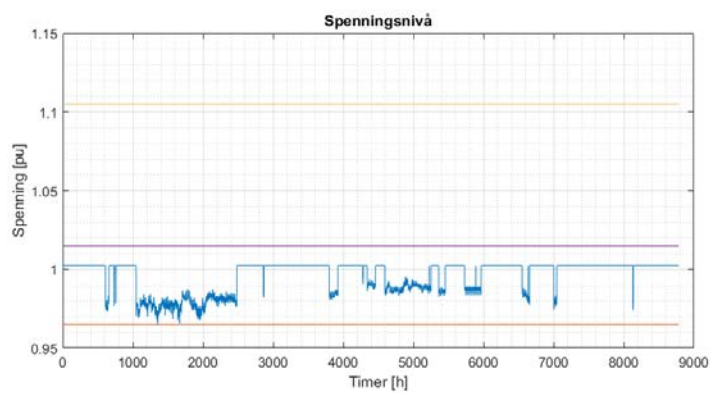
Settpunkt	$U_{DG,min} + 0 \%$	$U_{DG,min} + 1,25 \%$	$U_{DG,min} + 2,5 \%$	$U_{DG,min} + 3,75 \%$	$\cos\phi = 0,79$
AVR	3686 MWh	3435 MWh	3057 MWh	2661 MWh	2916 MWh

Det totale tapet er 2661 MWh med spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 3,75 \%$ , og 2916 MWh med  $\cos\phi$ -regulering. Det vil altså lønne seg å benytte spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 3,75 \%$ . Tapsforskjellen ved bruk av spenningsregulering og  $\cos\phi$ -regulering er i dette tilfellet større enn i Case 1.

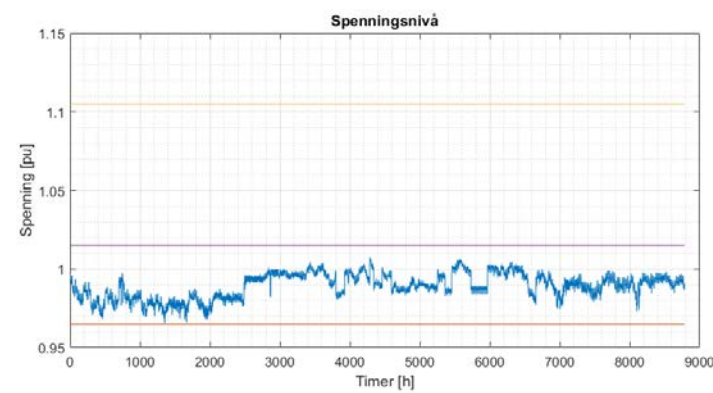
Sammenhengen mellom spenningsprofil og produksjonsprofil gjennom året uten regulering, med spenningsregulering og med  $\cos\phi$ -regulering er vist i henholdsvis Figur 6.28, Figur 6.29 og Figur 6.30. Det er tydelig fra Figur 6.28 (uten regulering) at spenningsnivået i majoriteten av periodene med produksjon i kraftverket er høyere, og gjerne langt høyere, enn tillatt spenningsbånd. Med bakgrunn i dette kan det konkluderes at det er fornuftig å benytte hele spenningsbåndet med hensyn til tapsminimering, og dette gjøres ved å benytte spenningsregulering med et så høyt settpunkt som mulig (Figur 6.29). Ved bruk av  $\cos\phi$ -regulering vil spenningsnivået i dette tilfellet reduseres mer enn nødvendig i perioder (Figur 6.30), noe som medfører høyere tap.



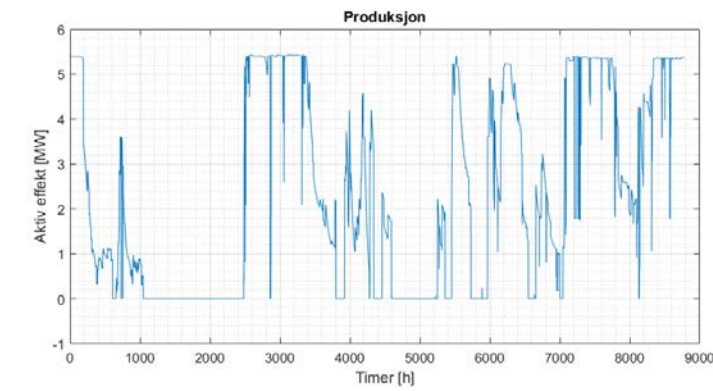
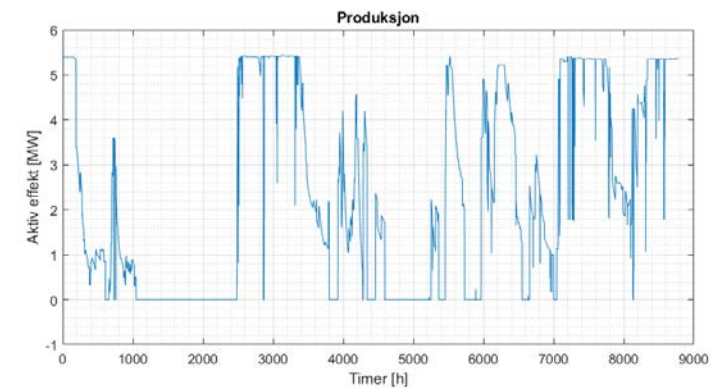
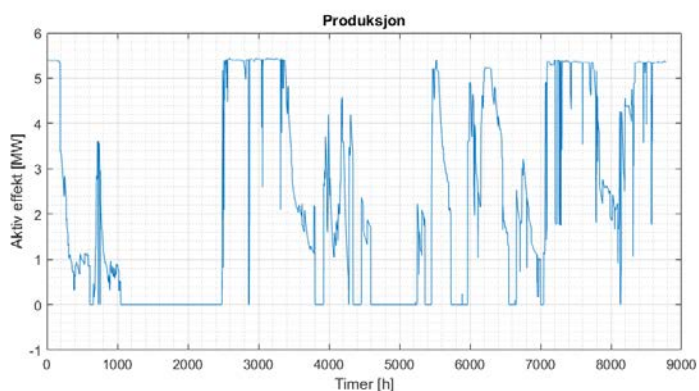
**Figur 6.28: Ingen regulering**



**Figur 6.29: Spenningsreg. settpunkt  $U_{DG,min} + 3,75\%$**



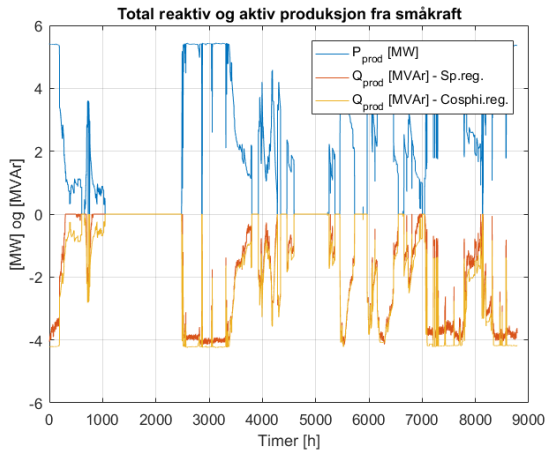
**Figur 6.30: Cosφ-reg. settpunkt  $\cos\phi = 0,79$**



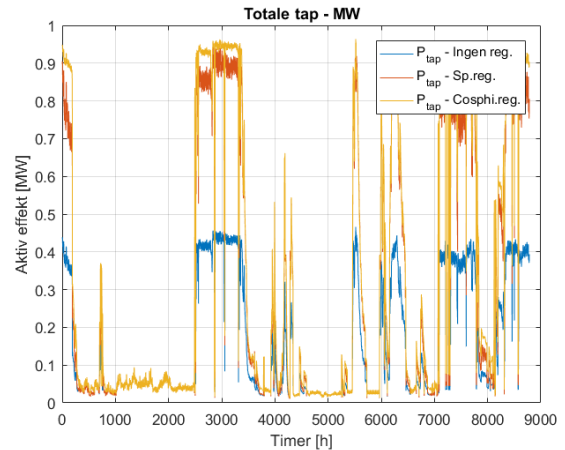
- Gul linje viser høyeste spenning i løpet av året uten regulering
- Rød linje viser laveste spenning i løpet av året
- Lilla linje viser laveste spenning + 5 %

### 6.3.2 Med overmagnetiseringsbegrensning

I dette delkapitlet er det brukt overmagnetiseringsbegrensning med VAR-begrensning på 0 VAR i generatoren. Innvirkningen dette har på henholdsvis produksjon av reaktiv effekt og tapsforløp over året er vist i Figur 6.31 og Figur 6.32.



**Figur 6.31: Produksjon – Spenningsregulering med settpunkt min spenning + 3,75%**



**Figur 6.32: Tap – Spenningsregulering med settpunkt min spenning + 3,75%**

Resulterende tap for ulike settpunkt er vist i Tabell 6.4.

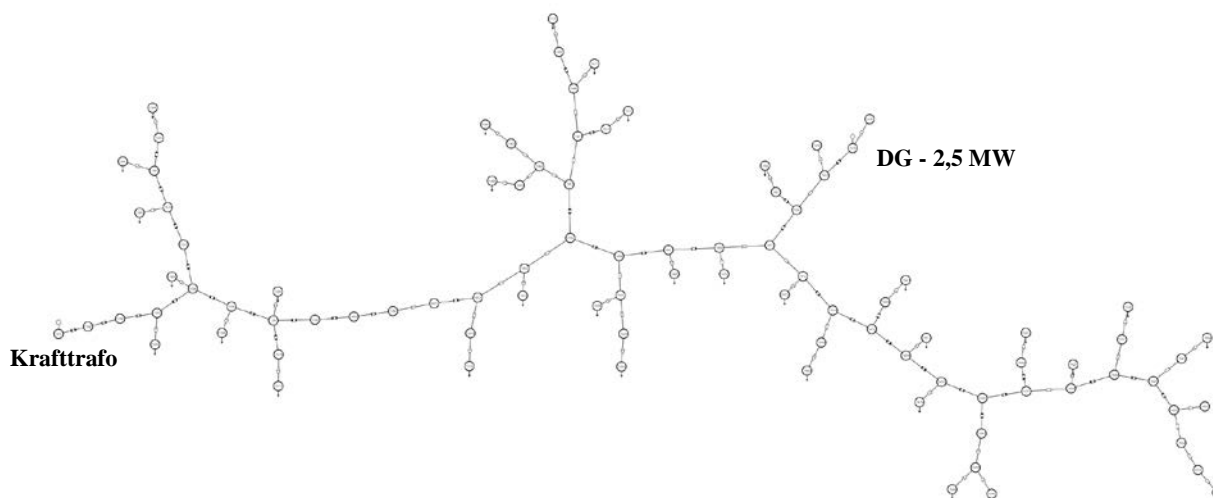
**Tabell 6.4: Tap med ulike settpunkt for spenning**

Settpunkt	$U_{DG,min} + 0 \%$	$U_{DG,min} + 1,25 \%$	$U_{DG,min} + 2,5 \%$	$U_{DG,min} + 3,75 \%$	$\cos\varphi = 0,79$
AVR	3686 MWh	3435 MWh	3057 MWh	2656 MWh	2916 MWh

Som i forrige case vil bruk av overmagnetiseringsbegrensning redusere det totale tapet over året.

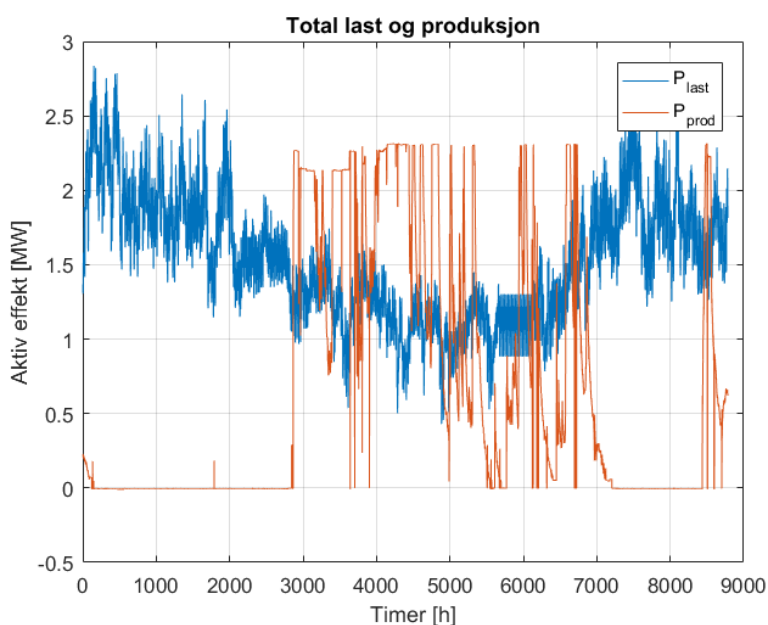
## 6.4 Case 3

Case 3 består av en 22 kV-radial med et tilknyttet kraftverk på 2,5 MW, som er plassert på en avgreining omtrent midt på radialen. Dette gir en spenningspåvirkning med henholdsvis reaktiv og aktiv effekt på  $\Delta U_x = 1,4 \%$  og  $\Delta U_r = 4,3 \%$  for kraftverket. Enlinjeskjema av radialen er presentert i Figur 6.33.



**Figur 6.33: Enlinjeskjema for Case 3**

Figuren viser plasseringen av både krafttransformator og DG-enheten på radialen. Produksjon og sammenlagret last på radialen i 2016 er plottet som funksjon av tid i Figur 6.34.

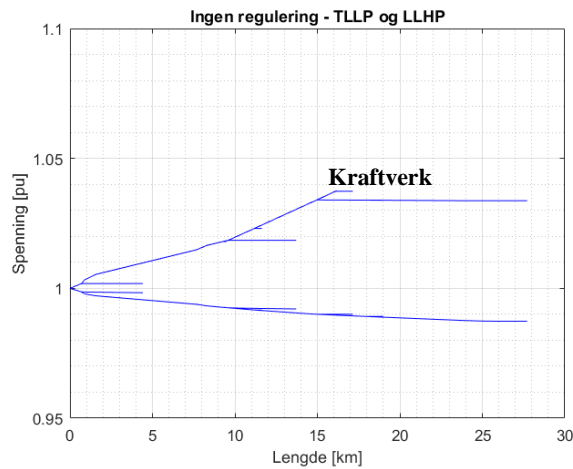


**Figur 6.34: Sammenlagret last og produksjon for Case 3 i 2016**

Produksjonsprofilen er veldig typisk for elvekraftverk som utnytter regn- og smeltevann, og produksjonen er størst og ofte nær maks produksjon i sommerhalvåret. Sammenlagret last har også en tydelig sesongvariasjon.

Ved å gjøre en lastflyanalyse av nettet i Figur 6.33 er det mulig å plote spenningen i alle noder på radialen som funksjon av avstand fra krafttransformator. Dette er gjort i Figur 6.35. I dette tilfellet er det ingen form for spenningsregulering i småkraftverket.



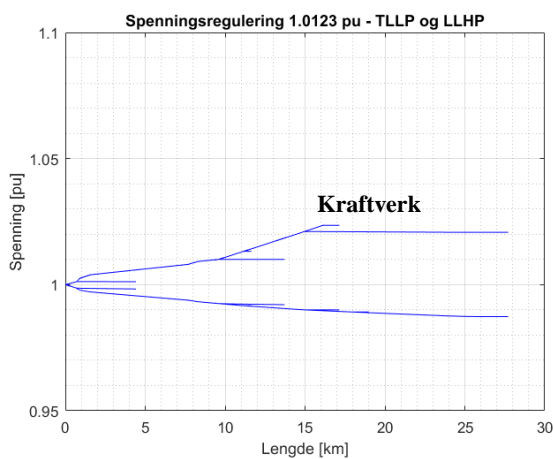


**Figur 6.35: Spenningsnivå i LLHP og TLLP – Ingen regulering**

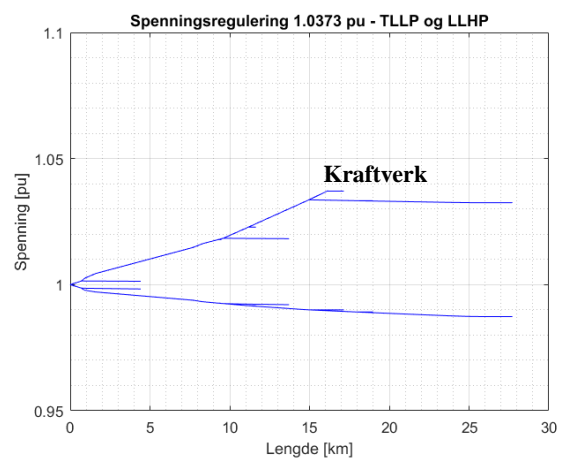
I dette tilfellet er spenningsvariasjonen omtrent akkurat 5 % selv uten regulering (så vidt under), noe som betyr at det ikke er nødvendig med spenningsregulering for å redusere  $\Delta U$ . Spenningsvariasjonen er størst i tilknytningspunktet til generatoren og fordeler seg på omkring 1 % spenningsfall i TLLP og 3,7 % spenningsstigning i LLHP.

