

# HÅNDTERING OG INTEGRERING AV SOL- ENERGIENS OVERSKUDDSPRODUKSJON I DISTRIBUSJONSNETTET

En analyse av effekten av solproduksjon på mellomspenningsnivå, optimalisering av energilagringsteknologier og forsterkning av nettinfrastrukturen for å maksimere samfunnets utnyttelse av fornybare energikilder

ESKIL BOGSTAD FURSET &  
MATHIAS MATHIESEN HAGANE

**Veileder UiA**  
Rune Strandberg

**Veileder Glitre Nett**  
Per-Oddvar Osland

**Veileder Glitre Nett**  
Stein Olav Kjerland



# Gruppeerklæring

## Obligatorisk gruppeerklæring

Den enkelte student er selv ansvarlig for å sette seg inn i hva som er lovlige hjelpemidler, retningslinjer for bruk av disse og regler om kildebruk. Erklæringen skal bevisstgjøre studentene på deres ansvar og hvilke konsekvenser fusk kan medføre. Manglende erklæring fritar ikke studentene fra sitt ansvar.

1.	Vi erklærer herved at vår besvarelse er vårt eget arbeid, og at vi ikke har brukt andre kilder eller har mottatt annen hjelp enn det som er nevnt i besvarelsen.	Ja
2.	<b>Vi erklærer videre at denne besvarelsen:</b> <ul style="list-style-type: none"><li>• Ikke har vært brukt til annen eksamen ved annen avdeling/universitet/høgskole innenlands eller utenlands.</li><li>• Ikke refererer til andres arbeid uten at det er oppgitt.</li><li>• Ikke refererer til eget tidligere arbeid uten at det er oppgitt.</li><li>• Har alle referansene oppgitt i litteraturlisten.</li><li>• Ikke er en kopi, duplikat eller avskrift av andres arbeid eller besvarelse.</li></ul>	Ja
3.	Vi er kjent med at brudd på ovennevnte er å betrakte som fusk og kan medføre annullering av eksamen og utestengelse fra universiteter og høyskoler i Norge, jf. Universitets- og høyskoleloven §§4-7 og 4-8 og Forskrift om eksamen §§ 31.	Ja
4.	Vi er kjent med at alle innleverte oppgaver kan bli plagiatkontrollert.	Ja
5.	Vi er kjent med at Universitetet i Agder vil behandle alle saker hvor det forligger mistanke om fusk etter høyskolens retningslinjer for behandling av saker om fusk.	Ja
6.	Vi har satt oss inn i regler og retningslinjer i bruk av kilder og referanser på biblioteket sine nettsider.	Ja
7.	Vi har i flertall blitt enige om at innsatsen innad i gruppen er merkbart forskjellig og ønsker dermed å vurderes individuelt. Ordinært vurderes alle deltakere i prosjektet samlet.	Nei

## Publiseringsavtale

Fullmakt til elektronisk publisering av oppgaven Forfatter(ne) har opphavsrett til oppgaven. Det betyr blant annet enerett til å gjøre verket tilgjengelig for allmennheten (Åndsverkloven. §2). Oppgaver som er unntatt offentlighet eller taushetsbelagt/konfidensiell vil ikke bli publisert.	
Vi gir herved Universitetet i Agder en vederlagsfri rett til å gjøre oppgaven tilgjengelig for elektronisk publisering:	Ja
Er oppgaven båndlagt (konfidensiell)?	Nei
Er oppgaven unntatt offentlighet?	Nei

# Forord

Denne masteroppgaven representerer avslutningen på vårt studium i fornybar energi ved Universitetet i Agder. Gjennom dette arbeidet har vi utforsket integrasjonen av solenergi i det norske kraftsystemet, en oppgave som både har vært utfordrende og utrolig lærerik.

Vi ønsker å rette en stor takk til alle som har bidratt til vår læring og suksess gjennom dette prosjektet. Først og fremst vil vi takke Glitre Nett for å ha gitt oss muligheten til å jobbe med dette spennende prosjektet og for de innsiktsfulle diskusjonene vi har hatt med Per-Oddvar Oslad og Stein Olav Kjerland. Deres faglige veiledning har vært uvurderlig.

En spesiell takk går også til vår veileder ved Universitetet i Agder, Rune Strandberg, for hans engasjement og konstruktive tilbakemeldinger gjennom hele oppgaveskrivingsprosessen. Vi er også takknemlige for støtten og de nyttige diskusjonene vi har hatt med våre medstudenter, Kristian Brohaug og Jon Erik Nesse.

Til våre familier og venner: Deres støtte har vært fundamentet som har holdt oss motiverte og fokuserte gjennom mange lange dager. Uten deres oppmuntring og forståelse ville dette arbeidet ikke vært mulig.

Vår forskning har belyst flere aspekter ved bruk av solenergi i kraftnett, og vi håper at funnene vil inspirere til videre arbeid på dette feltet. Gjennom detaljerte analyser har vi identifisert muligheter for videre studier, spesielt relatert til forbedret integrering av solenergiproduksjon, utvikling av avanserte styringssystemer for energilagring, og tilpasninger i regulatoriske rammer for å støtte en økt integrasjon av fornybar energi. Vi ser frem til å se hvordan vår forskning kan anvendes og videreutvikles i fremtidige prosjekter for å fremme en bærekraftig energifremtid.

Takk til alle som har vært en del av denne reisen. Vi er nå klare for å ta steget videre inn i arbeidslivet, beriket med kunnskap og erfaringer som vil forme vår fremtidige karriere.

Arendal, 27.05.2024

Eskil B. Furset  
Mathias M. Hagane

# Sammendrag

Denne masteroppgaven undersøker integrasjonen av solenergi i det norske kraftsystemet, med fokus på spenningsstabilitet og belastning i distribusjonsnettene på mellomspenningsnivå. Oppgaven har flere hovedmål: å analysere hvordan økt solenergiproduksjon påvirker nettstabiliteten, evaluere ulike energilagringsteknologier, utforske smarte styringssystemer, gjennomføre simuleringer, og undersøke optimal fordeling av solenergiproduksjon i kraftnettet.

Studien presenterer flere caser som illustrerer ulike scenarier for solenergiproduksjon og lagring. Case A undersøker et enkelt solkraftverk på 10 MW uten energilagring eller samlokalisert forbruk. Case B vurderer fire solkraftverk på 2,5 MW hver, plassert på ulike steder i nettet, også uten energilagring eller samlokalisert forbruk. Case C introduserer et 10 MW solkraftverk med implementert batteri for peak-shaving. Case D ser på et 10 MW solkraftverk med samlokalisert forbruk, som et hydrogenanlegg, men uten energilagring. Case E fokuserer på distribuert solproduksjon hos forbrukerne, der alle husstandene har solceller på taket.

Funnene fra disse casene viser at integrasjon av solenergiproduksjon kan føre til overspenninger og overbelastning i nettet. Riktig plassering og dimensjonering av solkraftverkene er essensielt for å unngå slike problemer. Batterier og andre energilagringssystemer, som pumpekraft og hydrogenproduksjon, kan effektivt balansere produksjon og forbruk, og dermed bidra til å opprettholde nettstabiliteten. Videre viser det seg at bruk av overskuddsenergi til industrielle prosesser, som hydrogenproduksjon, kan forhindre struping av solproduksjonen og optimalisere bruken av tilgjengelig energi.

Opgaven konkluderer med at integrasjon av solenergi i det norske kraftsystemet krever nøye planlegging og riktig dimensjonering for å sikre nettstabilitet. Det anbefales videre forskning på utvikling av avanserte styringssystemer og regulatoriske rammer som kan støtte en økt integrasjon av fornybar energi. Gjennom detaljerte analyser og simuleringer gir oppgaven innsikt i hvordan solenergi kan integreres mer effektivt i kraftsystemet til fordel for både energisystemet og samfunnet som helhet.

# Abstract

This master's thesis investigates the integration of solar energy into the Norwegian power system, with a particular focus on voltage stability and load in the distribution grid. The thesis has several main objectives: to analyze how increased solar energy production affects grid stability, evaluate various energy storage technologies, explore smart control systems, conduct simulations, and examine the optimal distribution of solar energy production in the power grid.

The study presents several cases that illustrate different scenarios for solar energy production and storage. Case A examines a single 10 MW solar power plant without energy storage or co-located consumption. Case B considers four 2.5 MW solar power plants, located in different parts of the grid, also without energy storage or co-located consumption. Case C introduces a 10 MW solar power plant with implemented battery for peak shaving. Case D looks at a 10 MW solar power plant with co-located consumption, such as a hydrogen plant, but without energy storage. Case E focuses on distributed solar production among consumers, where all households have rooftop solar panels.

Findings from these cases show that the integration of large solar power plants can lead to overvoltages and overloading in the grid. Proper placement and dimensioning of the solar power plants are essential to avoid such problems. Energy batteries and other energy storage solutions, such as pumped storage and hydrogen production, can effectively balance production and consumption, thereby helping to maintain grid stability. Furthermore, the use of surplus energy for industrial processes, such as hydrogen production, can prevent curtailment of solar production and optimize the use of available energy.

The thesis concludes that integrating solar energy into the Norwegian power system requires careful planning and proper dimensioning to ensure grid stability. Further research is recommended on the development of advanced control systems and regulatory frameworks that can support increased integration of renewable energy. Through detailed analysis and simulations, the thesis provides insights into how solar energy can be more effectively integrated into the power system for the benefit of both the energy system and society as a whole.

# Innhold

<b>Gruppeerklæring</b>	<b>iii</b>
<b>Forord</b>	<b>v</b>
<b>Sammendrag</b>	<b>vi</b>
<b>Abstract</b>	<b>vii</b>
<b>Liste Over Figurer</b>	<b>xiii</b>
<b>Liste Over Tabeller</b>	<b>xiv</b>
<b>Liste Over Forkortelser</b>	<b>xvi</b>
<b>1 Introduksjon</b>	<b>1</b>
1.1 Bakgrunn . . . . .	1
1.2 Problemstilling . . . . .	2
1.3 Mål med oppgaven . . . . .	2
1.4 Struktur . . . . .	3
<b>2 Teoretisk bakgrunn</b>	<b>4</b>
2.1 Solceller . . . . .	4
2.2 Større solcelleanlegg . . . . .	5
2.3 Vekselretter . . . . .	5
2.4 Kraftnettet . . . . .	7
2.4.1 Generell oppbygging av kraftnettet . . . . .	7
2.4.2 Transformator . . . . .	8
2.4.3 Trinning av transformator . . . . .	9
2.4.4 Sterkt og svakt nett . . . . .	10
2.5 Energilagring . . . . .	11
2.6 Hydrogen . . . . .	12
2.6.1 Fargekoder for Hydrogen . . . . .	12
2.6.2 Hvordan fremstilles hydrogen? . . . . .	12
2.7 Batterier . . . . .	13
2.8 Pumpekraft . . . . .	14
2.9 Den optimale energilagringmetoden . . . . .	15
2.10 Utfordringer med overproduksjon av solkraft . . . . .	17
2.10.1 Reversert effektflyt og overspenninger . . . . .	17
2.10.2 Flimmer . . . . .	18
2.10.3 Termisk belastning . . . . .	18
2.11 Regelverk . . . . .	18
2.11.1 Forskrift om leveringskvalitet i kraftnettet (FoL) . . . . .	18
2.11.2 Dagens ordning for plusskunder . . . . .	19