#### 6.4.1 Uten magnetiseringsbegrensning

Dersom kraftverket hadde stått i spenningsregulering, med settpunkt henholdsvis  $U_{DG,min} + 2,5 \%$  og  $U_{DG,min} + 5 \%$ , ville spenningen i LLHP og TLLP blitt som vist i Figur 6.36 og Figur 6.37.

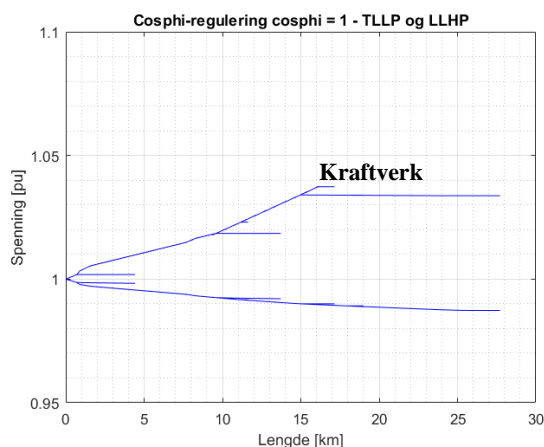


**Figur 6.36: Spenningsnivå i LLHP og TLLP – Spenningsreg. med settpunkt  $U_{DG,min} + 2,5 \%$**



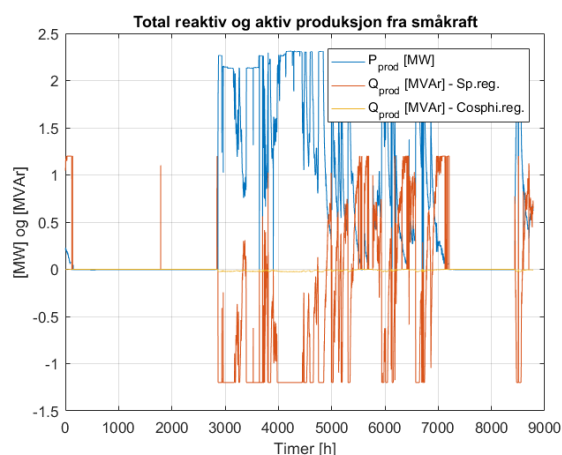
**Figur 6.37: Spenningsnivå i LLHP og TLLP – Spenningsreg. med settpunkt  $U_{DG,min} + 5 \%$**

Dersom man i dette tilfellet stiller inn kraftverket i  $\cos\phi$ -regulering, med en  $\cos\phi$  som tilsvarer det som må til for å holde seg innenfor  $\Delta U = 5 \%$  gjennom hele året (i dette tilfellet  $\cos\phi = 1$ ), vil spenningsnivået i LLHP og TLLP bli det samme som i Figur 6.37 ( $U_{DG,min} + 5 \%$ ). Dette er vist i Figur 6.38.

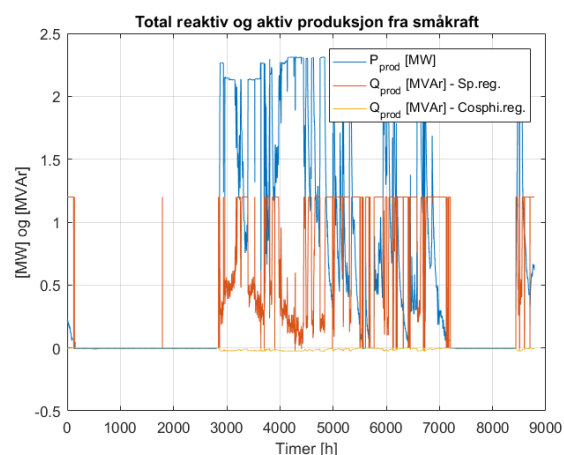


**Figur 6.38: Spenningsnivå i LLHP og TLLP –  $\cos\phi$ -regulering med  $\cos\phi = 1$**

Selv om maks spenning i løpet av året blir den samme i spennings- og  $\cos\phi$ -regulering, vil tapet over året være forskjellig i de to reguleringsmodusene. Produksjonsprofil for aktiv og reaktiv effekt i kraftverket er presentert for et settpunkt på henholdsvis 2,5 % og 5 % i Figur 6.39 og Figur 6.40.

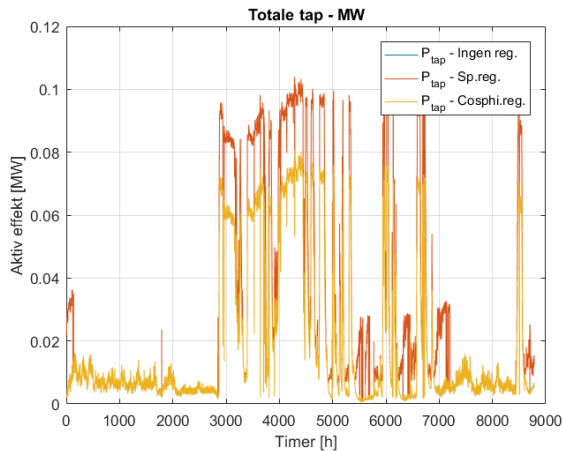


**Figur 6.39: Produksjon – Spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 2,5 \%$**

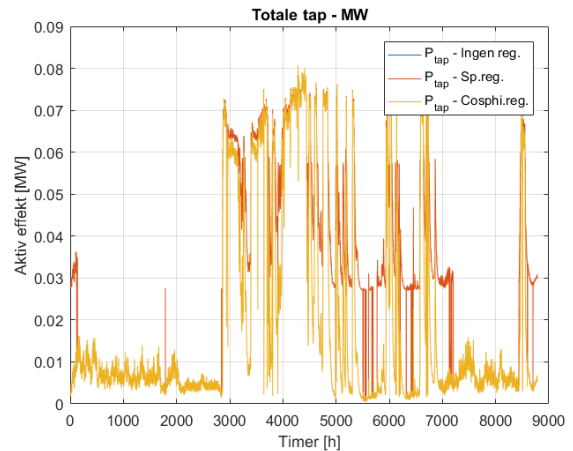


**Figur 6.40: Produksjon – Spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 5 \%$**

Et settpunkt på  $U_{DG,min} + 2,5 \%$  gir både forbruk og produksjon av reaktiv effekt, mens et settpunkt på  $U_{DG,min} + 5 \%$  gir produksjon av reaktiv effekt i alle perioder med aktiv produksjon i kraftverket. Dette gir et tapsforløp gjennom året som vist i Figur 6.41 og Figur 6.42.



**Figur 6.41: Tap – Spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 2,5 \%$**



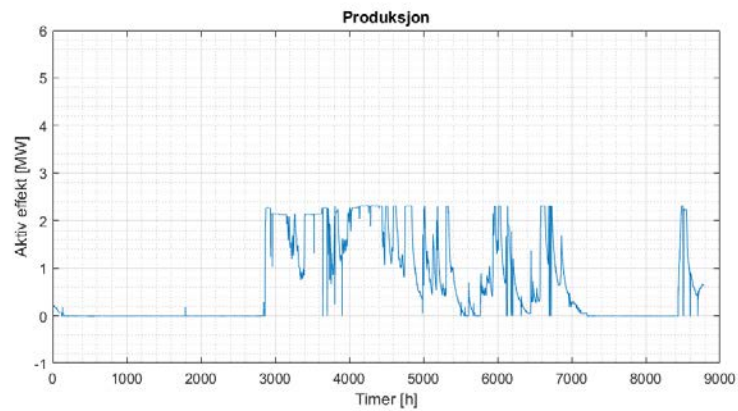
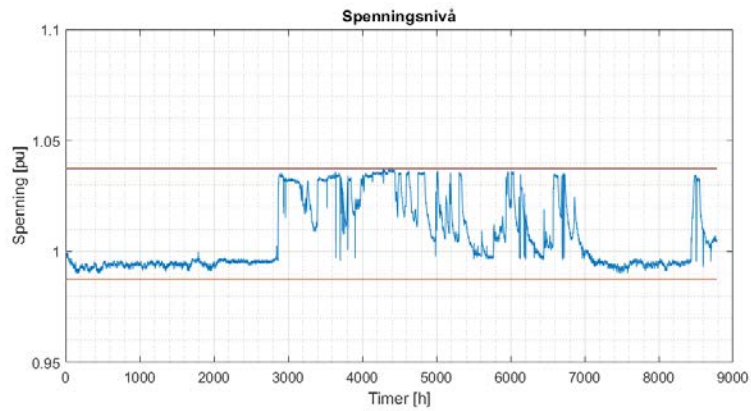
**Figur 6.42: Tap – Spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 5 \%$**

Resulterende tap for ulike settpunkt er vist i Tabell 6.5.

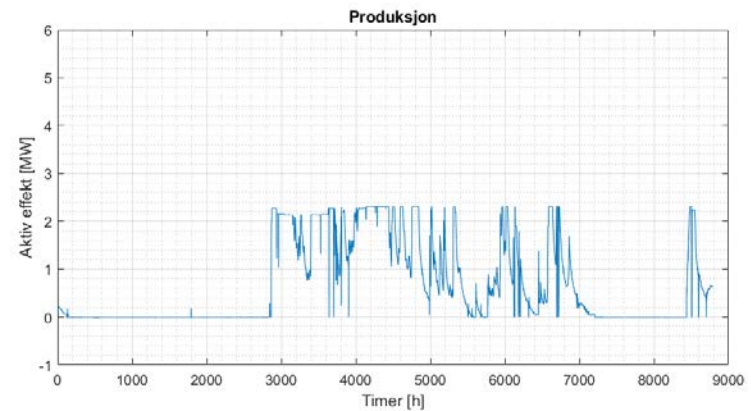
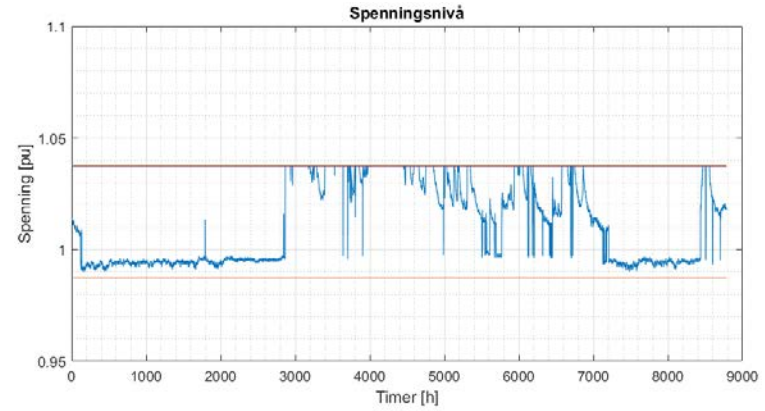
**Tabell 6.5: Tap med ulike settpunkt for spenning**

Settpunkt	$U_{DG,min} + 0 \%$	$U_{DG,min} + 1,25 \%$	$U_{DG,min} + 2,5 \%$	$U_{DG,min} + 3,75 \%$	$U_{DG,min} + 5 \%$	$\cos\phi = 1$
AVR	273 MWh	244 MWh	239 MWh	238 MWh	245 MWh	170 MWh

For tapsminimering vil den optimale reguleringsmodusen være  $\cos\phi$ -regulering med  $\cos\phi = 1$ , som vist i tabellen over. Årsaken til dette er at kraftverket i utgangspunktet har en spenningsvariasjon som ligger innenfor 5 %, og det er derfor ikke nødvendig å øke reaktiv effektlyt (og dermed tap) ved å stå i spenningsregulering. Sammenhengen mellom spenningsprofil og produksjonsprofil gjennom året uten regulering og med spenningsregulering er vist i henholdsvis Figur 6.43 og Figur 6.44. Her er det tydelig at kraftverket når det står i spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 5 \%$  i perioder bidrar til unødig spenningsøkning, og dette gir økte tap. Bruk av  $\cos\phi$ -regulering med  $\cos\phi = 1$  vil gi samme spennings- og produksjonsprofil som i Figur 6.43 (uten regulering).



**Figur 6.43: Ingen regulering**

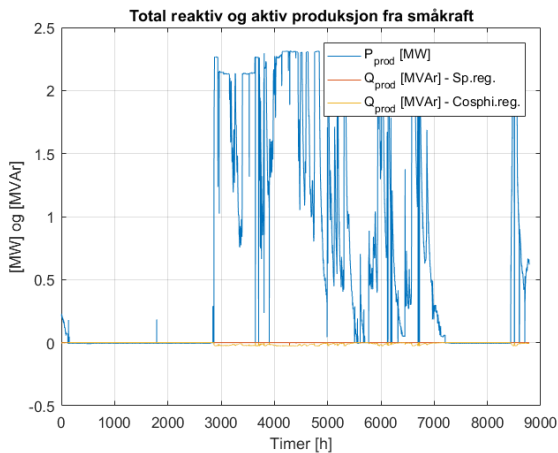


**Figur 6.44: Spenningsreg. settpunkt  $U_{DG,min} + 5\%$**

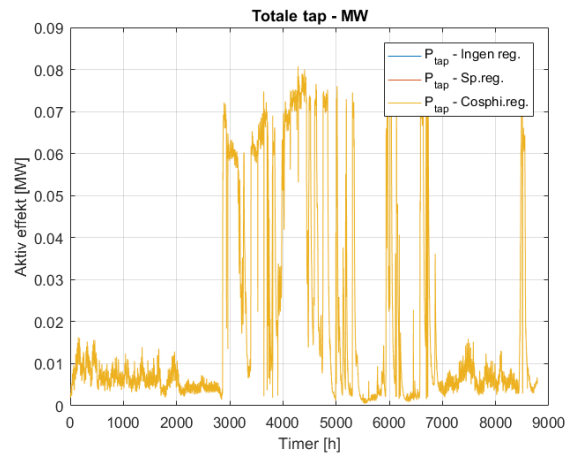
- Gul linje viser høyeste spenning i løpet av året uten regulering
- Rød linje viser laveste spenning i løpet av året
- Lilla linje viser laveste spenning + 5 %

## 6.4.2 Med overmagnetiseringsbegrensning

I dette delkapitlet er det brukt overmagnetiseringsbegrensning med VAR-begrensning på 0 VAR i generatoren, dvs. at det ikke tillates reaktiv effektproduksjon fra kraftverket. Innvirkningen dette har på henholdsvis produksjon av reaktiv effekt og tapsforløp over året er vist i Figur 6.45 og Figur 6.46.



**Figur 6.45: Produksjon – Spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 5\%$**



**Figur 6.46: Tap – Spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 5\%$**

Sammenlignet med Figur 6.40 er det tydelig at reaktiv effektflyt blir mye mindre dersom det benyttes overmagnetiseringsbegrensning i generatoren, og dette påvirker tapet i stor grad. Resulterende tap for ulike settpunkt er vist i Tabell 6.6.