<b>3</b>	<b>Litteraturstudie</b>	<b>20</b>
3.1	Teknologier i solkraft . . . . .	20
3.2	Solenergiproduksjon i Norge og Agder i dag og forventet fremtidig produksjon	21
3.3	Muligheter for lastforskyvning (hovedsakelig varmtvannsberedere og el-biler)	22
3.3.1	Varmtvannsberedere . . . . .	22
3.3.2	El-biler . . . . .	23
3.4	Relevante studier . . . . .	24
3.4.1	Batterier i distribusjonsnettet . . . . .	24
3.4.2	Integrasjon av sol i det norske kraftsystemet . . . . .	24
3.4.3	Solenergi, batterier og nettregulering . . . . .	25
<b>4</b>	<b>Metodikk</b>	<b>26</b>
4.1	Korrekturlesing . . . . .	26
4.2	Datainnsamling . . . . .	26
4.3	Simulering av case . . . . .	27
4.3.1	Ulike case-situasjoner som er simulert . . . . .	27
4.3.2	Metodikk . . . . .	28
<b>5</b>	<b>Case</b>	<b>30</b>
5.1	Case A . . . . .	37
5.1.1	Beskrivelse av case og nett . . . . .	37
5.1.2	Resultater fra analyse . . . . .	39
5.1.3	Diskusjon . . . . .	44
5.2	Case B . . . . .	45
5.2.1	Beskrivelse av case og nett i første analyse . . . . .	45
5.2.2	Beskrivelse av case og nett i andre analyse . . . . .	47
5.2.3	Resultater fra første analyse . . . . .	48
5.2.4	Resultater fra andre analyse . . . . .	52
5.2.5	Diskusjon . . . . .	56
5.3	Case C . . . . .	57
5.3.1	Beskrivelse av case og nett . . . . .	57
5.3.2	Resultater av analyse . . . . .	60
5.3.3	Diskusjon . . . . .	65
5.4	Case D . . . . .	66
5.4.1	Beskrivelse av case og nett . . . . .	67
5.4.2	Resultater fra analyse . . . . .	69
5.4.3	Diskusjon . . . . .	72
5.5	Case E . . . . .	73
5.5.1	Beskrivelse av case og nett . . . . .	73
5.5.2	Resultater fra analyse . . . . .	75
5.5.3	Diskusjon . . . . .	80
<b>6</b>	<b>Diskusjon</b>	<b>82</b>
6.1	Viktigste funn i casene . . . . .	82
6.2	Samlokalisert forbruk som løsning . . . . .	83
6.3	Sammenligning av energilagringmetoder . . . . .	85
6.4	Regulatoriske og policy utfordringer . . . . .	86
6.5	Begrensinger . . . . .	87
<b>7</b>	<b>Konklusjon</b>	<b>89</b>
7.1	Videre forskning . . . . .	91
7.2	Avsluttende kommentar . . . . .	91



# Figurer

1.1	Rapportens oppbygging. . . . .	3
2.1	Bildet viser et bakkemontert solcelleanlegg med sentraliserte vekselrettere.[41]	6
2.2	Transformator skisse [1] . . . . .	8
2.3	Konseptuell skisse for spenningen langs en radial om vinter og sommer.[45] .	9
3.1	Gjennomsnittlig stabilisert effektivitet for c-Si solceller i masseproduksjon, hentet fra ITRPV 2023 [55] side 45. Figuren viser estimert utvikling i effektivitet for ulike c-Si baserte solcelleteknologier i masseproduksjon. . . . .	20
3.2	Totalt installert effekt for solenergiproduksjon i Agder per år [39]. Figur innhentet 14.05.2024, tall fra 2024 kan ha endret seg i etterkant. . . . .	22
3.3	Figuren viser spenningsnivået i et nett og inkluderer flere ”perioder” hvor varmtvannsberedere styres på forskjellig grunnlag. Som vist i figuren, hentet fra Elvia sin rapport [4] side 21, er det tydelig forbedring i spenningsverdier ved smart styring av varmtvannsberedere basert på nettets spenning. . . . .	23
5.1	Normalisert produksjonsprofil, brukt i alle caser. Grafen inneholder 8760 målinger, én måling for energiproduksjon hver time i analyseåret. . . . .	31
5.2	Forbruksprofil brukt i alle caser. Viser aggregert verdi for totalt forbruk i hele nettet. . . . .	31
5.3	Forbruksprofiler for hver enkelt last i nettet, brukt i alle caser. I figuren er det inkludert 52 grafer, en for hvert forbrukspunkt. . . . .	32
5.4	Referansenett, nettmodell . . . . .	34
5.5	Referansenett, spenningsprofil . . . . .	35
5.6	Referansenett, profil for linjebelastning . . . . .	36
5.7	Profil for belastning i nettstasjoner/trafoer i nettet. . . . .	37
5.8	Case A, nettmodell. Statisk visualisering av hele nettet når energiproduksjon og forbruk er i maksimum. . . . .	38
5.9	Case A, profil for energiproduksjon . . . . .	39
5.10	Case A, profil for linjebelastning. Linjene med høye verdier er linjer som befinner seg mellom produksjonsstedet og ekstern grid. . . . .	40
5.11	Case A, antall timer med belastning over 60% i hver linje. . . . .	40
5.12	Case A, profil for spenningsnivå i busser. . . . .	41
5.13	Case A, antall timer med overspenning i hver buss. . . . .	42
5.14	Case A, differanse mellom minimum og maksimum målt spenningsverdi i hver buss over analyseåret. . . . .	43
5.15	Case A, spenningsprofiler i en uke i juni. . . . .	44
5.16	Case B, nettmodell for første analyse. . . . .	46
5.17	Case B, produksjonsprofil. Profilene er idenstiske, hvilket gjør at de blir overlappet. . . . .	47
5.18	Case B, nettmodell for andre analyse. . . . .	48
5.19	Case B, linjebelastning i første analyse. . . . .	49
5.20	Case B, antall timer med belastning over 60% per linje i første analyse. . . .	50

5.21	Case B, spenningsprofil i første analyse. . . . .	50
5.22	Case B, antall timer med overspenning i hver buss i første analyse. . . . .	51
5.23	Case B, differanse mellom minimum og maksimum målt spenningsverdi i hver buss i første analyse. . . . .	51
5.24	Case B, spenningsprofiler i en uke i juni. Viser tydelig overspenning på dagtid i én dag. . . . .	52
5.25	Case B, linjebelastning i andre analyse. . . . .	53
5.26	Case B, antall timer med belastning over 60% i hver linje i andre analyse. . .	53
5.27	Case B, spenningsprofil i andre analyse. . . . .	54
5.28	Case B, differanse mellom minimum og maksimum målt spenningsverdi i hver buss i andre analyse. . . . .	55
5.29	Case B, spenningsprofiler i en uke i juni. . . . .	55
5.30	Case C, nettmodell. Batteri er posisjonert i samme område som solkraftverket, merket med rød sirkel. . . . .	58
5.31	Case C, profil for energiproduksjon og opplading/utlading av standardbatteri. . .	59
5.32	Case C, belastning i linjer over analyseåret. . . . .	60
5.33	Case C, spenningsprofil for nett med implementert standardbatteri. . . . .	61
5.34	Case C, differanse mellom minimum og maksimum spenningsnivå i hver buss. . .	61
5.35	Case C, profil for energiproduksjon og opplading/utlading av underdimensjonert batteri. Gen 0 (blå) graf er solkraftverket og Gen 1 (rød) er batteriets opplading og utlading. . . . .	62
5.36	Case C, linjebelastning for nett med underdimensjonert batteri. . . . .	63
5.37	Case C, antall timer med belastning over 40% for nett med underdimensjonert batteri. . . . .	63
5.38	Case C, spenningsprofil for nett med underdimensjonert batteri. . . . .	64
5.39	Case C, antall timer med overspenning i nett med underdimensjonert batteri. . .	65
5.40	Case C, differanse mellom minimum og maksimum spenningsnivå i hver buss for nett med underdimensjonert batteri. . . . .	65
5.41	Case D, nettmodell. . . . .	67
5.42	Case D, forbruksprofil. Den høye grafen i figuren viser forbruksmønsteret til det samlokaliserte forbruket, mens de andre grafene fortsatt er identisk med forbruket i lavspenkretser vist i figur 5.3. . . . .	68
5.43	Case D, energi ut i nettet. . . . .	69
5.44	Case D, belastning i linjer. Ulike farger indikerer ulike linjer. . . . .	70
5.45	Case D, spenningsprofil. . . . .	71
5.46	Case D, differanse mellom minimum og maksimum spenningsnivå i hver buss. . .	71
5.47	Case D, spenningsprofiler i en uke i juni. . . . .	72
5.48	Case E, nettmodell. Fargekodene indikerer spenningsnivået i punkter/busser (i p.u.) og belastning i linjer (i %). . . . .	74
5.49	Case E, produksjonsprofiler. Grafene i figuren indikerer hver sin profil for energiproduksjon i lavspenkretsene. Dette er altså aggregert energiproduksjon for hver lavspenkrets, og ikke energiproduksjon per husstand. . . . .	75
5.50	Case E, belastning i linjer. Grafene i figuren indikerer hver sin profil for belastning i linjer i mellomspenningsnett. . . . .	76
5.51	Case E, antall timer med belastning over 60% per linje. . . . .	76
5.52	Case E, belastning i transformatorer/nettstasjoner ved 20 kW installert effekt per husstand. . . . .	77
5.53	Case E, belastning i transformatorer/nettstasjoner ved 17kW installert effekt per husstand. . . . .	78
5.54	Case E, profil for spenningsnivå i hver buss i nettet. Fargekoder indikerer forskjellige busser. . . . .	79
5.55	Case E, differanse mellom laveste og høyeste målte spenningsverdi i hver buss. . .	79
5.56	Case E, spenninger i nettet i en uke i juni. . . . .	80



# Tabeller

2.1	Forenklede formler for beregning av spenningsstigning fra enkeltstående solcelleanlegg[45] . . . . .	10
2.2	Forenklede beregninger av spenningsstigning for gitt merkeeffekt og kortslutningsstrøm[45] . . . . .	11
2.3	Diverse faktorer for hver energilagringstype i 2021 . . . . .	15
2.4	Diverse faktorer for hver energilagringstype antatt for 2030 . . . . .	15
2.5	Ulike klassifiseringer av energilagringsteknologier . . . . .	16
3.1	Data over historiske verdier for effektivitet og priser, hentet fra ITRPV 2023 [55] side 62. . . . .	21
5.1	Beskrivelse av caser. . . . .	30
5.2	Sammendrag av resultater for alle casene i dette kapitlet. . . . .	30
5.3	Linjeparаметere for alle linjene i modellen, funnet i RENblad 8041 [47]. . . . .	32
5.4	Parámetroer for trafo/nettstasjoner, brukt i modellen i alle caser. . . . .	33
5.5	Case C, batteriparámetroer . . . . .	59
5.6	Nødvendig data for å beregne solenergiproduksjon per lavspenning . . . . .	74

# Forkortelser

<b>UiA</b>	Universitetet i Agder
<b>DC</b>	Direct Current - Likestrøm
<b>AC</b>	Alternating Current - vekselstrøm
<b>FoL</b>	Forskrift om Leveringskvalitet
<b>TSO</b>	Transmission System Operator - Systemoperatør
<b>DSO</b>	Distribution System Operator - Distribusjonsnettoperatør
<b>MV</b>	Medium Voltage - Mellomspenning
<b>LV</b>	Low Voltage - Lavspenning
<b>TN-nett</b>	Terra Neutral-nett
<b>IT-nett</b>	Isolée Terre-nett
<b>PEM</b>	Proton-Exchange Membran - Proton-Utveksling Membran
<b>ESGC</b>	Energy Storage Grand Challenge
<b>PNNL</b>	Pacific Northwest National Laboratory
<b>HESS</b>	Hydrogen Energy Storage System - Hydrogen Energilagringssystemer
<b>RTE</b>	Round Trip Efficiency - Tur/Retur-effektivitet
<b>LFP</b>	Litium-Jernfosfat
<b>NMC</b>	Nikkel-Mangan-Kobolt
<b>CapEx</b>	Capital Expense - Kapitalkostnad
<b>OpEx</b>	Operating Expense - Driftskostnad
<b>ÅKEP</b>	Årlig Kostnad per Effektiv Produksjon
<b>NVE</b>	Norges Vassdrags- og Energidirektorat
<b>IEA</b>	International Energy Agency
<b>V2G</b>	Vehicle to Grid
<b>LCOE</b>	Levelized Cost Of Energy
<b>REN</b>	Rasjonell Elektrisk Nettvirksomhet
<b>GSEE</b>	Global Solar Energy Estimator
<b>p.u.</b>	Per Unit - Per Enhet

**ITRPV** International Technology Roadmap for Photovoltaics

**SNL** Store Norske Leksikon



# Kapittel 1

## Introduksjon

Dette kapittelet gir en introduksjon til studien ved å presentere bakgrunnen, problemstillingen, og strukturen på oppgaven. Kapittelet setter scenen for forskningen ved å diskutere relevansen og viktigheten av solenergiintegrasjon i kraftnett, og definerer de spesifikke forskningsspørsmålene og målene for studien.

### 1.1 Bakgrunn

I løpet av det siste tiåret har den globale energisektoren gjennomgått en betydelig transformasjon, drevet av en rask vekst i fornybar energi. Ifølge Store Norske Leksikon (SNL) har den globale kapasiteten for solenergi økt med over 35% årlig de siste 30 årene, noe som gjør det til en av de raskest voksende energikildene i verden. Denne veksten er delvis drevet av internasjonale avtaler som Parisavtalen, som forplikter nasjoner til å redusere sine klimagassutslipp og øke andelen fornybar energi [31].

Norge, med sine rike vannkraftressurser, har lenge vært en pionér innen fornybar energi. Landet har forpliktet seg til ambisiøse mål for å øke andelen fornybar energi i sin totale energimiks, som inkluderer elektrisitetsproduksjon, transport, industri og oppvarming. Energipolitikken i Norge har satt et mål om at minst 67,5% av det totale energiforbruket skal komme fra fornybare kilder innen 2030. For å støtte dette målet har norske myndigheter implementert flere økonomiske insentiver og støtteordninger, som Enova-støtten, for å fremme installasjon av solcelleanlegg og andre fornybare energikilder [52].

Teknologiske fremskritt innen solcelleteknologi har også bidratt til denne veksten. Moderne solceller har nå en effektivitet på over 22%, og kostnadene for installasjon har sunket betydelig. Dette har gjort solenergi til et mer attraktivt alternativ for både private husholdninger og kommersielle aktører [26].

Til tross for disse fremskrittene står Norge overfor betydelige utfordringer når det gjelder integrasjon av solenergi i det eksisterende kraftnettet. Lavspente distribusjonsnett må tilpasses for å håndtere økt produksjon fra distribuert energiproduksjon uten å kompromittere nettstabiliteten. Dette krever investeringer i teknologi som smart nettstyring og avanserte energilagringssystemer.

I denne oppgaven skal det undersøkes hvordan distribusjonsnettet kan tilpasses for å integrere høyere andeler solenergi, med fokus på løsninger som kan sikre stabilitet og effektivitet i nettet. Ved å analysere data fra Norges kraftnett og simulere ulike scenarier, håper vi å identifisere de mest effektive tiltakene for å møte fremtidens energibehov på en bærekraftig måte.

## 1.2 Problemstilling

Forskningsfokus:

Målet med denne studien er å analysere effekten av solenergiproduksjon på mellomspenningsnivå og dens innvirkning på spenningsnivåene i tilkoblingspunktene. Videre vil studien vurdere utfordringene og mulighetene knyttet til integrering av solenergi i det eksisterende kraftnettet, med særlig fokus på håndtering av overskuddsproduksjon på solrike dager. Forskningen sikter mot å forstå hvordan dette overskuddet effektivt kan anvendes for samfunnets beste.

Forskningsproblem:

Hvordan påvirker solenergiproduksjon spenningsstabiliteten og belastning i det lokale nettet? Videre, hvilke strategier og løsninger kan optimalisere utnyttelsen av solenergiens overskuddsproduksjon for å støtte samfunnets energibehov?

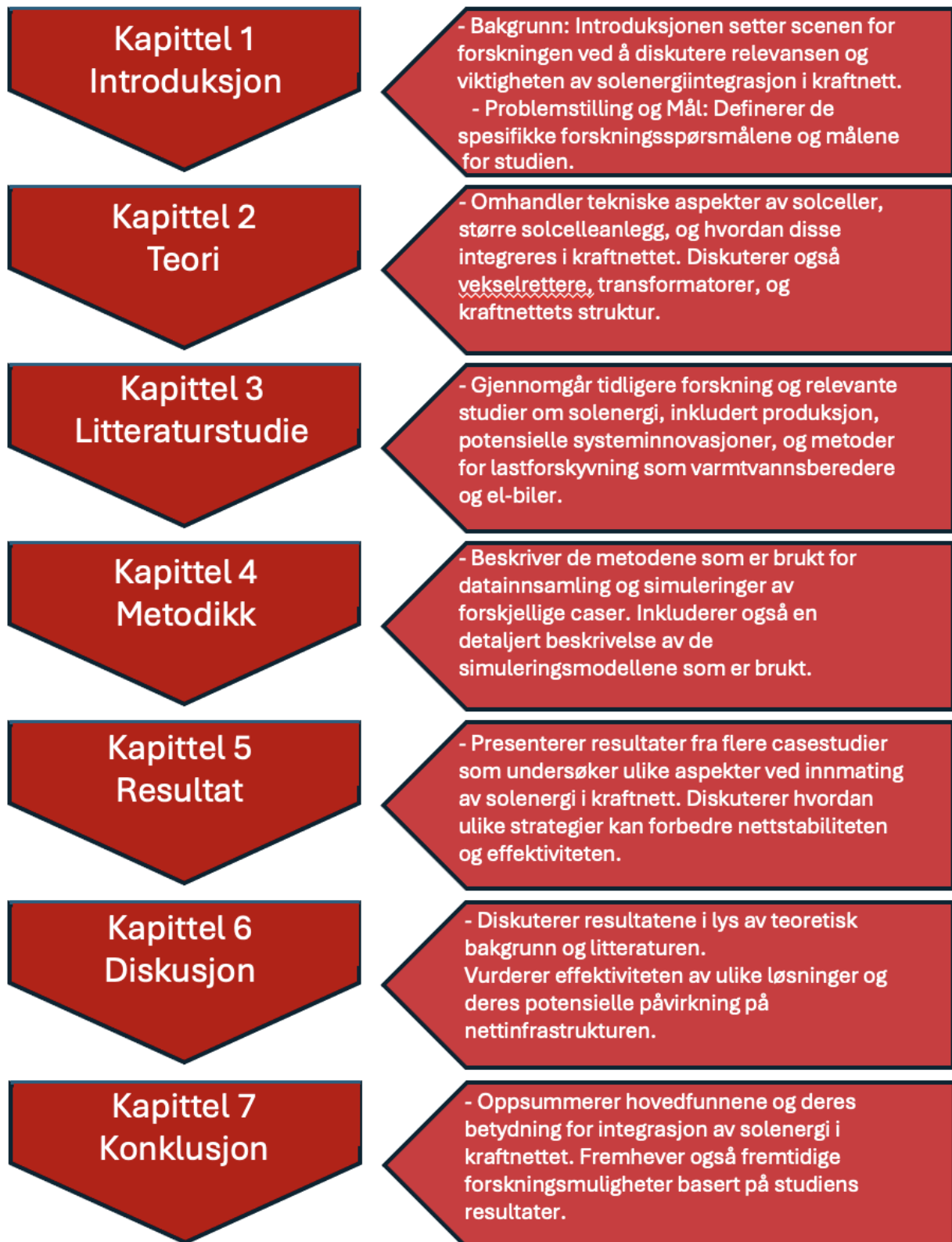
Studien vil utforske potensialet og nødvendigheten av lokale investeringer i nettinfrastrukturen for å støtte solenergiintegrasjon. Dette inkluderer evaluering av forskjellige lagringsløsninger som hydrogenproduksjon, pumpekraftverk og batterilagring, samt vurdering av behovet for forsterkninger i kraftnettet for å håndtere de dynamiske belastningene fra solproduksjon. Gjennom en slik tilnærming ønsker forskningen å bidra med innsikt i hvordan solenergi kan integreres mer effektivt i kraftsystemet, til fordel for både energisystemet og samfunnet som helhet.

## 1.3 Mål med oppgaven

- Undersøke hvordan økt integrasjon av solenergiproduksjon påvirker nettstabiliteten, spesielt på mellomspenningsnivå i distribusjonsnettet, med fokus på overspenninger og belastning i linjer og transformatorer.
- Evaluere ulike teknologier for energilagring, spesielt batterier, hydrogenproduksjon og pumpekraftverk, og analysere deres evne til å bidra til å stabilisere nettet.
- Utforske ulike løsninger for smarte styringssystemer for husholdninger, som varmtvannsberedere og lading av elbiler, basert på nettspenningen for å bidra til bedre laststyring.
- Gjennomføre simuleringer for å undersøke og analysere effektene av økt solenergiintegrasjon og for å teste effektiviteten av ulike energilagringsmetoder.
- Undersøke hvordan solenergiproduksjon kan fordeles optimalt i kraftnettet for å maksimere nettstabilitet og effektivitet, samt redusere belastningen på enkelte punkter.

## 1.4 Struktur

Nedenfor er en visuell fremstilling av studiens oppbygging med en forklaring av hva de forskjellige kapitlene inneholder.



Figur 1.1: Rapportens oppbygging.

# Kapittel 2

## Teoretisk bakgrunn

Dette kapittelet gir en grundig innføring i solceller og deres funksjon, oppbygging av større solcelleanlegg, og hvordan energien fra solceller integreres i kraftnettet. Kapittelet dekker også ulike metoder for energilagring, inkludert hydrogenlagring, batteriteknologier og pumpekraft, og diskuterer deres kostnader, effektivitet og miljøhensyn. Videre belyses utfordringer knyttet til overproduksjon av solenergi, som reversert effektflyt og overspenninger, samt regelverk som Forskrift om leveringskvalitet i kraftnettet (FoL) og dagens ordning for plusskunder.

### 2.1 Solceller

Solen sender ut enorme mengder energi i form av lys. En måte å fange opp denne energien er ved hjelp av solceller. En solcelle som blir truffet av sollyset omdanner denne energien til elektrisk strøm gjennom en prosess som kalles den fotovoltaiske effekten.

En solcelle består som regel av silisium, og silisiumatomet består av 4 elektroner i det ytterste skallet. Og som alle andre atomer har silisium lyst til å ha 8 elektroner i det ytterste skallet. Når silisiumatomer deler elektroner dannes det et krystallgitter som egner seg dårlig til å lede strøm. For at silisiumet skal få bedre strømledende egenskaper, dopes silisiumet ned med andre stoffer som endrer elektronsammensetningen i stoffet. I solceller doper en som regel silisiumet med bor og fosfor.