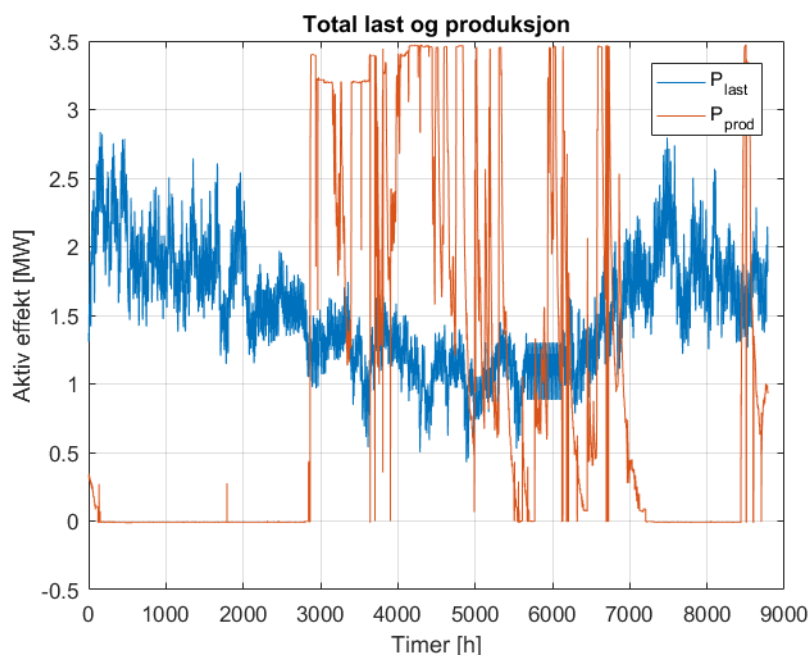
**Tabell 6.6: Tap med ulike settpunkt for spenning**

Settpunkt	$U_{DG,min} + 0\%$	$U_{DG,min} + 1,25\%$	$U_{DG,min} + 2,5\%$	$U_{DG,min} + 3,75\%$	$U_{DG,min} + 5\%$	$\cos\phi = 1$
AVR	273 MWh	244 MWh	218 MWh	186 MWh	170 MWh	170 MWh

Spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 5\%$  vil gi det samme tapet som  $\cos\phi$ -regulering med  $\cos\phi = 1$  dersom det benyttes overmagnetiseringsbegrensning VAR-begrensning på 0 VAR.

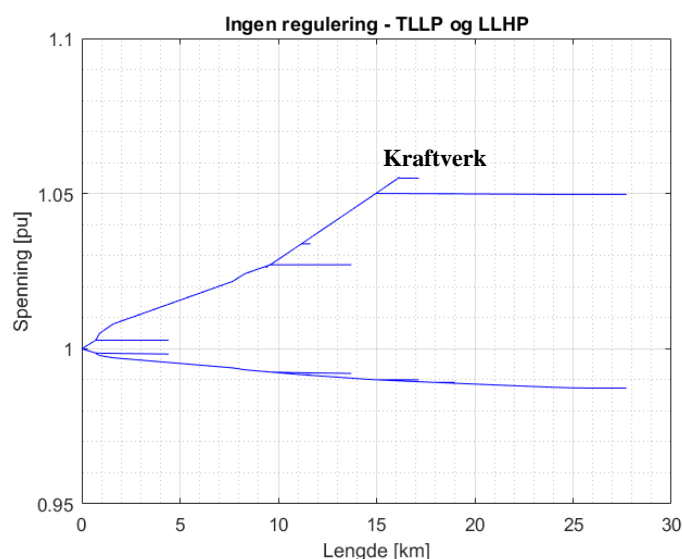
## 6.5 Case 4

Case 4 består av akkurat det samme nettet som Case 3, og enlinjeskjemaet for Case 4 blir altså det samme som i Figur 6.33. Småkraftverket har derimot en høyere produksjon enn i forrige case, og maks produksjon er nå satt til å være 3,5 MW. Dette gir en spenningspåvirkning med henholdsvis reaktiv og aktiv effekt på  $\Delta U_x = 1,4\%$  og  $\Delta U_r = 6,8\%$  for kraftverket. Lastprofilen er tilsvarende som i forrige case, men den nye produksjonsprofilen blir som vist i Figur 6.47.



**Figur 6.47: Sammenlagret last og produksjon for Case 4 i 2016**

Ettersom produksjonen i småkraftverket er høyere enn i forrige case, vil også spenningsnivået i LLHP være høyere enn i Case 3. Spenningen på radialen i LLHP og TLLP uten regulering i DG-enheten blir som vist i Figur 6.48.

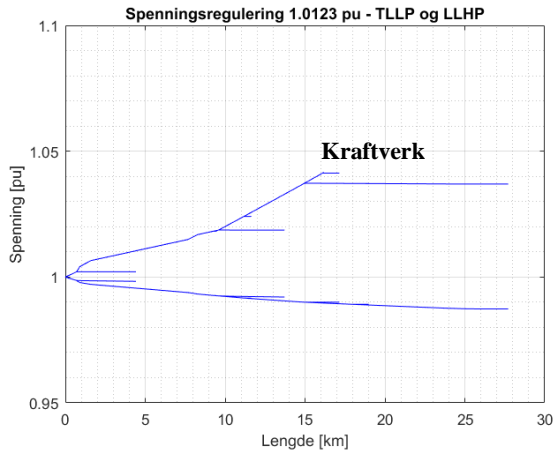


**Figur 6.48: Spenningsnivå i LLHP og TLLP – Ingen regulering**

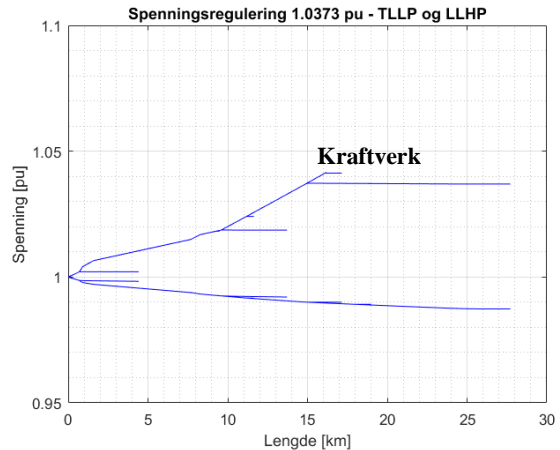
Spenningsvariasjonen er nå på omtrent  $\Delta U = 6,5 \%$  uten regulering, fordelt på omtrent 5,5 % spenningsøkning i LLHP og omtrent 1 % spenningsfall i TLLP. Kravet er dermed ikke overholdt. Dette betyr at det er nødvendig at DG-enheten regulerer spenningsnivået med reaktiv effekt.

### 6.5.1 Uten magnetiseringsbegrensning

Dersom DG-enheten stilles settes i spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 2,5\%$  og  $U_{DG,min} + 5\%$ , blir spenningen i LLHP og TLLP som vist i henholdsvis Figur 6.49 og Figur 6.50.

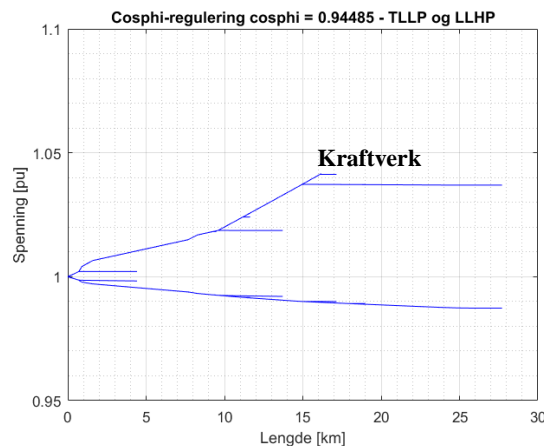


**Figur 6.49: Spenningsnivå i LLHP og TLLP – Spenningsreg. med settpunkt  $U_{DG,min} + 2,5\%$**



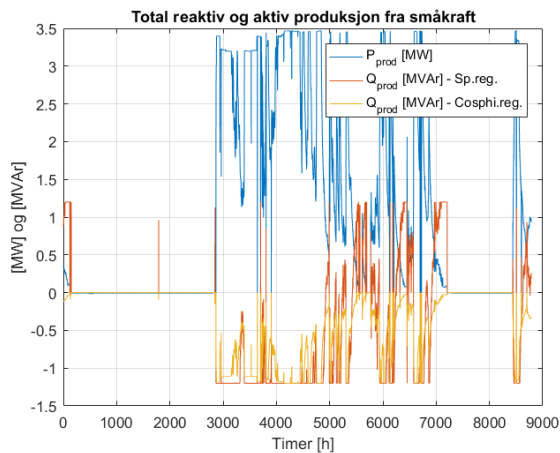
**Figur 6.50: Spenningsnivå i LLHP og TLLP – Spenningsreg. med settpunkt  $U_{DG,min} + 5\%$**

I dette tilfellet blir spenningsvariasjonen redusert til omtrent akkurat  $\Delta U = 5\%$  med begge settpunktene, og årsaken til dette er at kraftverket ikke har tilstrekkelig kapasitet til å trekke spenningen ned til lavere enn  $U_{DG,min} + 5\%$ . Dersom man i stedet benytter  $\cos\phi$ -regulering med tilsvarende  $\cos\phi$  som i timen med høyest spenning ( $\cos\phi = 0,945$ ), fås samme  $\Delta U$  som i figurene over. Dette er vist i Figur 6.51.

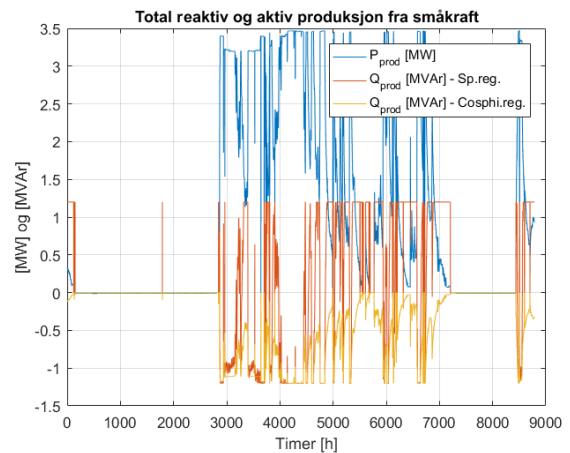


**Figur 6.51: Spenningsnivå i LLHP og TLLP –  $\cos\phi$ -regulering med  $\cos\phi = 0,945$**

Ulike settpunkt for spenning vil påvirke tapet ved ulike settpunkt i stor grad. Årsaken til dette er vist i Figur 6.52 og Figur 6.53, hvor aktiv og reaktiv produksjon/forbruk fra kraftverket er vist. Tapet med  $\cos\phi$ -regulering med  $\cos\phi = 0,945$  er også inkludert.

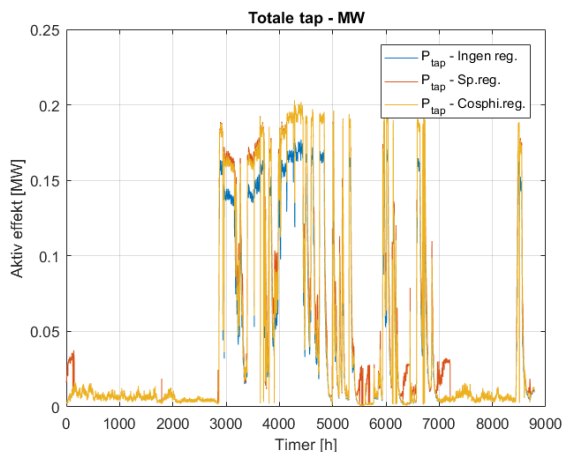


**Figur 6.52: Produksjon – Spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 2,5 \%$**

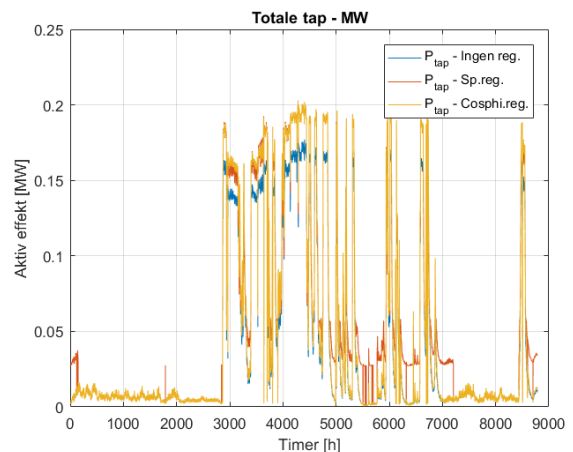


**Figur 6.53: Produksjon – Spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 5 \%$**

Dette gir et tapsforløp gjennom året som vist i Figur 6.54 og Figur 6.55.



**Figur 6.54: Tap – Spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 2,5 \%$**



**Figur 6.55: Tap – Spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 5 \%$**

Resulterende tap for ulike settpunkt er vist i Tabell 6.7.

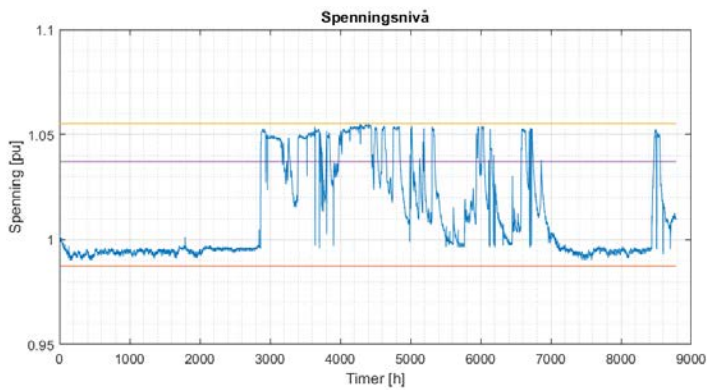
**Tabell 6.7: Tap med ulike settpunkt for spenning**

Settpunkt	$U_{DG,min} + 0 \%$	$U_{DG,min} + 1,25 \%$	$U_{DG,min} + 2,5 \%$	$U_{DG,min} + 3,75 \%$	$U_{DG,min} + 5 \%$	$\cos\phi = 0,95$
AVR	463 MWh	443 MWh	438 MWh	446 MWh	448 MWh	406 MWh

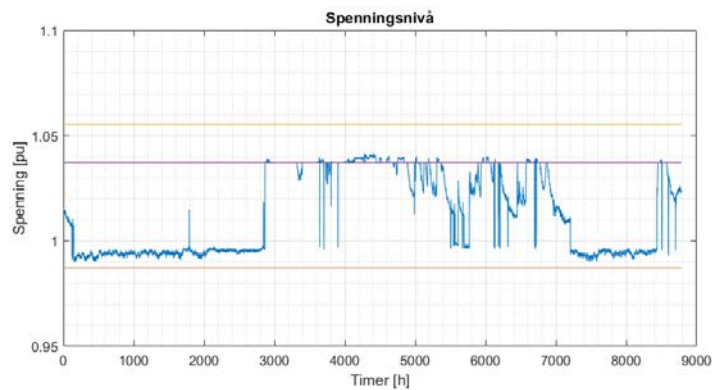
Med  $\cos\phi$ -regulering blir tapet 406 MWh, mens det med spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 5 \%$  blir 448 MWh. Dette viser at det beste valget i dette tilfellet er bruk av  $\cos\phi$ -regulering. Årsaken til dette er blant annet at produksjonen til DG-enheten i større perioder er midt mellom min og maks. Dette medfører at en generator som står i spenningsregulering hele tiden må skifte mellom å produsere og forbruke reaktiv effekt, og slik medføre stor flyt av reaktiv effekt. Dette unngås med bruk av  $\cos\phi$ -regulering. I tillegg har kraftverket liten innvirkning på spenningen med reaktiv effekt, noe som gjør at det i spenningsregulering ofte vil måtte regulere med maksimal og minimal reaktiv effekt. Sammenhengen mellom spenningsprofil og produksjonsprofil gjennom året uten regulering, med spenningsregulering og med  $\cos\phi$ -regulering er vist i



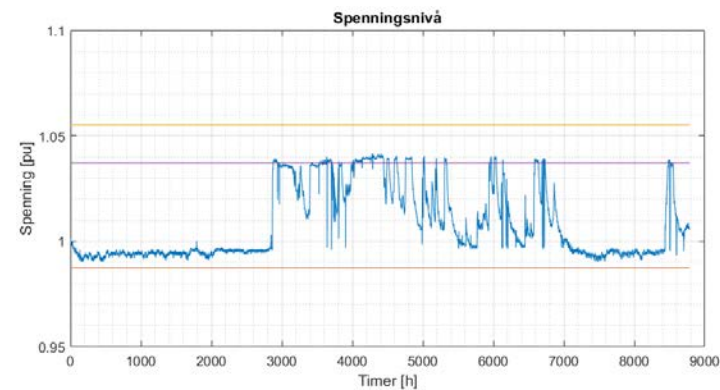
henholdsvis Figur 6.56, Figur 6.57 og Figur 6.58. Her er det tydelig at kraftverket når det står i spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 5\%$  i perioder bidrar til unødig spenningsøkning, og dette gir økte tap.