Det må være to lag med dopet silisium for at elektronene kan bevege seg fritt. Det ene laget dopes med bor slik at det oppstår mangel på elektroner, dette kalles p-doping og betyr at det finnes ledige elektronplasser også kalt hull. Det motsatte skjer når vi doper silisiumet med fosfor, da får man et overskudd av elektroner som kalles n-doping. De elektronene som er overflødige har lettere for å kunne flytte seg til andre plasser når anledningen byr seg.

n-laget som har et overskudd av elektroner og p-laget har et underskudd av elektroner vil elektronene flytte seg fra n-laget til p-laget. Dette skjer fordi elektroner vil alltid prøve å fylle elektronplassen.

Når elektronene flytter seg fra den ene siden til den andre vil n-siden få en positiv ladning og p-siden vil få en negativ ladning. Dette skjer fordi n-siden mister elektroner og p-siden får elektroner. Det vil etterhvert danne seg en barriere mellom n-siden og p-siden ettersom elektronene fra n-siden fyller elektronplassene på p-siden. Barrieren vil hindre at flere elektroner går fra den ene siden til den andre og det oppstår en balanse i solcellen. Det er denne balansen som fanger opp sollysets energi.

Når solcellen treffes av sollys eller lysfotoner vil balansen i solcellen endre seg. Energien

som fotonet besitter vil kunne slå løs et elektron. Elektronet vil da bevege seg mot n-siden og det vil oppstå en ledig plass på p-siden. Når dette skjer nok ganger vil elektronene gå over på p-siden igjen, men de vil bli hindret på grunn av spenningsforskjellen mellom lagene og dermed går de omveien gjennom kretsen og generer strøm.[53] [33]

## 2.2 Større solcelleanlegg

En enkelt solcelle genererer ikke tilstrekkelig strøm eller spenning for direkte anvendelse i kraftindustrien. For å oppnå de nødvendige elektriske egenskapene, må solcellene kobles sammen både i serie og parallell. Disse cellene organiseres i moduler, som deretter kan kobles sammen enten i serie for å øke spenningen, eller i parallell for å øke strømstyrken. Solceller produserer likestrøm (DC), noe som krever bruk av en vekselretter for å konvertere spenningen til vekselstrøm (AC), som er kompatibel med det eksisterende kraftnettet.

Sollys på en klar dag har en innstråling på rundt  $1000 \frac{W}{m^2}$ . Dette gjelder vinkelrett på stråle-retningen. Når lyset treffer et panel med en vinkel som er mindre enn 90 grader, reduseres innstrålingen på panelet. Solcellenes effektivitet begrenses av deres evne til å utnytte sol-energien. Etersom solcellene ikke kan absorbere hele spekteret av lys, og en del av energien tapes som varme, ligger deres typiske effektivitet mellom 150 og  $250 \frac{W}{m^2}$  [26]. Dette innebærer at det kreves store arealer med solceller for å produsere betydelige mengder elektrisitet.

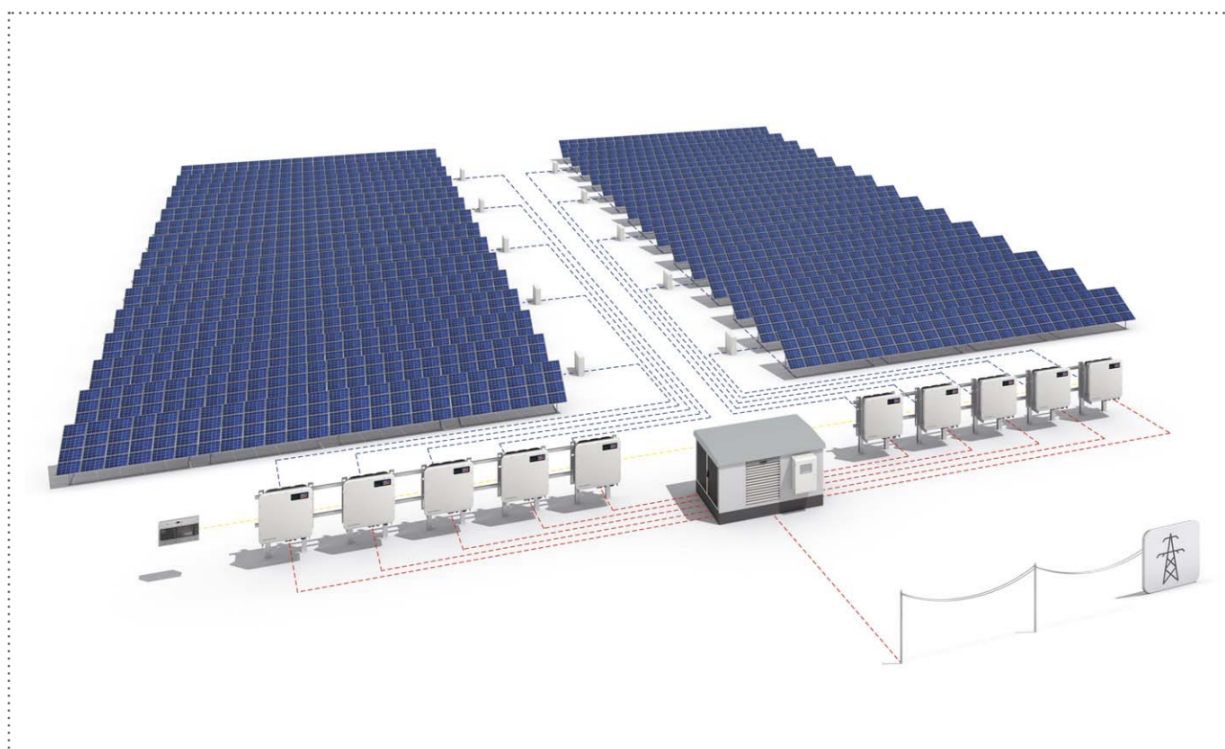
Bakkemonterte solcelleanlegg, som ofte dekker store arealer, er vanligvis plassert i områder med lav befolkningstetthet for å minimere forstyrrelser for lokalbefolkningen. Disse områdene har ofte et svakere og mindre kapabelt nett, noe som kan føre til at installasjonen av store solcelleanlegg bidrar til økt spenning lokalt. Dette kan resultere i spenninger som overskrider de lovlige grensene angitt i FoL, som diskuteres i delkapittel 2.11.

Effekten som mates inn i nettet fra solcelleanlegget fører til en økning i spenningen ved tilkoblingspunktet. Dette avhenger av anleggets størrelse og nettets kortslutningskapasitet. Spenningsøkningen kan beregnes basert på nettets minimale kortslutningsstrøm (IK2min) og anleggets produserte effekt i watt, som vil bli nærmere beskrevet i delkapittel 2.4.4, "Sterkt og svakt nett".

IK2min representerer nettets laveste mulige kortslutningsstrøm og gir et mål på nettets robusthet. En høy IK2min indikerer lav nettimpedans, mens en lav IK2min tyder på høy impedans. Dette er vanligst i nettets ytterpunkter, der det er lange avstander mellom distribusjonstransformatoren og forbrukeren.

## 2.3 Vekselretter

For at et solcelleanlegg skal kunne levere sin produserte energi ut på nettet, er det nødvendig med en vekselretter som omformer likestrømmen som produseres av solcellene, til vekselstrøm. I større anlegg er sentraliserte vekselrettere, som omformer strømmen fra flere solcellepaneler til vekselstrøm, mer vanlig. For mindre anlegg er det imidlertid oftere brukt desentraliserte vekselrettere, hvor hvert enkelt solcellepanel har sin egen omformer. Dette bidrar til å optimalisere anlegget ved skyggelegging og forenkle feilsøking.[34]



Figur 2.1: Bildet viser et bakkemontert solcelleanlegg med sentraliserte vekselrettere.[41]

Valget av riktig vekselretter er kritisk for optimal drift av solcelleanlegget. Det er forskjellige meninger om hva som utgjør den "riktige" vekselretteren, ettersom vekselrettere kommer med forskjellige kapasiteter og må være tilpasset strømmen som solcellene leverer. Effekten som panelene kan levere, målt i kWp, indikerer den maksimale ytelsen under ideelle forhold. Det er derfor viktig å merke seg at denne effekten bare beskriver anleggets beste potensielle ytelse. [42]

Solinnstråling er en avgjørende faktor for den effekten som leveres ut på kraftnettet. Selv om solen kan føles varmere desto nærmere ekvator man kommer, er det solenergien og solens posisjon som er mest avgjørende for en solcelles produksjon[49]. For eksempel kan solceller i Norge ha en bedre effektivitet på grunn av lavere temperaturer, noe som kan kompensere for den lavere solinnstrålingen sammenlignet med et sørligere land som Frankrike, som generelt sett har mer solinnstråling. Dette betyr at selv om Norge får mindre solinnstråling totalt, kan solceller likevel produsere konkurransedyktige mengder energi på årsbasis under de rette forholdene.[17]

Vekselretterens arbeidsområde er begrenset og defineres av når enheten begynner å levere effekt til kraftnettet. Hvis vekselretteren er underdimensjonert, vil den kunne begynne å levere strøm tidligere på dagen og fortsette lengre ut på kvelden fordi den kan utnytte svakere solinnstråling. Dette kan imidlertid føre til at produksjonen begrenses på dager med høy solinnstråling, da vekselretterens kapasitet kan bli overskredet, noe som resulterer i tapt energi.

En vekselretter som har samme effekt som solcellepanelene vil kreve mer solinnstråling for å begynne å levere strøm til nettet. Dette kan føre til at produksjonen starter senere på dagen og slutter tidligere på kvelden, slik at solinnstrålingen tidlig om morgenen og sent på kvelden går tapt.[42]

Ved å evaluere hvor mange "topptimer" som oppstår gjennom et år, kan man analysere

hvor mye energi som potensielt går tapt i øvre eller nedre del av vekselretterens arbeidsområde. Dette gjør det mulig å veie fordeler og ulemper ved å under- eller overdimensjonere vekselretteren, med mål om å maksimere produksjonen og effektiviteten til solcelleanlegget.