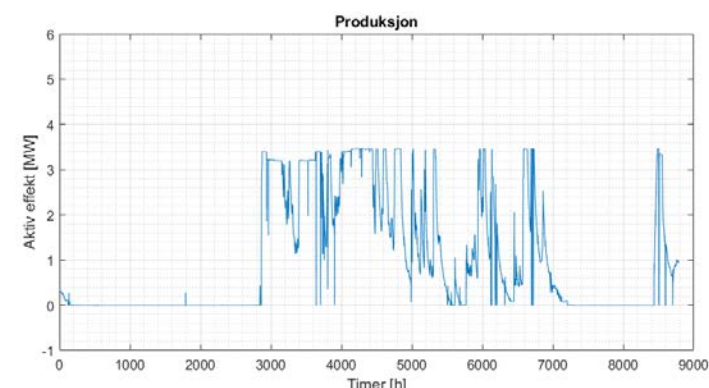
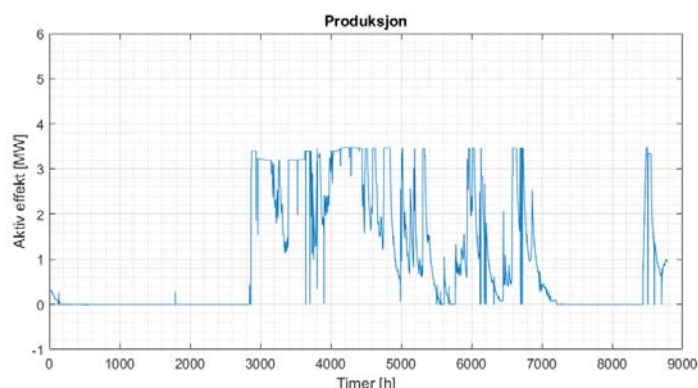
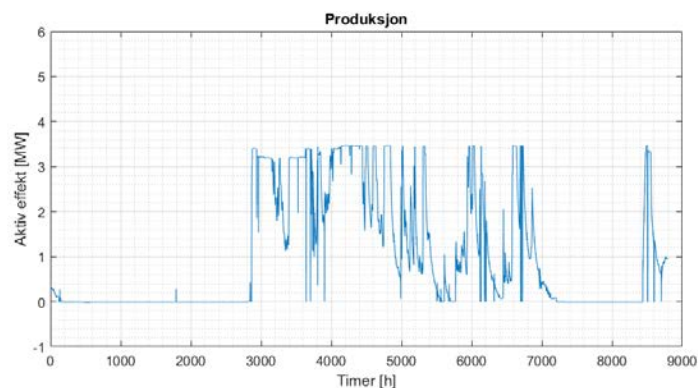
**Figur 6.56: Ingen regulering**



**Figur 6.57: Spenningsreg. settpunkt  $U_{DG,min} + 5\%$**



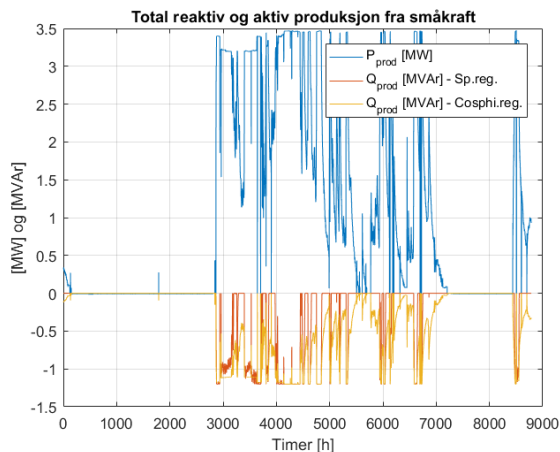
**Figur 6.58: Cosφ-reg. settpunkt  $\cos\phi = 0,95$**



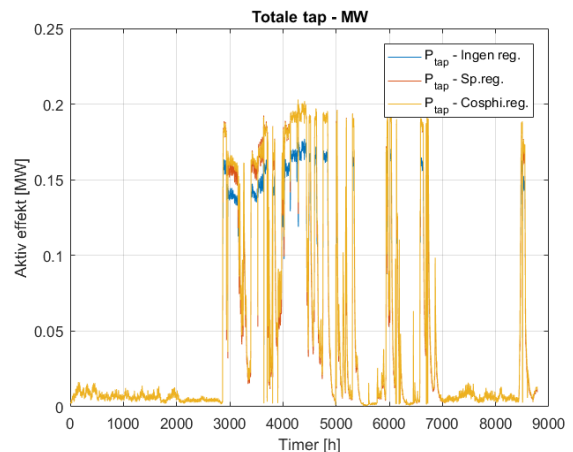
- Gul linje viser høyeste spenning i løpet av året uten regulering
- Rød linje viser laveste spenning i løpet av året
- Lilla linje viser laveste spenning + 5 %

### 6.5.2 Med overmagnetiseringsbegrensning

Hvis regulatoren har mulighet for begrensning av overmagnetisert  $\cos\phi$ , vil dette være den beste løsningen når det kommer til minimering av tap. I så fall bør DG-enheten stilles inn med spenningsregulering med  $U_{DG,min} + 5\%$ , og overmagnetiseringsbegrensning med VAR-begrensning på 0 VAR, ettersom dette vil gi minimering av reaktiv effektflyt. Dette er vist i Figur 6.59 og Figur 6.60, hvor det er tydelig at spenningsregulering gir lavest tap.



**Figur 6.59: Produksjon – Spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 5\%$**



**Figur 6.60: Tap – Spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 5\%$**

Resulterende tap for ulike settpunkt er vist i Tabell 6.8.

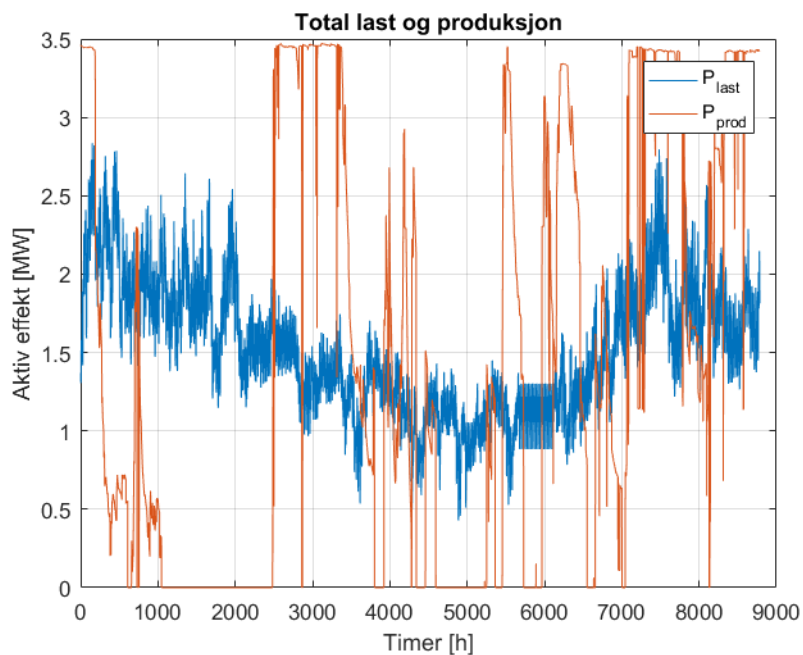
**Tabell 6.8: Tap med ulike settpunkt for spenning**

Settpunkt	$U_{DG,min} + 0\%$	$U_{DG,min} + 1,25\%$	$U_{DG,min} + 2,5\%$	$U_{DG,min} + 3,75\%$	$U_{DG,min} + 5\%$	$\cos\phi = 0,95$
AVR	463 MWh	443 MWh	423 MWh	406 MWh	391 MWh	406 MWh

Spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 5\%$  og overmagnetiseringsbegrensning med VAR-begrensning på 0 VAR gir i dette tilfellet minimering av årlige tap.

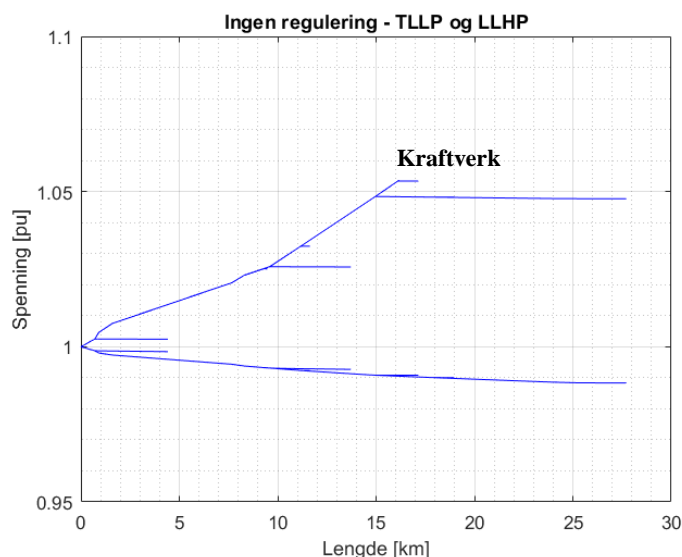
## 6.6 Case 5

Case 5 består av det samme nettet som Case 3 og Case 4, og enlinjeskjemaet for Case 5 blir altså det samme som i Figur 6.33. Småkraftverket har i denne casen samme størrelse som i forrige case, dvs. 3,5 MW, noe som betyr at betyr at spenningspåvirkning med henholdsvis reaktiv og aktiv effekt fortsatt er  $\Delta U_x = 1,4\%$  og  $\Delta U_r = 6,8\%$  for kraftverket. Produksjonsprofilen er derimot annerledes. Lastprofilen er tilsvarende som i forrige case, men den nye produksjonsprofilen blir som vist i Figur 6.61.



**Figur 6.61: Sammenlagret last og produksjon for Case 5 i 2016**

Ettersom produksjonsprofilen er forskjellig fra i forrige case, vil også spenningsnivået i LLHP være annerledes enn i Case 4. Spenningen på radialen i LLHP og TLLP uten regulering i DG-enheten blir som vist i Figur 6.62.

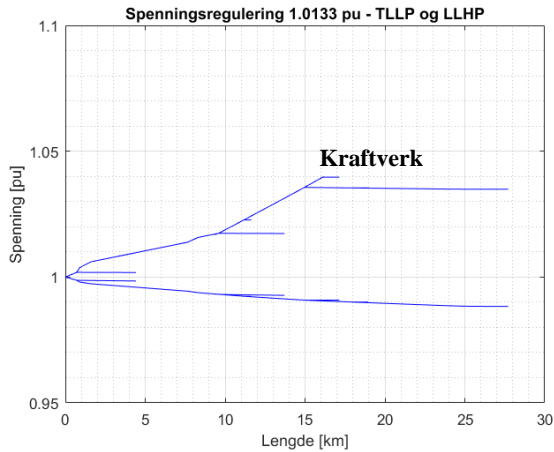


**Figur 6.62: Spenningsnivå i LLHP og TLLP – Ingen regulering**

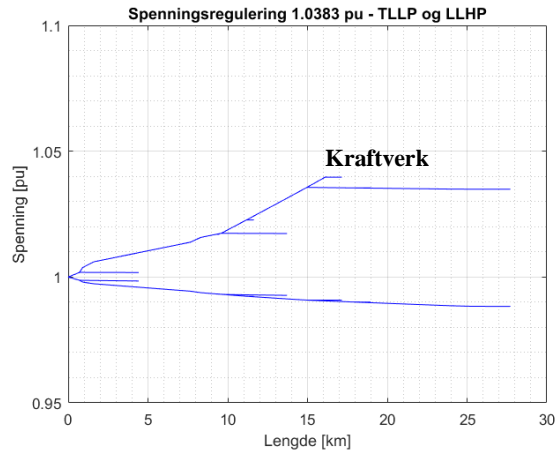
Spenningsvariasjonen er nå på litt over  $\Delta U = 6\%$  uten regulering, fordelt på omtrent 5% spenningsøkning i LLHP og omtrent 1% spenningsfall i TLLP. Kravet er dermed ikke overholdt. Dette betyr at det er nødvendig at DG-enheten regulerer spenningsnivået med reaktiv effekt.

### 6.6.1 Uten magnetiseringsbegrensning

Dersom DG-enheten settes i spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 2,5\%$  og  $U_{DG,min} + 5\%$ , blir spenningen i LLHP og TLLP som vist i henholdsvis Figur 6.63 og Figur 6.64.

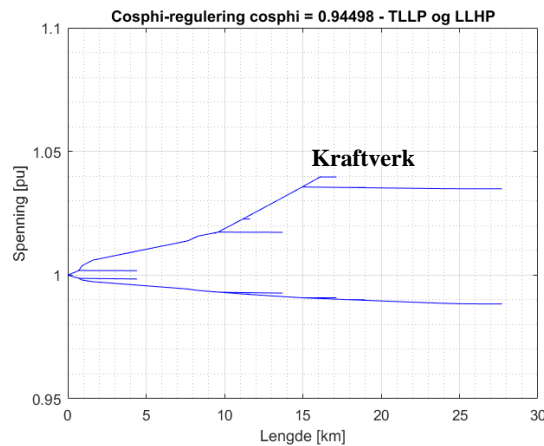


**Figur 6.63: Spenningsnivå i LLHP og TLLP – Spenningsreg. med settpunkt  $U_{DG,min} + 2,5\%$**



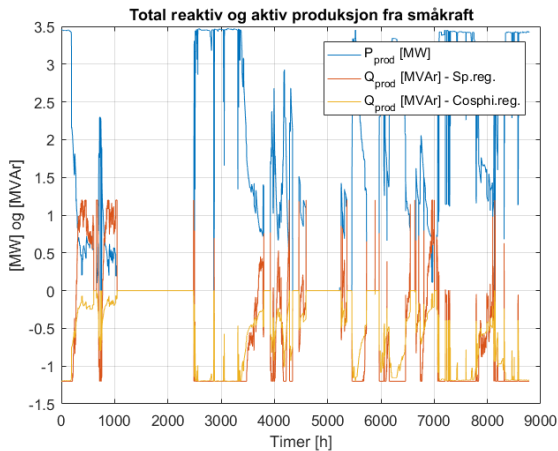
**Figur 6.64: Spenningsnivå i LLHP og TLLP – Spenningsreg. med settpunkt  $U_{DG,min} + 5\%$**

I dette tilfellet blir spenningsvariasjonen redusert til omtrent akkurat  $\Delta U = 5\%$  med begge settpunktene, og årsaken til dette er at kraftverket ikke har tilstrekkelig kapasitet ( $\Delta U_x = 1,4\%$ ) til å trekke spenningen ned til lavere enn  $U_{DG,min} + 5\%$ . Dersom man i stedet benytter  $\cos\phi$ -regulering med tilsvarende  $\cos\phi$  som i timen med høyest spenning ( $\cos\phi = 0,945$ ), fås samme  $\Delta U$  som i figurene over. Dette er vist i Figur 6.65.

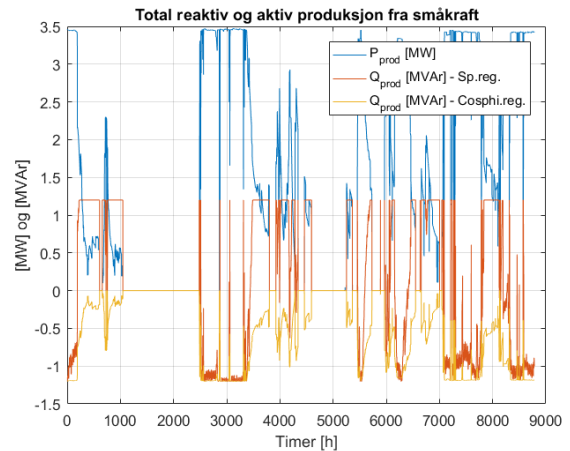


**Figur 6.65: Spenningsnivå i LLHP og TLLP –  $\cos\phi$ -regulering med  $\cos\phi = 0,945$**

Ulike settpunkt for spenning vil påvirke tapet ved ulike settpunkt i stor grad. Årsaken til dette er vist i Figur 6.66 og Figur 6.67, hvor aktiv og reaktiv produksjon/forbruk fra kraftverket er vist. Tapet med  $\cos\phi$ -regulering med  $\cos\phi = 0,945$  er også inkludert.

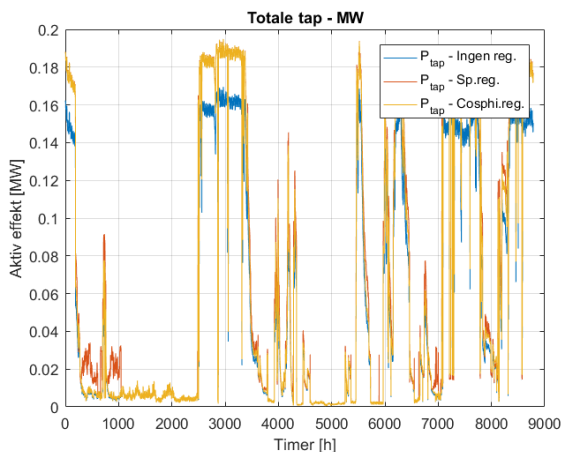


**Figur 6.66: Produksjon – Spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 2,5 \%$**

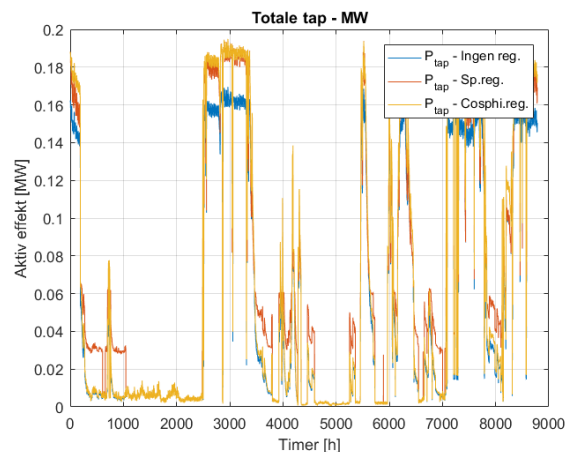


**Figur 6.67: Produksjon – Spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 5 \%$**

Dette gir et tapsforløp gjennom året som vist i Figur 6.68 og Figur 6.69.



**Figur 6.68: Tap – Spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 2,5 \%$**



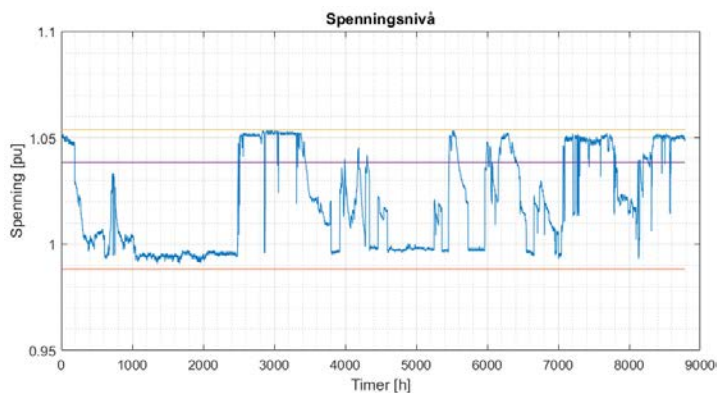
**Figur 6.69: Tap – Spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 5 \%$**

Resulterende tap for ulike settpunkt er vist i Tabell 6.9.

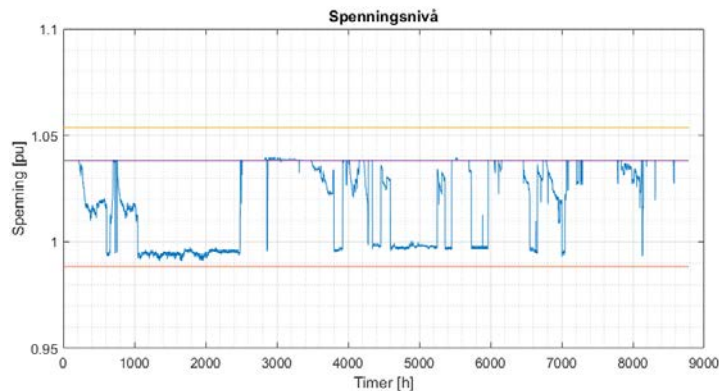
**Tabell 6.9: Tap med ulike settpunkt for spenning**

Settpunkt	$U_{DG,min} + 0 \%$	$U_{DG,min} + 1,25 \%$	$U_{DG,min} + 2,5 \%$	$U_{DG,min} + 3,75 \%$	$U_{DG,min} + 5 \%$	$\cos\varphi = 0,95$
AVR	641 MWh	620 MWh	602 MWh	611 MWh	608 MWh	575 MWh

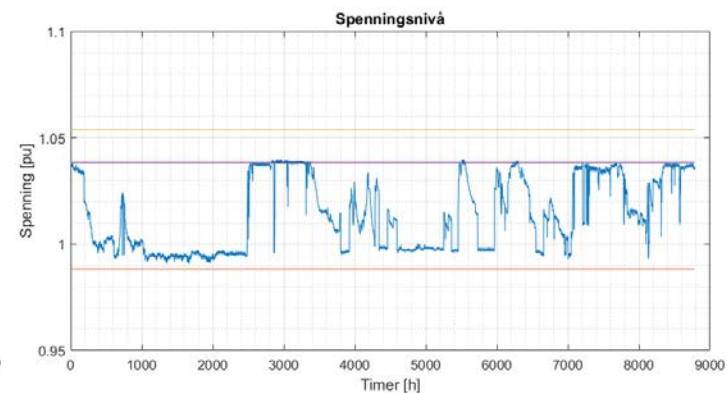
Med  $\cos\varphi$ -regulering blir tapet 575 MWh, mens det med spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 5 \%$  blir 608 MWh. Dette viser at det beste valget i dette tilfellet er bruk av  $\cos\varphi$ -regulering. Sammenlignet med forrige case er det allikevel mindre forskjell mellom bruk av  $\cos\varphi$ -regulering og spenningsregulering, og årsaken til dette er at produksjonsprofilen er annerledes. Sammenhengen mellom spenningsprofil og produksjonsprofil gjennom året uten regulering, med spenningsregulering og med  $\cos\varphi$ -regulering er vist i henholdsvis Figur 6.70, Figur 6.71 og Figur 6.72. Her er det tydelig at kraftverket når det står i spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 5 \%$  i perioder bidrar til unødig spenningsøkning, og dette gir økte tap.



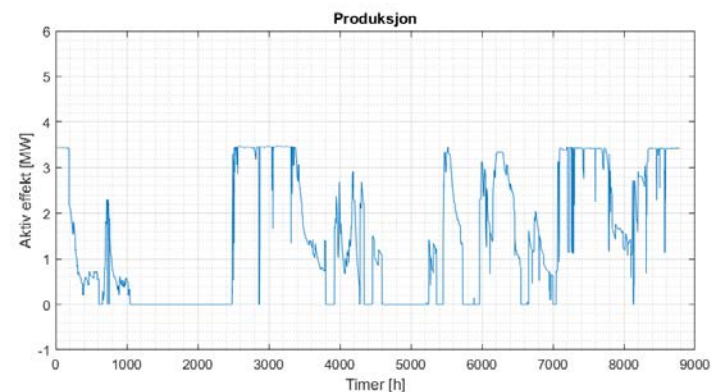
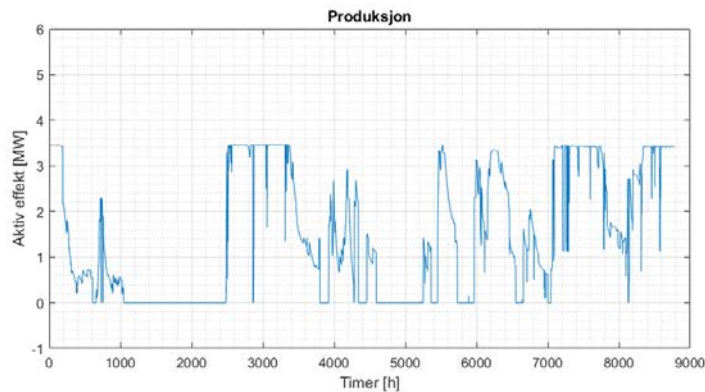
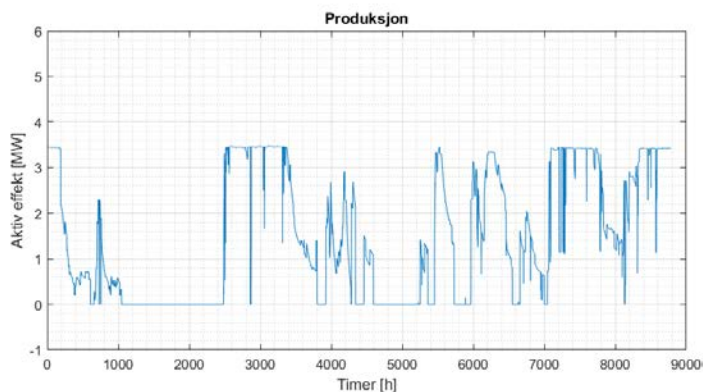
**Figur 6.70: Ingen regulering**



**Figur 6.71: Spenningsreg. settpunkt  $U_{DG,min} + 5\%$**



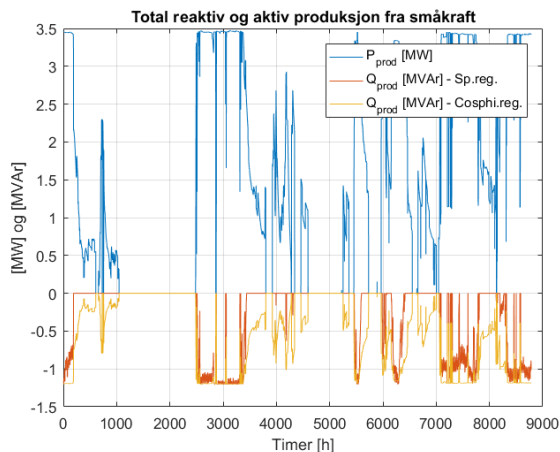
**Figur 6.72: Cosφ-reg. settpunkt  $\cos\phi = 0,95$**



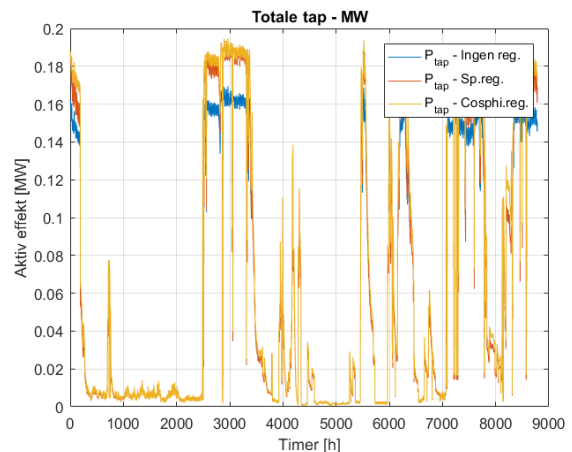
- Gul linje viser høyeste spenning i løpet av året uten regulering
- Rød linje viser laveste spenning i løpet av året
- Lilla linje viser laveste spenning + 5 %

## 6.6.2 Med overmagnetiseringsbegrensning

Hvis regulatoren har mulighet for begrensning av overmagnetisert  $\cos\phi$ , vil dette være den beste løsningen når det kommer til minimering av tap. I så fall bør DG-enheten stilles inn med spenningsregulering med  $U_{DG,min} + 5\%$ , og overmagnetiseringsbegrensning med VAR-begrensning på 0 VAR, ettersom dette vil gi minimering av reaktiv effektflyt. Dette er vist i Figur 6.73 og Figur 6.74, hvor det er tydelig at spenningsregulering gir lavest tap.



**Figur 6.73: Produksjon – Spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 5\%$**



**Figur 6.74: Tap – Spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 5\%$**

Resulterende tap for ulike settpunkt er vist i Tabell 6.10.

**Tabell 6.10: Tap med ulike settpunkt for spenning**

Settpunkt	$U_{DG,min} + 0\%$	$U_{DG,min} + 1,25\%$	$U_{DG,min} + 2,5\%$	$U_{DG,min} + 3,75\%$	$U_{DG,min} + 5\%$	$\cos\phi = 0,95$
AVR	641 MWh	621 MWh	591 MWh	573 MWh	545 MWh	575 MWh

Spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 5\%$  og overmagnetiseringsbegrensning med VAR-begrensning på 0 VAR gir minimering av årlige tap.

## 6.7 Diskusjon

I dette kapitlet har fem caser med ulike egenskaper blitt analysert, og det har for hver av dem blitt gjort en vurdering av optimal reguleringsmodus og settpunkt. Disse vurderingene har blitt gjort basert på overholdelse av spenningskrav og minimering av overføringstap.

### 6.7.1 Spenningsvariasjon mindre enn 5 %

Dersom de totale langsomme spenningsvariasjonene i det aktuelle nettet alltid er under 5 %, dvs.  $\Delta U < 5\%$ , vil det alltid lønne seg å benytte  $\cos\phi$ -regulering med  $\cos\phi = 1$ . Årsaken til dette er det vil gi en minimering av reaktiv effektflyt i nettet, og dermed en minimering av overføringstap. Dette ble vist i Case 3, hvor spenningsvariasjonene var mindre enn  $\Delta U < 5\%$ , og det var tydelig at  $\cos\phi$ -regulering med  $\cos\phi = 1$  var det beste alternativet med hensyn til tap. Å benytte spenningsregulering i slike tilfeller vil bare medføre unødvendig reaktiv effektflyt dersom regulatoren ikke har mulighet for å stilles inn med overmagnetiseringsbegrensning på 0 MVar.



## 6.7.2 Spenningsvariasjon større enn 5 %

Dersom de totale langsomme spenningsvariasjonene i det aktuelle nettet gjennom året er over 5 %, dvs.  $\Delta U > 5 \%$ , vil det være nødvendig med en eller annen form for regulering i det tilknyttede kraftverket. Det er gjennomgående for alle casene at det optimale er å benytte spenningsregulering med et så høyt settpunkt som mulig dersom det er mulig å stille inn regulatoren med overmagnetiseringsbegrensning med VAR-begrensning på 0 VAR. Dersom høyeste spenningsnivå (største spenningsvariasjon) er i tilknytningspunktet til småkraftverket (slik som i Case 3, 4 og 5), vil optimalt settpunkt være  $U_{DG,min} + 5 \%$ . Hvis høyeste spenning ikke er ved kraftverket (slik som i Case 1 og 2), må settpunktet reduseres slik at  $\Delta U < 5 \%$  i alle punkter i nettet. Det vil allikevel være optimalt å utnytte hele spenningsbåndet.

Full utnyttelse av nettet med hensyn til spenningsvariasjoner vil gi en minimering av tap dersom det er mulig å legge inn overmagnetiseringsbegrensning. Kraftverket vil ved bruk av overmagnetiseringsbegrensning aldri regulere med reaktiv effekt så lenge spenningsnivået ligger lavere enn settpunktet, noe som betyr at generatoren aldri vil levere reaktiv effekt og dermed aldri forsøke å trekke opp spenningen. Dersom spenningsnivået derimot ligger høyere enn settpunktet, vil generatoren trekke reaktiv effekt slik at spenningsnivået trekkes ned til settpunktet. Bruk av spenningsregulering med overmagnetiseringsbegrensning vil minimere reaktiv effektflyt på nettet, og dermed også minimere aktive tap. Dersom regulatoren har mulighet for slik innstilling, vil det alltid være bedre å benytte dette i stedet for  $\cos\phi$ -regulering. Utfordringen er at blant regulatorne som er mest vanlig i småkraftverk i dag er det få som tilbyr denne funksjonen.