Den vanligste praksisen nå er å underdimensjonere vekselretteren i forhold til solcelleanlegget. Clean Energy Council anbefaler at inverteren ikke underdimensjoneres med mer enn 33% av solcelleanlegget. Dette betyr at inverterens kapasitet bør være minst 67% av solcelleanleggets totale kapasitet. Ved å underdimensjonere inverteren på denne måten kan man oppnå bedre ytelse i perioder med lav solinnstråling og forlenge inverterens levetid ved å unngå overbelastning. Samtidig vil ikke underdimensjoneringen være så stor at den betydelig begrenser produksjonen på dager med høy solinnstråling.[6]

## 2.4 Kraftnettet

### 2.4.1 Generell oppbygging av kraftnettet

Det norske kraftnettet er en viktig del av infrastrukturen for distribusjon av elektrisk energi. Kraftnettet er bygget opp av tre hovednettnivåer: transmisjonsnettet, regionalnettet og distribusjonsnettet. Hvert av disse nettnivåene spiller en viktig rolle i å sikre effektiv overføring og distribusjon av elektrisitet fra produksjonssteder til forbrukerne.[23]

Transmisjonsnettet, som opereres av Statnett, fungerer som kraftsystemets ryggrad med spenningsnivåer på 300-420 kV. Dette nettet er ansvarlig for overføring av store mengder elektrisk energi over lange avstander, fra kraftverkene hvor energien produseres til de regionale distribusjonsnettene. Som systemoperatør (TSO) har Statnett en sentral rolle i å opprettholde systembalansen og sikre en stabil strømforsyning.[10]

På neste nivå finner vi regionalnettet, med spenningsnivåer mellom 66-132 kV, som håndteres av ulike distribusjonsnettoperatører (DSO), deriblant GlitreNett. Disse nettene distribuerer strømmen videre til mer lokale områder, og fungerer som en mellomstasjon mellom det overordnede transmisjonsnettet og distribusjonsnettene nærmere forbrukerne.[10]

Det siste nivået i kjeden er distribusjonsnettet, som er delt inn i mellomspenning (MV) (11-22 kV) og lavspenning (LV) (230-1000 V), hvorav 230-400 V er de vanligste spenningene i lavspennet distribusjonsnett. Disse nettene leverer elektrisiteten direkte til sluttbrukerne, som husholdninger og bedrifter. Distribusjonsnettet er avgjørende for å sikre at elektrisitet blir tilgjengelig der det trengs, til hver enkelt forbruker.[10]

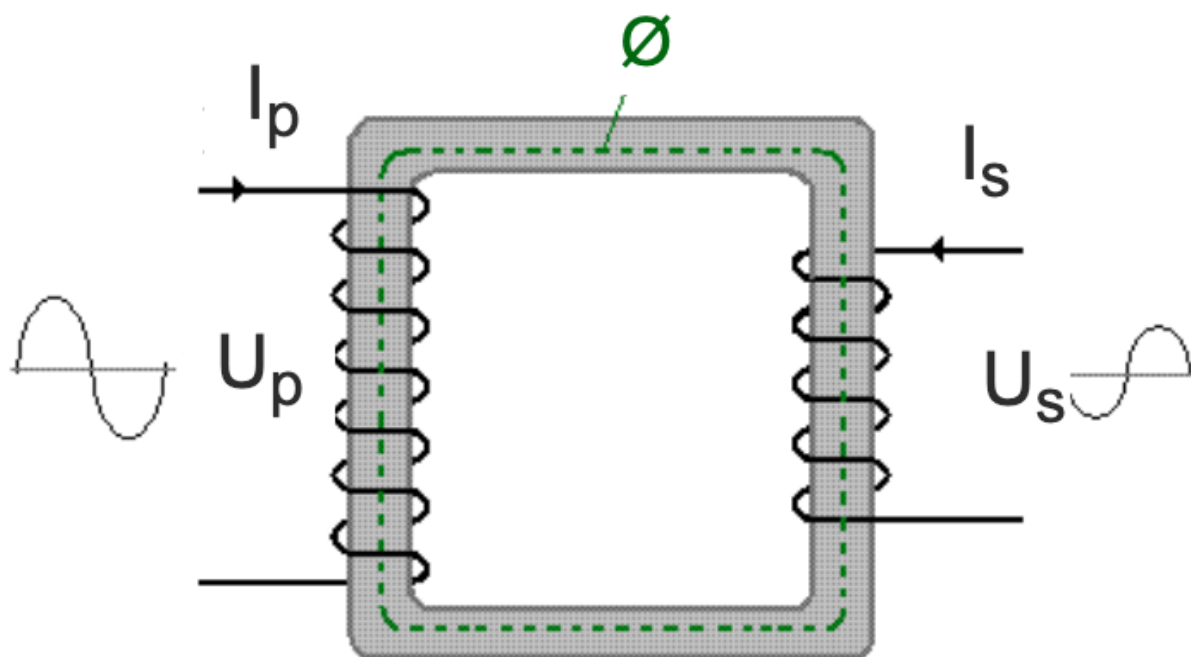
Tradisjonelt har kraftsystemet vært designet for enveisflyt av energi, fra store, sentraliserte produksjonsanlegg som vannkraftverk, gjennom transmisjons- og distribusjonsnett, til forbrukerne. Spenningen ble trappet opp ved produksjonsstedet for å redusere tap under transport over lange avstander, og deretter trappet ned i nærheten av forbrukerpunktene for å tilpasse seg det lokale behovet. Dette systemet har imidlertid begynt å endre seg betydelig med introduksjonen av solproduksjon og andre former for distribuert energiproduksjon.

Med solpaneler installert på tak av hus, næringsbygg, og andre egnede steder, har det blitt mulig med lokal produksjon av elektrisitet. Dette representerer en betydelig endring i hvordan energisystemet opererer, da det nå kan oppstå energiflyt i begge retninger i nettet. Lokalprodusert solenergi trenger ikke bare dekke behovet der den produseres, men kan også mates tilbake til nettet.

## 2.4.2 Transformator

Transformatorer spiller en essensiell rolle i infrastrukturen til kraftnettet. Som det er forklart i kapittelet om kraftnett, er det nødvendig å benytte høye spenninger for å overføre ønsket mengde energi med så små tap som mulig. Samtidig er det avgjørende at spenningen tilpasses til et nivå som er sikkert og håndterbart for sluttbrukeren. Transformatorer er det sentrale verktøyet for å justere spenningsnivåene opp eller ned mellom ulike stadier i energi-overføringen.

En typisk transformator består hovedsakelig av to sett med viklinger laget av kobbertråd, som er plassert rundt en felles kjerne av lamellert jernblikk. Denne konstruksjonen muliggjør effektiv overføring og justering av elektrisk energi fra ett spenningsnivå til et annet gjennom elektromagnetisk induksjon[2].



Figur 2.2: Transformator skisse [1]

Figur 2.2 presenterer en forenklet struktur av en transformator, som er delt inn i en primærside (på figurens venstre side) og en sekundærside (på figurens høyre side). Når en strøm  $I_p$  føres gjennom viklingene på primærsiden, genereres et magnetfelt  $\emptyset$  i transformatorens jernkjerne. Dette magnetfeltet oppleves også på sekundærsiden, hvor det induserer en strøm i viklingene der.

Forholdet mellom spenningene på sekundærsiden  $U_s$  og spenningen på primærsiden  $U_p$ , samt antall viklinger på sekundærsiden  $N_s$  og viklinger på primærsiden  $N_p$ , kan uttrykkes gjennom følgende ligning:

$$U_p \times N_s = U_s \times N_p \quad (2.1)$$

Ligningen 2.1 viser at forholdet mellom spenningene på primær- og sekundærsiden er direkte proporsjonalt med forholdet mellom antallet viklinger. Antall viklinger bestemmer dermed om spenningen vil økes eller reduseres.

For eksempel, la oss anta at primærsiden av transformatoren er koblet til regionalnettet med en spenning på 132 kV, mens sekundærsiden er tilknyttet distribusjonsnettet med 22 kV. For å omforme spenningen fra et høyere til et lavere nivå, har primærsiden flere viklinger



enn sekundærsiden.

Gjennom å omformulere ligningen får vi:

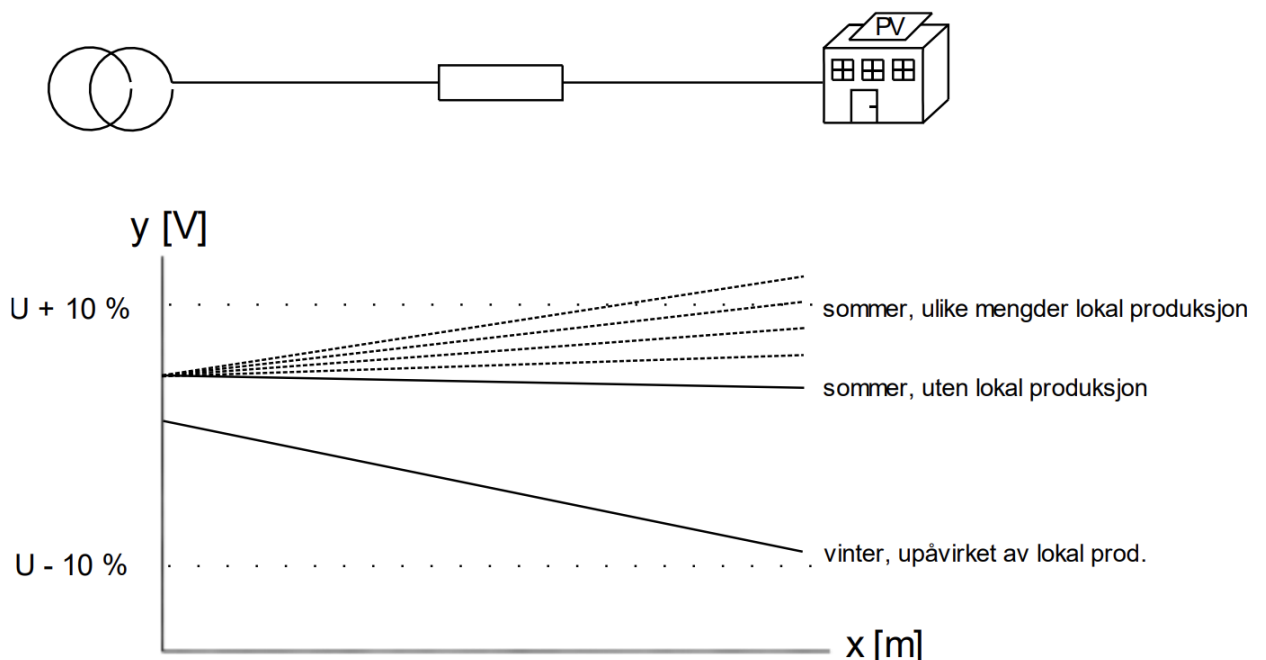
$$\frac{N_p}{N_s} = \frac{U_p}{U_s} = \frac{132\text{kV}}{22\text{kV}} = 6 \tag{2.2}$$

Formel 2.2 demonstrerer at for å oppnå ønsket transformasjon av spenning ned til 22 kV, må primærsiden ha seks ganger så mange viklinger som sekundærsiden. Dette grunnleggende prinsippet gjør transformatorer til uunnværlige enheter i overføring og distribusjon av elektrisk energi over ulike spenningsnivåer i kraftnettverket.[1]

### 2.4.3 Trinning av transformator

Trinning av en transformator kan være et nyttig verktøy for å øke kapasiteten i nettet ved å regulere spenningen. I delkapittelet om transformator så man at antall viklinger på sekundærsiden kunne si noe om hvor høy eller lav spenningen skulle være. Med trinning av en transformator menes det at antall viklinger på sekundærsiden reguleres slik at man får ønsket spenning. Ved å koble inn flere viklinger på sekundærsiden vil man øke spenningen, og tilsvarende om man reduserer antall viklinger vil spenningen reduseres.

Som vist i figur 2.3 kan man se at spenningsbåndet på y-aksen går fra -10% til +10%. Spenningsreferansen ligger nærmere grenseverdien på +10% i figuren. Det er fordi tradisjonelt sett har kraftnettet blitt dimensjonert for de kaldeste dagene med det høyeste forbruket som vil redusere spenningen og derfor har man satt en høyere margin til spenningsfall enn det man har gjort for spenningsøkning. Det vil derfor være lettere å overstige grenseverdiene ved innmating enn det er for økt forbruk.



Figur 2.3: Konseptuell skisse for spenningen langs en radial om vinter og sommer.[45]

Figur 2.3 illustrerer hvordan spenningsfallet øker jo lenger ut på nettets radial man beveger seg, noe som understreker utfordringene med å integrere store solenergianlegg i deler av nettet som er designet for høyt forbruk og ikke for innmating av effekt.[45]

### 2.4.4 Sterkt og svakt nett

Et nett med høy impedans eller lav kortslutningsstrøm betraktes som et svakt nett. Dette er nett som er spesielt følsomme for endringer, enten det er på grunn av plutselige økninger i forbruket eller når energi fra solcelleanlegg mates inn i nettets ytterkanter, hvor nettets kapasitet er på sitt laveste. I slike nett vil eventuelle spenningsendringer manifestere seg mest markant. I situasjoner der et stort solcelleanlegg mater inn energi på et slikt svakt punkt i nettet, kan resultatet bli at spenningen overgår de maksimalt tillatte verdiene fastsatt i FoL. [25]

Ved å vurdere størrelsen på solcelleanlegget og nettets kortslutningsstrøm, er det mulig å estimere omfanget av potensiell spenningsstigning ved tilknytningspunktet. En forenklet metode for å beregne spenningsstigningen er presentert i tabell 2.1, og gir et grunnlag for å forstå hvordan ulike faktorer bidrar til spenningsvariasjoner i nettet.

Tabell 2.1: Forenklete formler for beregning av spenningsstigning fra enkeltstående solcelleanlegg[45]

Antallfaser\Nettsystem	IT-nett	TN-nett
Enfaseanlegg	$\Delta U = \frac{P_{\text{merkeeffekt}}}{I_{K2}}$	$\Delta U = \frac{\sqrt{3}P_{\text{merkeeffekt}}}{I_{K2}}$
Trefaseanlegg	$\Delta U = \frac{P_{\text{merkeeffekt}}}{2I_{K2}}$	$\Delta U = \frac{P_{\text{merkeeffekt}}}{2\sqrt{3}I_{K2}}$

Ut fra informasjonen i tabell 2.1 kan man observere at et større solcelleanlegg i et enfaset TN-nett vil resultere i en høyere spenningsstigning ved en økt merkeeffekt eller ved en redusert kortslutningsstrøm, sammenlignet med et enfase IT-nett. På den annen side, når vi ser på et trefaset TN-nett, vil spenningsstigningen være mindre enn hva som ville vært tilfelle i et trefaset IT-nett.

Et solcelleanlegg som distribuerer sin effekt over tre faser, vil forårsake en lavere spenningsstigning sammenlignet med et anlegg som mater hele sin effekt ut på en enkelt fase.

Tabell 2.2 demonstrerer hvordan spenningsøkning varierer avhengig av nettets kortslutningsstrøm og merkeeffekten til solcelleanlegg, både for IT- og TN-systemer. Disse beregningene, basert på formelsamlingen i tabell 2.1, er avgjørende i planleggingsfasen for å sikre at integrasjonen av solcelleanlegg i distribusjonsnett ikke medfører uønskede spenningsfluktuasjoner eller stabilitetsproblemer.

Det er indikert at en minimal kortslutningsstrøm,  $I_{K2min}$ , kan være en indikator på nettets styrke. En for lav  $I_{K2min}$  kan tyde på at det elektriske anlegget er sårbart og at beskyttelsesreléer kanskje ikke aktiveres som forventet ved feil. For et stort solcelleanlegg på 10MW kreves en betydelig kortslutningsstrøm for å holde spenningsstigningen innenfor grensene som er satt av FoL. For eksempel må et trefaset TN-nett ha en høyere kortslutningsstrøm enn 1000A for å være akseptabelt for dette kravet.

For mindre solcelleanlegg, som et med en merkeeffekt på 2,5MW, vil kravene til kortslutningsstrøm være lavere. Et IT-nett ville kreve rundt 700A for å møte FoL-standardene. I et trefaset TN-nett kan imidlertid kravene til FoL være oppfylt selv med en kortslutningsstrøm på 400A, som regnes som lavt i et elektrisk nett.

Tabell 2.2: Forenklete beregninger av spenningsstigning for gitt merkeeffekt og kortslutningsstrøm[45]

	IT-Nett			TN-nett	
Enfase	Kortslutningsstrøm\Merkeeffekt	10MW	2,5MW	10MW	2,5MW
	400A	25 000V	6 250V	43 301,3V	10 825,3V
	700A	14 285,7V	3 571V	24 743,6V	6 185,9V
	1 000A	10 000V	2 500V	17 320,5V	4 330V
Trefase					
	400A	12 500V	3 125V	7 216,9V	1 804,2V
	700A	7 142,85V	1 785,7V	4 123,9V	1 031V
	1 000A	5 000V	1 250V	2 886,75V	721,7V

## 2.5 Energilagring

Når energiproduksjonen ikke sammenfaller med forbruket, oppstår det et behov for å oppbevare overskuddsenergien for fremtidig bruk. Denne energien er ofte ikke i en lagringsvennlig form og må konverteres til et format som er mer egnet for oppbevaring. I denne prosessen er det flere egenskaper som må vurderes nøye.

Energitetthet refererer til mengden energi som kan lagres per enhet volum eller vekt. Dette er en viktig egenskap for energilagring fordi det bestemmer hvor mye energi som kan lagres i et gitt lagringssystem.

Lade- og utladningshastigheten er også viktig, ettersom det påvirker hvor raskt energien kan gjøres tilgjengelig for bruk eller hvor raskt lagringssystemet kan fylles opp igjen.

Energikonverteringstap, det vil si hvor mye energi som går tapt når den omdannes fra en form til en annen er også en viktig egenskap. Effektiviteten i denne prosessen har direkte innvirkning på hvor kostnadseffektivt og praktisk det er å lagre og gjenbruke energien.

Energilagring er spesielt aktuelt ved fornybare energikilder som har et uregelmessig produksjonsmønster. De produserer mye energi i korte perioder og dermed sammenfaller ikke alltid produsert energi og energibehovet. For å tilpasse de uregelmessige energikildene bedre til forbruket vil det være nødvendig med mellomlagring av energien slik at energien kan bli benyttet på et senere tidspunkt.[28]

Det finnes en rekke måter å lagre energien på. De vanligste formene for energilagring er mekanisk energilagring, termisk energilagring, elektrisk energilagring og kjemisk energilagring.

Eksempler på mekanisk energilagring er pumpekraft, trykkluft, svinghjul og gravitasjonslager med fast masse. Termisk lagring kan være alt fra fjernvarmeverk til varmtvannsberedere, alle apparater som har en termisk treghet kan potensielt bli brukt som termisk lagring av energi. Elektrisk energilagring skjer i batterier. Det finnes mange batterier på markedet med forskjellige egenskaper ettersom hva det skal brukes til. Den siste energilagringmetoden er kjemisk energilagring som er lagring av energi i gasser og væsker som hydrogen. Denne oppgaven skal se nærmere på pumpekraft, batterilagring og hydrogenlagring.[28]

Integrering av pumpekraft, batterilagring og hydrogenlagring med solkraft representerer innovative løsninger for å maksimere utnyttelsen av fornybar energi i Norge, et land som allerede er en pionér innen vannkraft. Lagringsmetodene har potensialet til ytterligere å forbedre fleksibiliteten og effektiviteten i det norske energisystemet, spesielt i sammenheng med

solenergi.

## 2.6 Hydrogen

Kombinasjonen av hydrogenlagring med solkraft er en lovende strategi. Når det er høy produksjon av solenergi, spesielt i tider av døgnet når energi kan anses som gratis på grunn av lav etterspørsel, kan denne overskuddsenergien brukes til elektrolyse for å produsere hydrogen. Dette hydrogenet kan deretter lagres og brukes som en energikilde når det er behov for det, enten for å generere elektrisitet, i transportsektoren, eller i industrielle prosesser. Hydrogen har potensial til å fungere som en fleksibel energibærer som kan lagre store mengder energi over lengre perioder.

Hydrogen, med atomnummer 1, utgjør det mest vanlige grunnstoffet i universet. Interessten for hydrogenteknologi er langt fra ny; den ble første gang beskrevet vitenskapelig i 1789. Hydrogenproduksjon med vannelektrolyse krever elektrisitet, og kilden til denne elektrisiteten avgjør om hydrogenet betraktes som "rent" eller "skittent", noe som vanligvis identifiseres gjennom et fargesystem.[29]

### 2.6.1 Fargekoder for Hydrogen

- Grått Hydrogen: Dette er den mest utbredte formen for produsert hydrogen i dag, stående for omkring 96% av all produsert hydrogen. Grått hydrogen framstilles fra fossile brennstoffer som kull, olje, eller naturgass. Hovedproblemet med grått hydrogen er at produksjonsprosessen slipper ut store mengder CO<sub>2</sub>, noe som motvirker miljøfordelene ved å bruke hydrogen som energibærer.

- Grønn Hydrogen: Representerer den reneste formen av hydrogen, produsert ved elektrolyse av vann, drevet av 100% fornybar energi. Dette gjør grønn hydrogen til en ettertraktet løsning i streben etter bærekraftig og klimanøytral energiproduksjon.

- Blått Hydrogen: Produseres gjennom samme prosesser som grått hydrogen, men med en vesentlig forskjell: CO<sub>2</sub>-utslippene fra produksjonen fanges opp og lagres. Dette reduserer klimagassutslippene betydelig, selv om det fortsatt krever fossile brennstoffer.

- Turkis Hydrogen: En relativt ny tilnærming til hydrogenproduksjon, hvor metoden skiller seg fra de andre ved at naturgass pyrolyseres. Dette innebærer at i stedet for å slippe ut karbonet som gassformig CO<sub>2</sub>, omdannes det til et fast stoff. Dette faste karbonet kan deretter lagres eller brukes i industrielle prosesser, noe som potensielt reduserer miljøpåvirkningen ytterligere.[7]

### 2.6.2 Hvordan fremstilles hydrogen?

Hydrogen produseres i dag hovedsakelig ved reformering av naturgass, men det er også mulig å fremstille hydrogen gjennom vannelektrolyse. Vannelektrolyse er en kjemisk reaksjon der man tilfører elektroner og splitter vannmolekylet slik at man sitter igjen med hydrogen og oksygen. Virkningsgraden av å produsere hydrogen ved elektrolyse ligger på rundt 70%.

De vanligste formene for hydrogenproduksjon ved elektrolyse er alkalisk og PEM. Alkalisk elektrolyse er den teknologien som har blitt mest brukt kommersielt i Norge ved fremstilling av hydrogen, og har blitt brukt til produksjon av kunstgjødsel. Det er en prosess som har blitt mye brukt over lang tid og har relativt lave kostnader knyttet til seg. Ulempen ved alkalisk elektrolyse er at elektrolytorene gjerne er store og ikke har den samme fleksibiliteten til å skalere opp som det PEM-elektrolysen har.

I en PEM-elektrolyse er anoden og katoden adskilt med en membran. Fordelene med PEM-elektrolysen er at den er modulær slik at man kan skalere opp og få ut den hydrogenmengden som er ønskelig. PEM-elektrolysen har dessuten lav responstid som gjør den ypperlig til å ta imot overskuddskraft raskt og kan lett skrus av om kraften må brukes et annet sted. PEM-elektrolyse er generelt dyrere enn alkalisk elektrolyse fordi den foregår i et surt miljø der syre brukes som elektrolytten. Katalysatoren krever også edelmetaller som er dyre, mens i alkalisk elektrolyse brukes for eksempel nikkel, som er et billig metall som er lett å få tak i. [30]

Rapporten "ESGC Cost Performance Report 2022" [48] fra PNNL (Pacific Northwest National Laboratory) diskuterer ulike konfigurasjoner av hydrogen energilagringssystemer (HESS), og spesifiserer at PEM-elektrolyse benyttes i deres analyser. Kapitalkostnadene for et hydrogenlagringssystem basert på PEM-elektrolyse er angitt til 31 637 kr per kW i 2021, med en forventet kostnadsreduksjon til 10 870 kr per kW i 2030. Videre viser rapporten at de operasjonelle kostnadene er på 248 kr per kW i 2021, med en antatt reduksjon til 153 kr per kW i 2030. Levetiden for systemer utstyrt med PEM-elektrolyse er beregnet til å være 30 år, en varighet som forventes å være uendret frem til 2030. Når det gjelder effektivitet, ligger elektrolyse-effektiviteten mellom 50 og 70%, men med hensyn til tur/retur-effektivitet (RTE), vil total effektivitet for et hydrogenlagringsanlegg være omkring 31%. RTE forventes å forbli uendret fra 2021 til 2030 [48]. Tallene i rapporten er i dollar og er konvertert til norske kroner med en vekslingskurs på 10,71 kr per dollar.