I tilfeller der det ikke er mulig å stille inn regulatoren med overmagnetiseringsbegrensning, er det noe mer komplisert å finne optimal reguleringsmodus og settpunkt. For å komme frem til optimal reguleringsmodus, bør følgende faktorer undersøkes:

- Spenningspåvirkning med reaktiv effekt:  $\Delta U_x$
- Spenningsfall i TLLP og spenningsøkning i LLHP
- Sammenfall mellom last- og produksjonsprofil

I tilfeller der spenningsreduksjonen  $\Delta U_x$  er liten, vil det i de fleste tilfeller være fornuftig å benytte  $\cos\phi$ -regulering. Dersom et kraftverk med liten  $\Delta U_x$  står i spenningsregulering med fast settpunkt, vil det måtte produsere eller forbruke reaktiv effekt gjennom store deler av året, ettersom det hele tiden vil forsøke å drive spenningsnivået mot settpunktet. Selv når spenningsnivået kun er et lite stykke unna ønsket settpunkt, vil kraftverket potensielt måtte gjøre store utslag med reaktiv effekt for å forsøke å nå settpunktet. I Case 4 og Case 5 var dette tilfelle, ettersom spenningspåvirkningen med reaktiv effekt kun var  $\Delta U_x = 1,4 \%$ , og dette var årsaken til at det her var optimalt med hensyn til minimering av tap å heller benytte  $\cos\phi$ -regulering med settpunkt  $\cos\phi = 0,95$ . Dette ga et jevnere og lavere forbruk av reaktiv effekt gjennom året, samtidig som at maksimalt 5 % spenningsvariasjon ble overholdt.

I tilfeller der spenningsfallet i TLLP er stort, vil kraftverket måtte bidra med store mengder reaktiv effekt for å klare å oppnå en maksimal spenningsvariasjon på  $\Delta U = 5 \%$  gjennom året. Årsaken til dette er at spenningsvariasjonene i slike tilfeller hovedsakelig vil være på grunn av lasten, og ikke produksjonen til kraftverket. Gitt at produksjonen fra småkraftverket i store perioder overstiger lasten når kraftverket produserer, vil spenningsnivået nærme seg (og potensielt overstige) maks tillatt spenning når kraftverket produserer, noe som betyr at det vil lønne seg å benytte spenningsregulering med et så høyt settpunkt som mulig. Dette var tilfelle i Case 1 og Case 2, hvor kraftverket kun hadde tillatelse til å forårsake litt over 1 % spenningsøkning i LLHP, ettersom spenningsfallet pga. lasten i TLLP var nesten 4 %. I de nevnte casene var ikke største spenningsvariasjon ved kraftverket, så settpunktet måtte settes til  $U_{DG,min} + 3,75 \%$  for maksimal utnyttelse av spenningsbåndet.

Sammenfall mellom last og produksjon vil også ha innvirkning på optimal reguleringsmodus, og dette har sammenheng med forrige avsnitt. Dersom det er høy produksjon i kraftverket hovedsakelig i perioder hvor det er lett last, betyr dette at spenningsnivået vil være høyt (og potensielt utenfor spenningskravet) i de fleste periodene med produksjon i kraftverket. Da vil det lønne seg med hensyn til tapsminimering å benytte spenningsregulering med et høyt settpunkt. Dersom det er produksjon også i perioder med høy last, og spenningsnivået dermed i store perioder ligger midt i spenningsbåndet, vil det muligens være bedre å benytte et settpunkt som ligger midt i spenningsbåndet. Samvariasjonen mellom last og produksjon vil altså være bestemmende for hva som er optimalt settpunkt i spenningsregulering, samt for hvilken reguleringsmodus (spenningsregulering eller  $\cos\phi$ -regulering) som er optimalt med hensyn til tap. Eksempelvis var det i Case 4 og Case 5 mest gunstig å benytte  $\cos\phi$ -regulering med  $\cos\phi = 0,95$ , mens settpunktet  $U_{DG,min} + 2,5\%$  gav lavest tap ved bruk av spenningsregulering. Årsaken til at  $\cos\phi$ -regulering gav lavest tap i disse casene er at kraftverket ofte produserte mindre enn merkeytelsen, og i disse periodene vil  $\cos\phi$  i kraftverket kunne bli mye lavere enn nødvendig (lavere enn  $\cos\phi = 0,95$ ). I Case 5, hvor det var en produksjonsprofil med større produksjon i vinterhalvåret, var det allikevel ikke stor tapsforskjell mellom bruk av spenningsregulering og  $\cos\phi$ -regulering

Alle de nevnte faktorene vil ha innvirkning på optimal reguleringsmodus og settpunkt, og de må sees i sammenheng for å komme frem til en optimal løsning. Uansett hvilken reguleringsmodus som blir valgt, er det til slutt viktig å sjekke at spenningsvariasjonen  $\Delta U < 5\%$  i alle punkter i nettet gjennom hele året.

### 6.7.3 Muligheter for forbedret spenningsregulering

I dette kapitlet er det vist at innstilling av regulatoren med overmagnetiseringsbegrensning og grenseverdi 0 VAr gir optimal regulering både med hensyn til overholdelse av tillatt spenningsbånd, og spesielt med hensyn til minimering av tap. Dette er som nevnt en reguleringsinnstilling som per dags dato ikke tilbys i de mest brukte spenningsregulatorerne for småkraft. Det bør derfor undersøkes om det er mulig å implementere en slik løsning i fremtidige versjoner av spenningsregulatorer, ettersom dette både forenkler og optimaliserer valg av reguleringsmodus og settpunkt i DG-enheter.

Fordeling av reaktiv effekt mellom flere DG-enheter tilknyttet samme radial kan være utfordrende. Dersom flere DG-enheter tilknyttet samme radial står i aktiv spenningsregulering vil de kunne motarbeide hverandre. I tillegg er det en risiko for at ett av kraftverkene gjør et betydelig større bidrag til spenningsregulering enn de andre kraftverkene. For å unngå dette vil det være interessant å undersøke om innstilling av reaktiv statikk i regulatoren kan gi en mer jevn fordeling mellom tilknyttede DG-enheter, samt unngå at kraftverkene motarbeider hverandre. Reaktiv statikk er i dag en funksjon som tilbys i de fleste regulatorer, men den er lite benyttet i småkraftverk. Det benyttes i så fall kun til fordeling av reaktiv effekt mellom to kraftverk plassert i samme stasjon, og benyttes vanligvis ikke til fordeling av reaktiv effekt mellom kraftverk som er tilknyttet ulike steder på radialen. Reaktiv statikk kan også brukes for å redusere unødig spenningsregulering, og dermed redusere reaktiv effektflyt og overføringstap. Det er imidlertid ikke til dette formålet reaktiv statikk benyttes i dag, og det må derfor testes ut før det kan tas med i en anbefaling.

Som beskrevet i kapittel 3.2.4 og 3.2.5 fungerer reaktiv lastkompensering på samme måte som reaktiv statikk, men med motsatt fortegn. På radialer hvor flere kraftverk står i aktiv spenningsregulering vil det derfor være en risiko for at reaktiv lastkompensering øker konflikten mellom kraftverk, dvs. at et kraftverk forsøker å trekke spenningen opp samtidig som et annet forsøker å trekke spenningen ned. Det er også større risiko for at kraftverket regulerer spenningen unødig, noe som gir høyere overføringstap. Dette betyr at det er viktig å undersøke mulig negativ virkning av reaktiv lastkompensering i kombinasjon med reaktiv statikk i tilfeller med flere kraftverk tilknyttet samme radial.

## 7 Anbefalinger for spenningsregulering i distribusjonsnettet

### 7.1 Krafttransformator

#### 7.1.1 Settpunkt

Optimalt settpunkt i krafttransformator er avhengig av en rekke forhold i nettet og det er vanskelig å gi generelle anbefalinger. Ofte kan det være hensiktsmessig å sette settpunktet slik at spenningen er nærmest mulig nominell spenning i hele høyspente distribusjonsnettet. Det vil si at i nett med mye distribuert produksjon kan settpunktet settes noe lavere enn nominell spenning, og i nett med hovedsakelig last kan settpunktet settes noe høyere enn nominell spenning. Som oftest kan dagens settpunkt benyttes da dette gjerne er satt basert på erfaring og kjennskap til det aktuelle nettet og trinningsnivået til fordelingstransformatorene forsynt fra krafttransformatoren.

#### 7.1.2 Dødbånd

Dødbåndet settes slik at spenningsvariasjonen på samleskinnen minimeres samtidig som gjennomsnittlig antall trinnkoblinger holdes innenfor et akseptabelt nivå. Det anbefales at dødbåndet settes større eller lik 60 % av trinnstørrelsen.

#### 7.1.3 Tidsforsinkelser

Tidsforsinkelse før tinning stilles slik at transformatoren ikke trinner ved hurtige forbigående spenningsvariasjoner i overliggende nett.

#### 7.1.4 Kompensering

Det anbefales ikke bruk av lastkompensering i nett med distribuert produksjon.

### 7.2 Fordelingstransformator med automatisk trinnkobler

#### 7.2.1 Settpunkt

Settpunktet for spenning settes slik at det oppnås størst mulig margin til spenningsgrensene i FoL ute i nettet:

$$U_{\text{settpunkt}} = U_n + \frac{\Delta U_{ls}}{2} \quad (7.1)$$

$U_n$  er nominell spenning (230 V/400 V) og  $\Delta U_{ls}$  er maksimal spenningsvariasjon i lavspenningsnettet (maksimalt spenningsfall i lavspenningsnett + eventuelt maksimal spenningsstigning i lavspenningsnettet).

#### 7.2.2 Dødbånd

Ved innstilling av dødbåndet til spenningsregulatoren anbefales det å benytte produsentens standard verdier.

Dersom det er nødvendig med et smalere dødbånd, for eksempel på grunn av stort spenningsfall i lavspenningsnettet, kan dødbåndet stilles ned til 60 % av trinnstørrelsen forutsatt at gjennomsnittlig antall trinnkoblinger holder seg under 20 per døgn.

### 7.2.3 Tidsforsinkelse

Det anbefales at tidsforsinkelsen før trinning i fordelingstransformatoren settes lengre enn tidsforsinkelsen i trinnkoblerregulatoren i overliggende transformator så lenge dette gir akseptable spenninger til alle kunder. Dette for å hindre unødvendig trinning på grunn av hurtig forbigående endringer i spenningen som følge av spenningsendringer i overliggende nett.

## 7.3 DG-enhet(er)

Dette kapitlet gir anbefalinger til valg av reguleringsmodus og settpunkt i DG-enheter tilknyttet i høyspent distribusjonsnett, og dette gjøres for ulike nettutforminger og ulikt antall DG-enheter.

### 7.3.1 Lastflytanalyse uten regulering

For å velge spenningsregulering i nett med distribuert produksjon, må det først gjøres en analyse av det aktuelle nettet. Denne analysen skal gjøres med fast spenning på samleskinne i krafttransformator, og uten noen form for regulering i tilknyttede DG-enheter. Dette betyr at DG-enheten(e) hverken skal produsere eller forbruke reaktiv effekt ( $\cos\phi = 1$ ).

Det forutsettes et krav om at langsomme spenningsvariasjoner ikke skal overstige 5 % noe sted i høyspent distribusjonsnett. I grensen på 5 % er det tatt hensyn til en variasjon i spenningen som følge av trinning av overliggende transformator på 2 %<sup>2</sup>, slik at det tillates en spenningsvariasjon i høyspent distribusjonsnett på 7 %. For å overholde dette kravet, må det gjennomføres en innledende lastflytanalyse for beregning av spenningsnivået i det aktuelle nettet i henholdsvis:

- Tung last – lav produksjon (TLLP)
- Lett last – høy produksjon (LLHP)

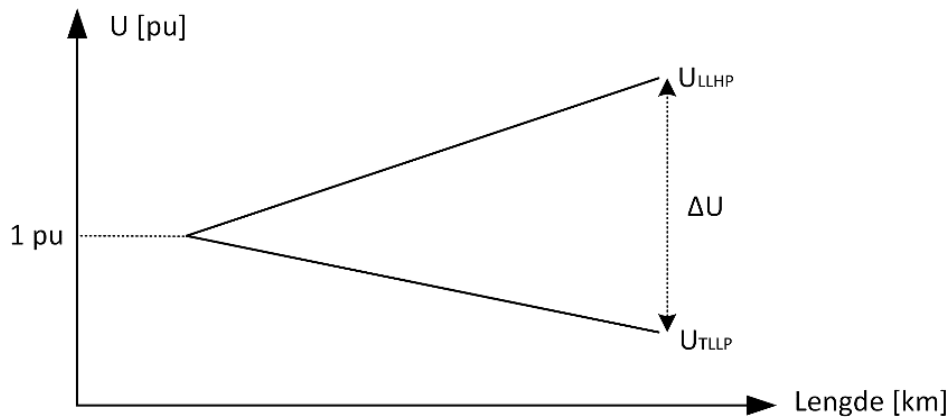
Det vil gi en spenningsvariasjon,  $\Delta U$ , for hvert punkt i nettet som gitt av ligning (7.2), hvor  $U_{TLLP}$  og  $U_{LLHP}$  er spenningsnivået i henholdsvis TLLP og LLHP.

$$\Delta U = U_{LLHP} - U_{TLLP} \quad (7.2)$$

Basert på lastflytanalysene kan timen med høyest og lavest spenning på radialen plottes i samme figur, dvs. henholdsvis LLHP og TLLP, for å illustrere spenningsvariasjonene i alle punkter på radialen. En slik illustrasjon er vist i Figur 7.1.

---

<sup>2</sup> Dersom dødbåndet i trinnkoblerens regulator er større enn 2 % eller lavspenningsnettet er bygget med tanke på lavere spenningsvariasjon i høyspenningnettet, må det tas hensyn til ved å redusere tillatt spenningsbånd tilsvarende.



**Figur 7.1: Spenningsvariasjon i nett med DG**

Basert på lastflytberegningene må det gjøres en vurdering av hva som er optimal regulering i det aktuelle nettet, dvs. hvilke(n) DG-enhet som skal drive spenningsregulering, og hva som er optimal reguleringsmodus og optimalt settpunkt for hver DG-enhet. For en nærmere beskrivelse av hvordan en slik lastflytanalyse bør gjennomføres, henvises det til RENblad 3006. Videre i teksten vil minimum spenning i en DG-enhet i TLLP bli benevnt  $U_{DG,min}$ .

### 7.3.2 Spenningsvariasjon mindre enn 5 %

#### **Dersom $\Delta U < 5\%$ uten regulering: Benytt $\cos\phi$ -regulering med settpunkt $\cos\phi = 1$**

Dersom spenningsvariasjonen  $\Delta U$  fra lastflytanalysen uten regulering er mindre enn 5 % i alle punkt i nettet, vil det ikke være nødvendig å drive spenningsregulering i DG-enheten(e). I slike tilfeller er  $\cos\phi$ -regulering med  $\cos\phi = 1$  et godt valg av reguleringsmodus. Dette gjelder uavhengig av om det er én eller flere DG-enheter tilknyttet radialen.

#### **I nettområder med høyt uttak av reaktiv effekt: Benytt $\cos\phi$ -regulering med overmagnetisert $\cos\phi$**

I noen tilfeller vil det kunne være et betydelig forbruk av reaktiv effekt på radialen, og dette reaktive forbruket må vanligvis trekkes fra overliggende nett. For å unngå kostnader knyttet til uttak av reaktiv effekt fra overliggende nett, samt overføringstap i tilknytning til dette, kan det være nyttig å legge  $\cos\phi$ -reguleringen noe overmagnetisert for å dekke lokalt behov for reaktiv effekt lokalt.  $\cos\phi$  bør dimensjoneres etter forbruk av reaktiv effekt på radialen i lettlast (LLHP), slik at DG-enheten aldri produserer mer reaktiv effekt enn det som forbrukes.  $\cos\phi$  bør som en tommelfingerregel aldri settes lavere enn  $\cos\phi = 0,98$  overmagnetisert. Dersom én eller flere DG-enheter stilles inn med overmagnetisert  $\cos\phi$ , er det viktig å gjøre en ny beregning av spenningsnivået i LLHP, slik at spenningsvariasjonen fortsatt er under 5 % med den nye reguleringsmodusen i DG-enheten(e).

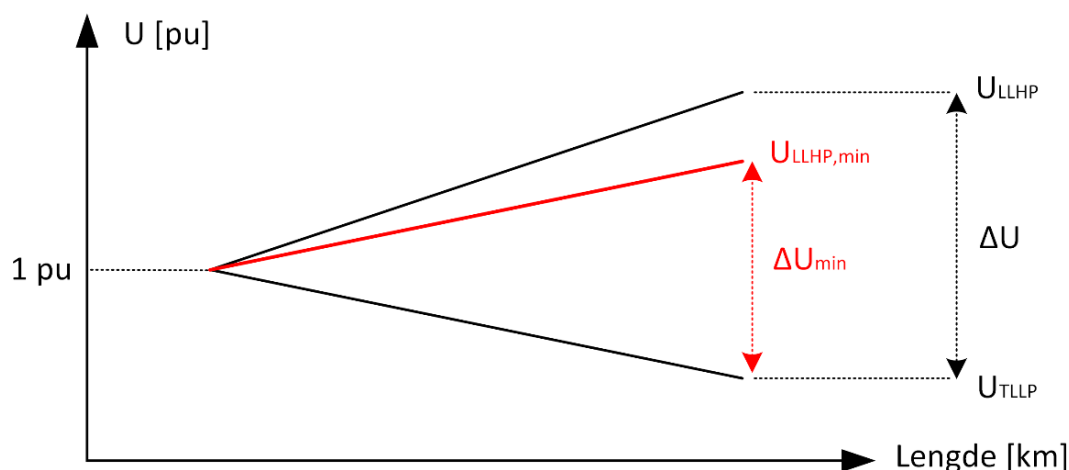
### 7.3.3 Spenningsvariasjon større enn 5 %

#### **Lastflytanalyse med maksimal regulering**

I tilfeller der spenningsvariasjonen  $\Delta U$  fra den innledende lastflytanalysen overstiger 5 %, vil det være nødvendig å undersøke DG-enheten(e)s reguleringskapabilitet. Dette vil være avgjørende for valg av reguleringsmodus, settpunkt og eventuelle alternative tiltak.

Regulering med reaktiv effekt i DG-enheten(e) som er tilknyttet radialen vil i mange tilfeller kunne redusere spenningsvariasjonene til under 5 %. Ved å gjøre en lastflytanalyse med maks produksjon av aktiv effekt ( $P = P_{max}$ ) og maks forbruk av reaktiv effekt ( $Q = -Q_{max}$ ) i DG-enheten(e), er det mulig å undersøke om DG-enheten(e) har tilstrekkelig reguleringskapabilitet ved LLHP til at spenningsvariasjonen  $\Delta U$  reduseres til

under 5 %. Dette vil gi en ny spenningsprofil i LLHP for radialen, mens spenningsprofilen for TLLP vil forbli den samme. En slik analyse muliggjør en ny grafisk fremstilling av spenningsvariasjonene i alle punkter på radialen, og dette er vist i Figur 7.2.  $\Delta U$  benevner spenningsvariasjonen uten regulering, mens  $\Delta U_{min}$  benevner minste mulige spenningsvariasjon (minste spenningsbånd) i nettet ved maksimalt forbruk av reaktiv effekt i DG-enheten(e) som er tilknyttet radialen.



**Figur 7.2: Spenningsvariasjon i nett med DG – Med maksimal regulering**

Det anbefales å fremstille spenningsnivået ved  $P = P_{max}$   $Q = -Q_{max}$  i DG-enheten(e) grafisk som vist i Figur 7.2, ettersom dette gir bedre oversikt over spenningsnivået nettet, og hvorvidt høyeste spenningsvariasjon er ved et kraftverk eller et annet sted i nettet. Dette forenkler prosessen for valg av reguleringsmodus og settpunkt i DG-enhetene.

Maksimalt forbruk av reaktiv effekt i en tilknyttet DG-enhet kan finnes i tilknytningsavtalen, i RENblad 0305. Her stilles det krav til effektbåndfaktor i DG-enheten, som gjerne er satt til  $\cos\phi = 0,95$  eller  $\cos\phi = 0,9$ , med mindre nettselskapet har en spesiell avtale med kraftverkseier.

#### **Dersom $\Delta U > 5\%$ med regulering: Vurder alternative tiltak (ref. RENblad 3010)**

I tilfeller der DG-enheten(e) ikke har tilstrekkelig innvirkning på spenningsnivået med reaktiv effektregulering, vil ikke DG-enheten(e) klare å redusere spenningsbåndet til under 5 % ved å trekke reaktiv effekt. Da vil det være nødvendig å gjøre andre tiltak (f.eks. nettforsterkning) for at spenningsvariasjonene skal komme under 5 % i alle punkt i nettet. Det henvises til RENblad 3010 for ulike alternativer som kan løse denne utfordringen. I tilfeller der én eller flere av DG-enheten(e) ikke enda er tilknyttet radialen, vil det kunne være et alternativ å stille strengere krav til DG-enheten(e)s reguleringskapabilitet med reaktiv effekt, slik at langsomme spenningsvariasjoner reduseres til under 5 %.

#### **Dersom $\Delta U < 5\%$ med regulering: Bestem reguleringsmodus og settpunkt for DG-enheten(e)**

- **Én DG-enhet tilknyttet radialen: Benytt spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 3,75\%$**

Dersom det kun er én DG-enhet tilknyttet radialen, anbefales det å benytte spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 3,75\%$ . Denne anbefalingen baserer seg på at dette vil være et robust valg både når det kommer til å overholde krav til spenningsvariasjoner og minimering av tap, selv om disse innstillingene ikke nødvendigvis vil gi de laveste tapskostnadene i alle tilfeller. Å benytte et settpunkt i øvre halvdel av spenningsbåndet vil i de aller fleste tilfeller være fornuftig med hensyn til tapsminimering, da spenningsnivået ofte vil ligge i øvre halvdel av spenningsbåndet i perioder med produksjon i DG-enheten.

Dersom det er nødvendig å benytte en lav  $\cos\phi$  (f.eks. lavere enn  $\cos\phi = 0,9$ ) i store perioder av året for å holde seg innenfor et spenningsbånd på  $\Delta U < 5\%$ , bør alternative tiltak vurderes. Det henvises til RENblad 3010 for alternative tiltak.

- **Flere DG-enheter tilknyttet radialen: Bestem reguleringsmodus og settpunkt for DG-enhetene:**

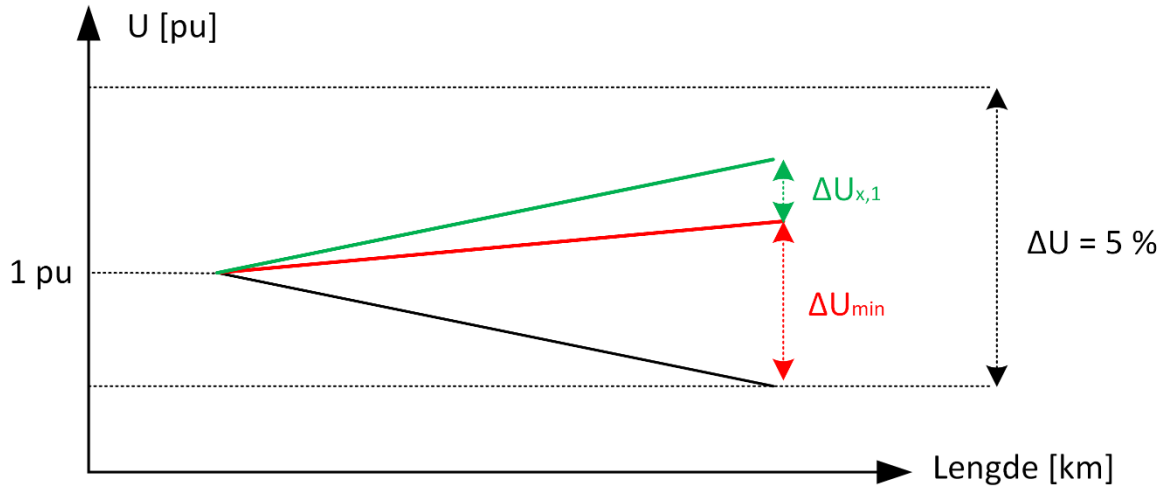
1. Plott spenningsnivået på radialen både med og uten regulering (Figur 7.2)
2. Beregn  $\Delta U_x$  for alle tilknyttede DG-enheter (ligning (7.3))
3. Velg ett kraftverk til å stå i spenningsregulering med fast settpunkt. Dette bør være kraftverket med størst  $\Delta U_x$ 
  - Settpunkt for spenning velges slik at spenningen aldri overstiger 5 % noe sted i nettet
4. Velg  $\cos\phi$ -regulering i de resterende kraftverkene. Settpunkt for  $\cos\phi$ -reguleringen må baseres på spenningskurven (Figur 7.3) og kraftverkene  $\Delta U_x$ 
  - Kraftverk med liten påvirkning på spenningen (liten  $\Delta U_x$ ) kan settes med  $\cos\phi = 1$
5. Gjør til slutt følgende sjekk:
  - Verifiser med gjeldende valg av reguleringsmodus og settpunkt i DG-enhetene at  $\Delta U < 5\%$  i alle punkt på radialen
  - Prøv å koble ut enkelte kraftverk, og verifiser at  $\Delta U_x < 5\%$  i alle punkt på radialen også når dette kraftverket ikke produserer

I tilfeller der spenningsregulering med reaktiv effekt medfører at spenningsvariasjonen  $\Delta U$  reduseres til under 5 %, vil valg av reguleringsmodus i DG-enheten(e) avhenge av nettets utforming og DG-enhetenes mulighet for spenningsregulering med reaktiv effekt. For å undersøke hvordan spenningsbåndet kan utnyttes til det fulle, må DG-enheten(e)s reguleringssevne med forbruk av reaktiv effekt, betegnet  $\Delta U_x$ , beregnes. Dette kan forenklet regnes ut som vist i ligning (7.3), hvor  $X$  betegner reaktansen fra sekundærsiden av nærmeste overliggende kraftransformator og frem til DG-enhetens tilknytningspunkt, mens  $Q_{max}$  betegner maks forbruk av reaktiv effekt i DG-enheten.

$$\Delta U_x = \frac{X \cdot Q_{max}}{U_n^2} \quad (7.3)$$

Kraftverket med størst spenningspåvirkning med reaktiv effekt, dvs. kraftverket med størst  $\Delta U_x$ , bør stå i spenningsregulering med fast settpunkt. Settpunktet for spenning bør velges basert på kraftverkets beliggenhet på spenningskurven i Figur 7.3, og det må sikres at spenningsvariasjonene på hele radialen holder seg innenfor 5 %.

Basert på størrelsen til  $\Delta U_x$  for de ulike kraftverkene, samt  $\Delta U_{min}$  for radialen, kan det gjøres en vurdering av hvorvidt ett eller flere av kraftverkene bør stå i  $\cos\phi$ -regulering med  $\cos\phi = 1$ . Dette kan gjøres som vist i Figur 7.3, hvor størrelsen til  $\Delta U_x$  for ett kraftverk vurderes opp mot marginen i spenningsbåndet ( $\Delta U = 5\%$ ). Det er i figuren tillatt en spenningsvariasjon på maksimalt 5 %. Figuren viser spenningen langs radialen i TLLP (svart), spenningen i LLHP dersom alle kraftverkene trekker maks. reaktiv effekt (rød) og spenningen i LLHP dersom ett kraftverk står i  $\cos\phi$ -regulering med  $\cos\phi = 1$  mens resten trekker maks. reaktiv effekt (grønn). De stiplede linjene viser øvre og nedre spenningsgrenser med  $\Delta U = 5\%$ .



**Figur 7.3:** Figuren viser spenningen langs radialen i TLLP (svart), spenningen i LLHP dersom alle kraftverkene trekker maks. reaktiv effekt (rød) og spenningen i LLHP med ett kraftverk med  $\cos\phi = 1$  (grønn). De stiplede linjene viser øvre og nedre spenningsgrenser med  $\Delta U = 5\%$

De resterende kraftverkene bør stå i  $\cos\phi$ -regulering med undermagnetisert  $\cos\phi$ , slik at de hjelper til med å redusere spenningsnivået i timer med høy produksjon. Settpunktet for  $\cos\phi$ -reguleringen bør velges slik at alle kraftverkene er med og bidrar til spenningsreduksjonen. Dette kan gjøres ved å undersøke størrelsen på  $\Delta U_x$  for hvert kraftverk. Kraftverk med stor  $\Delta U_x$  bør ha en lavere undermagnetisert  $\cos\phi$  (bidra mer) enn kraftverk med liten  $\Delta U_x$ .

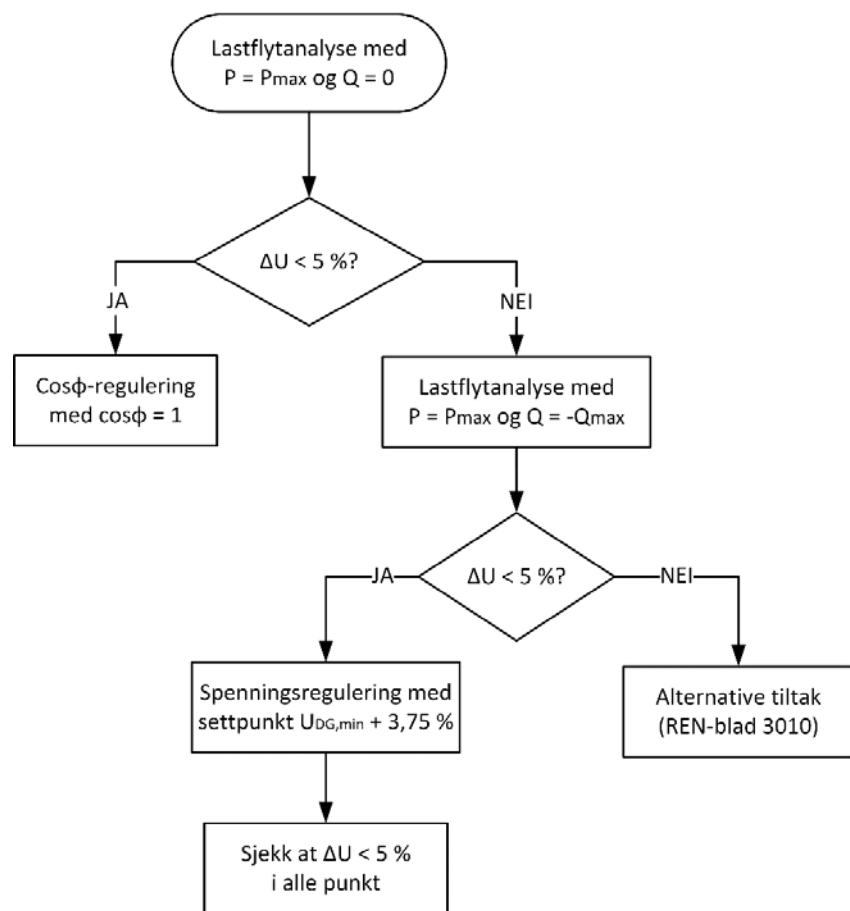
Til slutt må det gjøres en sjekk av at reguleringsinnstillingene i de ulike DG-enhetene gir ønsket respons. Dette gjøres først ved å verifisere gjennom en ny lastflytanalyse at gjeldende valg av reguleringsmodus og settpunkt i DG-enhetene gir  $\Delta U < 5\%$  i alle punkt på radialen.

Det er ikke nødvendigvis slik at alle DG-enhetene produserer samtidig, og det er derfor viktig å være sikker på at  $\Delta U < 5\%$  også i perioder uten produksjon i enkelte kraftverk. Dette kan sjekkes ved å koble ut enkelte kraftverk (f.eks. det som står i spenningsregulering) og verifisere at  $\Delta U < 5\%$  i alle punkt på radialen også når dette kraftverket ikke produserer.