## 2.7 Batterier

Batterier er enheter som konverterer elektrisk energi til kjemisk energi for lagring, og deretter tilbake til elektrisk energi når det er behov for det. De varierer i størrelse og kapasitet, som ofte bestemmes av plassen tilgjengelig i de enhetene de skal forsyne med strøm. Dermed har utviklingen av batterier med høy energitetthet vært prioritert for å maksimere lagringskapasiteten i forhold til størrelsen.

I kraftnettet derimot, hvor plass sjelden er en begrensning, er ikke nødvendigvis den høyeste energitettheten avgjørende. Dette gir mulighet for bruk av større og potensielt mindre energitette batterier, som kan være mer kostnadseffektive. Med den økende andelen av uregelmessige fornybare energikilder som sol og vind, blir mellomlagring av energi stadig mer relevant. Batterier kan spille en nøkkelrolle i denne sammenhengen ved å lagre overskuddsproduksjon og bidra til en mer stabil og pålitelig energiforsyning i kraftnettet.

Denne rapporten undersøker to varianter av litium-ion batterier som er vanlige for energilagring i kraftnett: LFP (litium-jernfosfat) og NMC (nikkel-mangan-kobolt). Hovedforskjellen mellom disse to batteritypene ligger i materialene som brukes i katoden. LFP-batterier inneholder litium-jernfosfat i katoden, mens NMC-batterier består av en blanding av litium, mangan og kobolt.

Disse kjemiske forskjellene fører til varierende egenskaper hos batteriene, som igjen påvirker pris, levetid og kapasitet. LFP-batterier har evnen til å tåle et større antall lade- og utlade-sykluser, noe som gir dem lengre levetid sammenlignet med NMC-batterier. De er også mer robuste og mindre utsatt for overoppheting.

På den andre siden har NMC-batterier en betydelig høyere energitetthet, noe som betyr at de kan lagre mer energi per kilogram eller volum. Dette gjør dem attraktive der plass og vekt er en begrensning, men de er mer følsomme for høye temperaturer, noe som øker

risikoen for brann og eksplosjoner under visse betingelser.[15][5]

I følge rapporten (ESGC Cost Performance Report 2022 PNNL)[48] var kapitalkostnadene i 2021 for et 10 MW LFP-batteri med en oppladnings- og utladningstid på 6 timer 25 222 kr per kW, mens kapitalkostnadene for et tilsvarende NMC-batteri var 28 582 kr per kW. Disse batteristørrelsene er valgt med tanke på en caseoppgaven der batterier av lignende størrelse benyttes. De årlige driftskostnadene for disse batteriene var henholdsvis 68 kr per kW for LFP og 76 kr per kW for NMC. Rapporten estimerer en levetid på 16 år for LFP-batterier og 13 år for NMC-batterier, med en antatt effektivitet på 83% for begge batteritypene.

Rapporten (ESGC Cost Performance Report 2022 PNNL)[48] forutser også en betydelig reduksjon i priser frem mot 2030. Det antas at prisen for et 10 MW LFP-batteri med en oppladnings- og utladningstid på 6 timer vil falle til 19 020 kr per kW, mens et tilsvarende NMC-batteri vil koste 21 484 kr per kW. Driftskostnadene forventes å reduseres til 57 kr per kW for LFP-batteriet og 65 kr per kW for NMC-batteriet. Levetiden forventes å forbli uendret, men effektiviteten for LFP-batteriene forventes å øke til 85%. Tallene i rapporten er i dollar og er konvertert til norske kroner med en vekslingskurs på 10,71 kr per dollar.

## 2.8 Pumpekraft

Pumpekraftverk fungerer ved å pumpe vann fra et lavere reservoar til et høyere magasin når det er overskudd av energi, som for eksempel på solrike dager når solcelleanlegg produserer mer elektrisitet enn det er behov for. Energien lagres potensielt i form av vann i det høyere magasinet. Når det er behov for mer energi, for eksempel når solen ikke skinner, slippes vannet tilbake til det lavere reservoaret gjennom turbiner, og genererer elektrisitet på nytt. Dette gjør pumpekraft til en svært effektiv metode for å balansere energisystemet, spesielt i et land som Norge med store vannressurser og topografi som er ideell for slike systemer.

I Norge er det per i dag etablert 10 pumpekraftverk, med en samlet kapasitet på 1 369 MW, noe som er beskjedent sammenlignet med den samlede kapasiteten i andre europeiske land, som beløper seg til rundt 55 GW. En av grunnene til at Norge har lite pumpekraft kan ses i sammenheng med at Norge besitter om lag 50% av den lagrede energikapasiteten i Europa, tilsvarende 87 TWh, hvorav 75% er fra regulerte vannkilder. Takket være landets naturlige vannkretsløp og effektive overføringssystemer, blir vannmagasinene fylt naturlig, uten behov for mekanisk pumping. Dette naturlige fortrinnet har så langt redusert behovet og insentivet for omfattende utbygging av pumpekraftverk i Norge.[27]

Et pumpekraftverk fungerer ved å utnytte en pumpeturbin eller en reaksjonsturbin, som er spesialdesignet for å kunne pumpe vann ved å reversere omdreiningretningen. Dette gjøres ved å bruke generatoren som en motor [46]. Francisturbinen, en mye brukt type reaksjonsturbin i pumpekraftverk, er særlig tilpasset for denne funksjonen[24]. I motsetning til en standard Francisturbin som typisk har 12 skovler, er en Francisturbin tilpasset for pumpekraftverk utstyrt med færre skovler, ofte bare 4. Denne designendringen bidrar til å optimalisere turbinens effektivitet for både generering og pumping av vann[54].

Pumpekraftprosjekter representerer kapitalkrevende investeringer der de totale kostnadene kan variere betydelig, avhengig av de spesifikke kravene til hvert prosjekt og den eksisterende topografien. Rapporten "Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment" [48] har kommet frem til at kapitalkostnader (CapEx) for et pumpekraftverk på 100MW ligger på 28 113 kr per kilowatt (kW). Rapporten bemerker at de årlige drifts- og vedlikeholdskostnadene (OpEx) for pumpekraftverk utgjør omtrent 302 kr pr kilowatt

(kW). Med en antatt levetid på 60 år og en virkningsgrad på 85%, framstår pumpekraftverk som en langsiktig og effektiv løsning for energilagring, til tross for de høye initielle investeringskostnadene. Denne effektiviteten gjør pumpekraft til en verdifull ressurs for å støtte integrasjonen av fornybare energikilder og bidra til å stabilisere strømpriser over tid. Tallene i rapporten er i dollar og er konvertert til norske kroner med en vekslingskurs på 10,71 kr per dollar. [48] [32]

## 2.9 Den optimale energilagringmetoden

For å identifisere den mest hensiktsmessige metoden for mellomlagring av overskuddsproduksjon fra solenergi, må flere nøkkelfaktorer vurderes. Kostnader står som en sentral faktor, men også virkemåte, miljøhensyn og skalerbarhet spiller viktige roller i valget av optimal lagringsmetode.

Kostnadsdataene for de ulike lagringsmetodene som er diskutert over er hentet fra rapporten "Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment", utarbeidet av PNNL [48]. PNNL er et av USAs fremste energiforskningslaboratorier, drevet av det amerikanske energidepartementet. Rapporten ble publisert i 2021 med kostnadsdata fra 2020. Som det påpekes i rapporten, kan noen av tallene være påvirket av covid-19-pandemien, som førte til prisøkninger på diverse varer og tjenester. Selv om tallene ikke gir en eksakt indikasjon, tjener de som en veiledende indikator på kostnadsnivåene og som en ressurs for prosjekter som undersøker lagringsmetoder nå og i fremtiden. Kostnadene i rapporten er oppgitt i amerikanske dollar, og det er benyttet en vekslingskurs på 10,71 NOK per dollar.

Tabell 2.3: Diverse faktorer for hver energilagringmetode i 2021

2021	Hydrogen (PEM)	Batteri (NMC)	Batteri(LFP)	Pumpekraft
CapEx (NOK/kW)	31 637	28 584,99	25 222,05	28 113,75
OpEx (NOK/kW)	248,5791	76,4694	68,1156	301,9149
Levetid (h)	262 800	113 880	140 160	525 600
RTE (%)	31	83	83	80
ÅKEP	0,391	0,303	0,217	0,068

Tabell 2.4: Diverse faktorer for hver energilagringmetode antatt for 2030

2030	Hydrogen (PEM)	Batteri (NMC)	Batteri(LFP)	Pumpekraft
CapEx (NOK)	10 870,65	21 484,26	19 020,96	28 113,75
OpEx (NOK)	153,153	64,9026	57,834	301,9149
Lvetid (h)	262 800	113 880	140 160	525 600
RTE (%)	31	83	85	80
ÅKEP	0,135	0,228	0,160	0,068

ÅKEP står for Årlig Kostnad per Effektiv Produksjon og er et forholdstall uten benevnelse som brukes for å sammenligne kostnadseffektiviteten mellom ulike energilagringmetoder. Det gir en indikator på de relative kostnadene for en lagringsmetode sammenlignet med andre alternativer. Levetiden er oppgitt i "h", altså antall timer. Formelen for ÅKEP er gitt ved:

$$\text{ÅKEP} = \frac{CAPEX + OPEX}{\text{levetid} \times \text{RTE}} \tag{2.3}$$

Hvor:

**CAPEX** står for kapitalkostnader, og representerer de totale oppstartskostnadene for å anskaffe, installere, og sette i drift lagringssystemet.

**OPEX** står for operasjonelle kostnader, som inkluderer alle løpende utgifter for vedlikehold og drift av systemet.

**Levetiden** refererer til den forventede varigheten systemet vil være operativt og kunne levere effektiv produksjon.

**RTE**, eller tur/retur-effektivitet, måler effektiviteten av energilagringssystemet ved å uttrykke hvor stor andel av energien som lagres og deretter kan gjenbrukes eller utnyttes effektivt.

Denne formelen hjelper til med å fastslå hvor kostnadseffektiv en lagringsmetode er ved å ta hensyn til både de opprinnelige og løpende kostnadene, justert for både levetid og effektiviteten av energiutnyttelsen.

Tabell 2.5: Ulike klassifiseringer av energilagringsteknologier

	Energitetthet	skalering	Kostnad	Miljøhensyn
Hydrogen PEM	Høy	Høy	Middels	Høy
Pumpekraft	-	Lav	Høy	Middels
Batteri LFP	Middels	Høy	Middels	Middels/lav
Batteri NMC	Høy	Høy	Lav	Middels/lav

Tabell 2.5 klassifiserer ulike lagringsteknologier etter deres prestasjon med en score fra lav til høy i hver kategori, der høy score representerer svært gunstige forhold, og lav score er under middels. Klassifiseringen er basert på egne vurderinger, og poengfordelingen kan derfor kun ses i sammenheng med denne spesifikke oppgaven. Årsakene til hvorfor de forskjellige energilagringssystemene har fått den scoren de har fått, er beskrevet nedenfor.