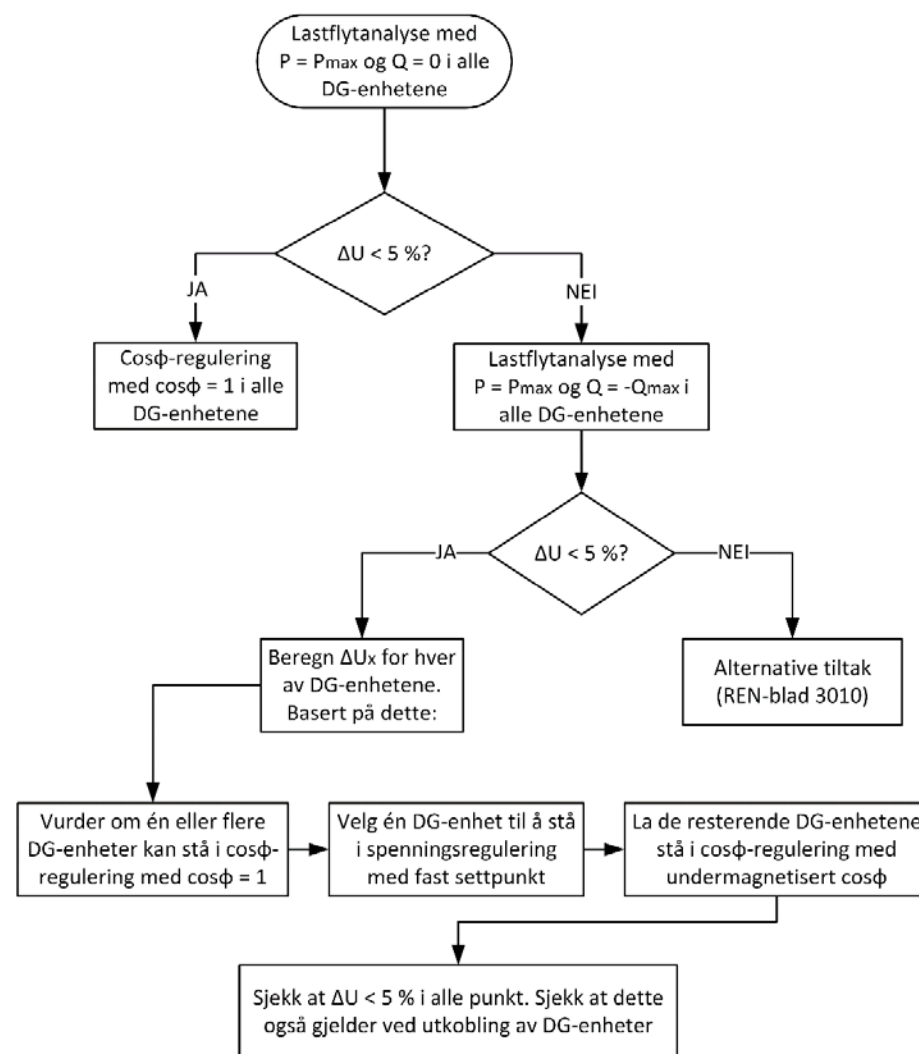
Dersom det er nødvendig å benytte en lav  $\cos\phi$  (f.eks. lavere enn  $\cos\phi = 0,9$ ) i store perioder av året for å holde seg innenfor et spenningsbånd på  $\Delta U < 5\%$ , bør alternative tiltak vurderes. Det henvises til RENblad 3010 for alternative tiltak.

Flytskjema for valg av reguleringsmodus og settpunkt i nett med henholdsvis én DG-enhet og flere DG-enheter er presentert i Figur 7.4 og Figur 7.5.





Figur 7.4: Valg av reguleringsmodus og settpunkt i nett med én DG-enhet



Figur 7.5: Valg av reguleringsmodus og settpunkt i nett med flere DG-enheter

### 7.3.4 Overmagnetiseringsbegrensning med VAR-begrensning

Blant spenningsregulatorene som er mest vanlige i småkraftverk i dag er det ikke mulig å sette en overmagnetiseringsbegrensning med VAR-begrensning. Dette vil allikevel kunne være en nyttig funksjon i regulatorer i småkraftverk, og bruk av overmagnetiseringsbegrensning vil kunne gi bedre regulering med mindre overføringstap. Kraftverket vil ved bruk av overmagnetiseringsbegrensning aldri regulere med reaktiv effekt så lenge spenningsnivået ligger lavere enn settpunktet, noe som betyr at generatoren aldri vil levere reaktiv effekt og dermed aldri forsøke å trekke opp spenningen. Dersom spenningsnivået derimot ligger høyere enn settpunktet, vil generatoren trekke reaktiv effekt slik at spenningsnivået trekkes ned til settpunktet. Bruk av spenningsregulering med overmagnetiseringsbegrensning vil minimere reaktiv effektflyt på nettet, og dermed også minimere aktive tap. Dersom regulatoren har mulighet for slik innstilling, vil det alltid være bedre å benytte dette i stedet for  $\cos\phi$ -regulering, både med tanke på å redusere tapskostnader og for å sikre et robust system også ved omkoblinger i nettet. Ved bruk av overmagnetiseringsbegrensning vil man også hindre at kraftverk som står i aktiv spenningsregulering motarbeider hverandre, siden du aldri vil få en situasjon der ett kraftverk trekker reaktiv effekt for å holde spenningen nede samtidig som et annet kraftverk produserer reaktiv effekt for å trekke opp spenningen.

I tilfeller hvor det er nødvendig med spenningsregulering i ett eller flere kraftverk for å overholde kravet om maksimalt 5 % spenningsvariasjon, vil optimalt valg av reguleringsmodus være annerledes dersom regulatoren har mulighet til å stilles inn med overmagnetiseringsbegrensning med settpunkt 0 MVar. Optimalt valg av reguleringsmodus og settpunkt for regulatorer med mulighet for overmagnetiseringsbegrensning forklares i det følgende.

#### Dersom $\Delta U < 5\%$ med regulering: Bestem reguleringsmodus og settpunkt for DG-enheten(e)

- **Én DG-enhet tilknyttet radialen: Benytt spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 5\%$**

Dersom det kun er én DG-enhet tilknyttet radialen, anbefales det å benytte spenningsregulering med settpunkt  $U_{DG,min} + 5\%$ . Denne anbefalingen vil være et optimalt valg både når det kommer til å overholde krav til spenningsvariasjoner og minimering av tap, gitt at regulatoren kan innstilles med overmagnetiseringsbegrensning på 0 MVar. Kraftverket vil dermed kun slå inn med reaktiv effektregulering når spenningen overstiger  $U_{DG,min} + 5\%$ , og kraftverket vil aldri produsere reaktiv effekt. Dersom høyeste spenningsvariasjon ikke er i tilknytningspunktet til DG-enheten, må settpunktet settes lavere for å sikre at spenningen holder seg innenfor spenningsgrensene i alle punkt i nettet.

Dersom det er nødvendig å benytte en lav  $\cos\phi$  (f.eks. lavere enn  $\cos\phi = 0,9$ ) i store perioder av året for å holde seg innenfor et spenningsbånd på  $\Delta U < 5\%$ , bør alternative tiltak vurderes. Det henvises til RENblad 3010 for alternative tiltak.

- **Flere DG-enheter tilknyttet radialen: Bestem reguleringsmodus og settpunkt for DG-enhetene:**
  1. Plott spenningsnivået på radialen både med og uten regulering (Figur 7.2)
  2. Beregn  $\Delta U_x$  for alle tilknyttede DG-enheter (ligning (7.3))
  3. Velg spenningsregulering med fast settpunkt i DG-enheter med stor  $\Delta U_x$ 
    - Settpunkt for spenning velges slik at spenningen aldri overstiger 5 % noe sted i nettet, og slik at reaktiv effekt fordeles mellom DG-enhetene. Benytt spenningskurven i Figur 7.3

4. DG-enheter med liten spenningspåvirkning med reaktiv effekt (liten  $\Delta U_x$ ) kan stå i  $\cos\phi$ -regulering med  $\cos\phi = 1$  (Figur 7.3)
5. Gjør til slutt følgende sjekk:
  - Verifiser med gjeldende valg av reguleringsmodus og settpunkt i DG-enhetene at  $\Delta U < 5\%$  i alle punkt på radialen
  - Prøv å koble ut enkelte kraftverk, og verifiser at  $\Delta U_x < 5\%$  i alle punkt på radialen også når dette kraftverket ikke produserer

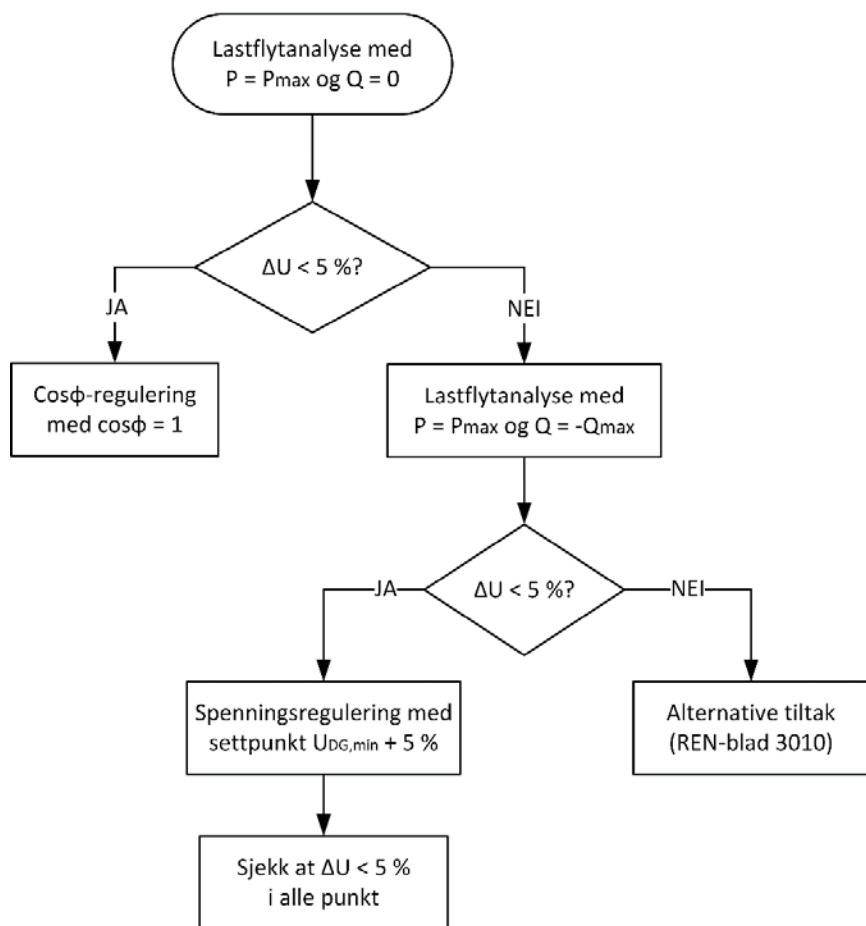
Ved å gjøre en lignende analyse som ble vist i Figur 7.3, kan det undersøkes om det vil være fordelaktig at ett eller flere kraftverk står i  $\cos\phi$ -regulering med  $\cos\phi = 1$  med hensyn til minimering av tap i nettet. En slik analyse bør gjøres for alle DG-enhetene som er tilknyttet nettet, slik at hele spenningsbåndet utnyttes.

De resterende DG-enhetene, dvs. DG-enhetene med størst  $\Delta U_x$ , bør stå i spenningsregulering med fast settpunkt. Settpunktet for spenning for de ulike DG-enhetene bør velges basert på kraftverkens beliggenhet på spenningskurven i Figur 7.3, slik at reaktiv effekt fordeles noenlunde jevnt mellom kraftverkene. Dersom dette ikke gjøres på en fornuftig måte, vil man risikere at ett av kraftverkene bidrar mye mer til spenningsregulering enn andre relativt til kraftverkstørrelse. Det må sikres at spenningsvariasjonene på hele radialen holder seg innenfor 5 %.

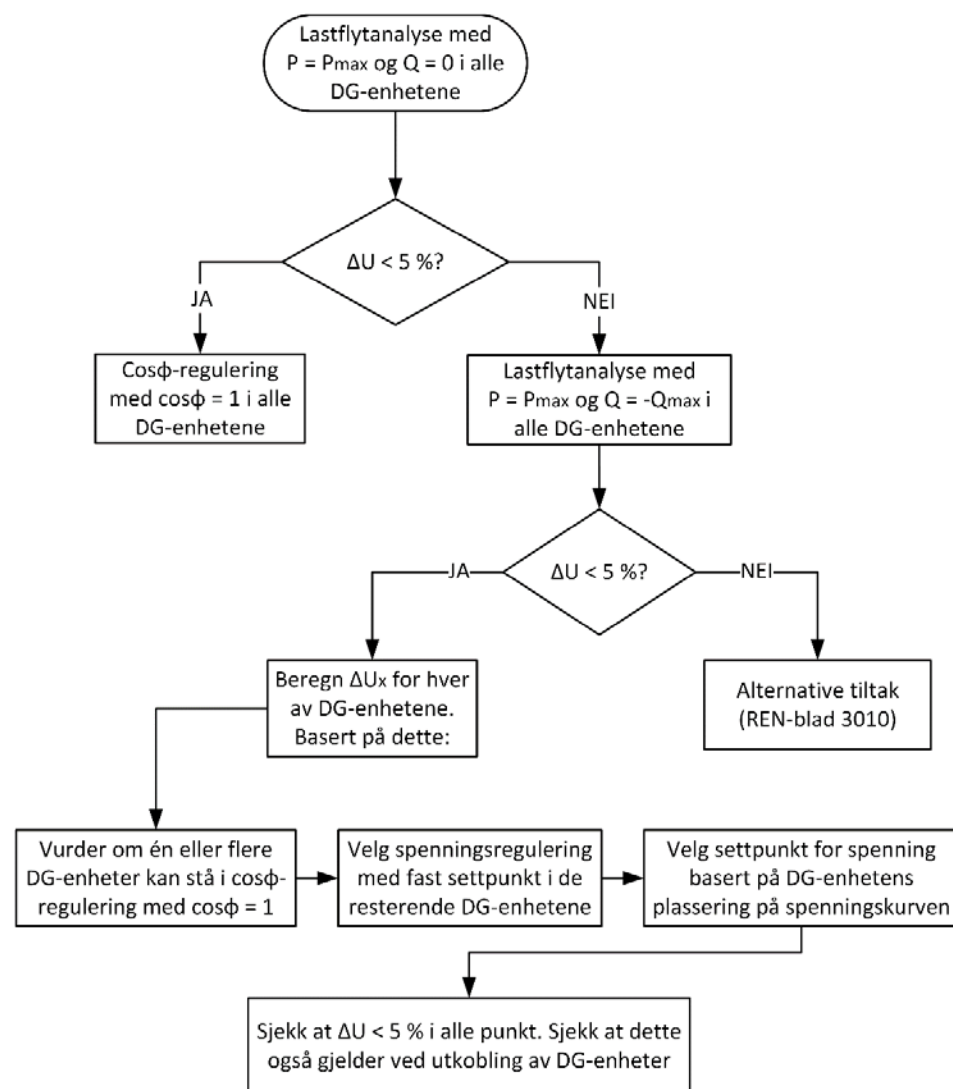
Til slutt må det gjøres en sjekk av at reguleringsinnstillingene i de ulike DG-enhetene gir ønsket respons. Dette gjøres først ved å verifisere gjennom en ny lastflytanalyse at gjeldende valg av reguleringsmodus og settpunkt i DG-enhetene gir  $\Delta U < 5\%$  i alle punkt på radialen. Det er ikke nødvendigvis slik at alle DG-enhetene produserer samtidig, og det er derfor viktig å være sikker på at  $\Delta U < 5\%$  også i perioder uten produksjon i enkelte kraftverk. Dette kan sjekkes ved å koble ut enkelte kraftverk og verifisere at  $\Delta U_x < 5\%$  i alle punkt på radialen også når dette kraftverket ikke produserer.

Dersom det er nødvendig å benytte en lav  $\cos\phi$  (f.eks. lavere enn  $\cos\phi = 0,9$ ) i store perioder av året for å holde seg innenfor et spenningsbånd på  $\Delta U < 5\%$ , bør alternative tiltak vurderes. Det henvises til RENblad 3010 for alternative tiltak.

Flytskjema for valg av reguleringsmodus og settpunkt i nett med henholdsvis én DG-enhet og flere DG-enheter er presentert i Figur 7.6 og Figur 7.7.



Figur 7.6: Valg av reguleringsmodus og settpunkt i nett med én DG-enhet



Figur 7.7: Valg av reguleringsmodus og settpunkt i nett med flere DG-enheter





Teknologi for et bedre samfunn

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