For energitetthet scorer hydrogen med PEM-elektrolyse høyt, noe som indikerer at det inneholder mye energi per volum eller vekt. Dette er delvis takket være kompressorer som tillater at hydrogenet lagres under høyt trykk. Hydrogenlagring utmerker seg også i skaleringsevne; PEM-elektrolyse spesielt tillater rask tilpasning av kapasitet og effekt etter behov. Dette står i kontrast til alkalisk elektrolyse, hvor produksjon ikke kan stanses brått uten å risikere skade på anlegget.

Når det gjelder kostnadseffektivitet, oppnår hydrogenlagring en middels vurdering. I 2021 hadde hydrogenlagring den høyeste ÅKEP-en blant de analyserte lagringsmetodene. Imidlertid forventes det en betydelig forbedring innen 2030, med reduserte kapital- og driftskostnader som vil gjøre hydrogenlagring mer konkurransedyktig i form av ÅKEP. Dette resulterer i en moderat vurdering for kostnader.

Hydrogen får høy score på miljøhensyn. Elektrolyseprosessen, som bruker vann og produserer oksygen som biprodukt, er svært miljøvennlig. I tillegg kan det produserte hydrogenet brukes i transportsektoren, og tilbyr et bærekraftig alternativ til fossile brensler.

Når det gjelder pumpekraft, er dette ikke relevant for vurdering innen energitetthet ettersom potensialet i vann avhenger av hvor og hvordan det lagres og utnyttes. Pumpekraft scorer lavt på skalering ettersom det krever omfattende investeringer for å øke kapasiteten etter at et anlegg er bygget, noe som gjør teknologien lite skalerbar.



Pumpekraft oppnår derimot en høy score på kostnader. Selv om investeringen er kapital-krevende, fører kombinasjonen av lang levetid og høy virkningsgrad til at pumpekraft har den laveste ÅKEP blant de vurderte teknologiene. Pumpekraft scorer også høyt på miljøhensyn. Selv om det kan medføre noen inngrep i naturen under ombygging og drift, er de overordnede miljøkonsekvensene små, spesielt hvis eksisterende anlegg blir utnyttet effektivt.

Batteriteknologiene er relativt like, men LFP-batteriene får en middels vurdering på energitetthet sammenlignet med NMC-batteriene. Selv om LFP-batteriene har fordelaktige egenskaper, er deres energitetthet lavere enn NMC-batteriene, som har en høyere energitetthet og derfor scorer høyt i denne kategorien. Likevel scorer begge batteritypene høyt på skalering, takket være deres egenskaper som muliggjør enkel parallellinstallasjon for å øke kapasiteten ved behov.

Kostnadene forbundet med disse batteriteknologiene er relativt høye, noe som resulterer i en lav score på kostnadseffektivitet. Selv om teknologien forventes å redusere både investerings- og driftskostnader fra 2021 til 2030, vil batteriene fortsatt ha en høy ÅKEP sammenlignet med andre teknologier. Av disse har LFP-batteriene de laveste kostnadene og den laveste ÅKEP, og får derfor en middels vurdering på kostnader, mens NMC-batteriene, med sin høye ÅKEP, får en lav score på kostnadseffektivitet.

Når det gjelder miljøhensyn, scorer batteriene middels til lavt. Dette skyldes behovet for kritiske mineraler til produksjonen av batteriene, noe som reiser miljømessige bekymringer. Selv om batteriene ikke produserer direkte utslipp og kan resirkuleres ved slutten av levetiden, er det fortsatt betydelige miljømessige utfordringer knyttet til både produksjon og avhending, noe som påvirker deres samlede miljøvurdering.

## 2.10 Utfordringer med overproduksjon av solkraft

Med integrasjon av solenergi i kraftnettet vil det komme en rekke utfordringer som må løses for at solproduksjonen skal bli sømløst integrert i kraftnettet. Dette delkapittelet skal opplyse noen av de største problemene med solproduksjon i kraftnettet.

### 2.10.1 Reversert effektflyt og overspenninger

Som beskrevet i kapittel 2.4 har kraftflyten tradisjonelt gått fra sentraliserte produksjonsanlegg og ut til forbrukeren. Med introduksjon av distribuert energi som solceller kan energiflyten endre retning når produsert energi overstiger forbrukt energi og akkurat som høyt forbruk gir redusert spenning vil økt produksjon gi økte spenninger. Den økte spenningen er avhengig av innmatet effekt og nettets kortslutningsytelse.

For at sekundærsiden av transformatoren skal holde ønsket spenning er det ikke hensiktsmessig å regulere spenningen på høyspentsiden, det er derfor en annen mulighet, trinning av transformatorstasjonen. Vindingstallet på transformatoren er delt inn i flere trinn og ved høyere trinning vil flere vindinger være koblet til slik at transformatoren leverer ut høyere spenning på sekundærsiden. Til nå har problemet vært at man ikke skal falle under den lovlige spenningsgrensen og dermed har man satt transformatoren i et høyere trinn slik at spenningen kan falle mer under høyt forbruk uten at den faller under akseptable verdier. Det vil si at marginene for overspenninger er brukt opp og det er dermed lettere å få overspenninger ved innmating av solenergi.

Ved reversert effektflyt fra et lavere nett til et høyere er det viktig at transformatorstasjoner

har en retningsbestemt strømmåler. Hvis effektflyten endrer retning og transformatorstasjonen ikke har det vil måleren registrere produksjon som forbruk og i en kombinasjon med en automatisk trinning vil stasjonen trinne spenningen opp istedenfor ned, og dermed forverre spenningsproblemet i området. Denne situasjonen må unngås og kan lett fikses ved å bytte strømmåleren til en retningsbestemt strømmåler.[45]

### 2.10.2 Flimmer

Det har også vært bekymring ved å ha en for stor porsjon solkraft i nettet knyttet til flimmerproblematikk. Solcelleanlegg har ingen treghet som vil si at endring i værforholdene kan ha stor og hurtig innvirkning på anleggene som igjen kan ha innvirkning på kraftnettet. Ifølge en studie utført av Electric Power Research Institute (EPRI)[21] er problemene rundt flimmer forårsaket av en høy andel solenergi i nettet mindre alvorlige enn først antatt. Studien, som målte flimmer ved fem solcelleanlegg over hele USA, fant at bidraget fra disse anleggene til flimmer var minimal. Flimmer, karakterisert av raske spenningsvariasjoner i strømmettet, er vanligvis assosiert med svingende industrielle belastninger som stålverk og elektriske kjeler, snarere enn med solcelleanlegg.

EPRI-forskningen viste at selv på dager med høy solvariasjon på grunn av passerende skyer, var endringene i solcelleproduksjon for langsomme til å forårsake betydelig flimmer. Målinger indikerte at høye flimmernivåer ikke sammenfalt med perioder med høy solvariasjon. Faktisk forble de verste flimmermålingene innenfor akseptable grenser definert av relevante standarder som IEEE 1453[44] og IEEE 1547[43]. Derfor, selv om integreringen av solcelleanlegg kan øke spenningsvariasjoner, er det usannsynlig at det vil forårsake utbredte flimmerproblemer under typiske forhold observert i studien.

Disse funnene antyder at selv om flimmer forblir en potensiell bekymring for fremtiden, ettersom solinnslaget øker, indikerer nåværende bevis at solcelleanlegg ikke betydelig forverrer flimmerproblemer i strømmettet. [21]

### 2.10.3 Termisk belastning

Temperaturen spiller en viktig rolle i kraftelektroniskutstyr, og kan være en begrensende faktor for hvor mye energi som kan overføres. På vinterstid, når forbruket er høyt og temperaturen er lav, kan ledninger, kabler og transformatorer overbelastes mer enn hva de kan på sommeren. Det vil være på sommeren solceller produserer mest energi, og i kombinasjon med høye temperaturer vil den maksimale termiske grensen nås hurtigere og dermed begrense hvor mye energi som kan overføres. [45]

## 2.11 Regelverk

### 2.11.1 Forskrift om leveringskvalitet i kraftnettet (FoL)

Forskriften om leveringskvalitet setter en ramme for alle i Norge for å sikre at spenningen holder seg innenfor akseptable grenser uansett hvor du befinner deg i landet. Dette er for å beskytte utstyr og sikre optimal drift.

I henhold til paragraf 3-3 i FoL [8] skal nettselskapet sørge for at den reelle spenningen er innenfor et intervall på  $\pm 10\%$  som er målt som gjennomsnitt over ett minutt, i tilknytningspunktet i lavspenningsnettet. Det vil si at en forbruker med en nominell spenning på 230V vil kunne oppleve spenningsvariasjoner fra 207V til 253V.

Paragraf 3-4, ”Kortvarige overspenninger, kortvarige underspenninger og spenningsprang”

i FoL [8]. For spenningsnivåer mellom 0,23 kV og 35 kV, kan den maksimalt tillatte spenningsgrensen overskrides opptil 24 ganger i løpet av en 24-timers flytende periode, med inntil 5% av maksimal nominell spenning. Dette betyr at det innenfor gitte spenningsnivåer er en viss fleksibilitet for variasjoner over den nominelle spenningen, innenfor definerte grenser og hyppighet, for å akkomodere naturlige svingninger i nettet.

Kortvarige overspenninger i nettet kan skje ved utkobling av store laster, noe som skaper en ubalanse når produksjonen overstiger forbruket. Med økende antall solcelleanlegg, har slike overspenninger blitt mer vanlige. På den annen side er kortvarige underspenninger oftere et resultat av raskt økende forbruk, for eksempel ved daggry når mange starter dagen med å dusje og skru på varmeovner, eller når utstyr med høy startstrøm, som motorer, tas i bruk.[8]

Spenningsprang defineres som en endring i spenningen som overstiger 0,5% per sekund innenfor et spenningsintervall på  $\pm 10\%$  av nominell spenning. For en nominell spenning på 230V, vil dette tilsvare en spenningsendring på 1,15V per sekund.[8] Når det gjelder solenergi, er det viktig å være oppmerksom på spenningsprang, ettersom solenergi er en ukontrollerbar energikilde uten tregthet. Dette innebærer at produksjonen kan endre seg raskt i takt med solinnstrålingen, noe som kan føre til raske og betydelige påvirkninger på nettspenningen.

### 2.11.2 Dagens ordning for plusskunder

Denne oppgaven skal undersøke potensielle steder for bygging av solcelleanlegg, hvor mye solproduksjon nettet kan håndtere, størrelsen på solcelleanlegg som er tillatt på gitte steder i nettet, og hvem som har tillatelse til å bygge hva. Det er derfor viktig å forstå ordningen som omhandler plusskunder, siden det er de som installerer solcelleanlegg. Regelverket er under rask endring fordi fristen for målet om 8 TWh nærmer seg.

Som definert av NVE, er en ”Sluttbruker med forbruk og fysisk eller virtuell produksjon bak tilknytningspunktet, hvor innmatet effekt i tilknytningspunktet ikke på noe tidspunkt overstiger 100 kW. En plusskunde kan ikke ha konsesjonspliktig anlegg bak eget tilknytningspunkt eller omsetning bak tilknytningspunktet som krever omsetningskonsesjon. Dersom innmatingen overstiger 100 kW, innebærer det at kunden må betale fastledd for innmating som for 2023 er 1,36 øre/kWh ekskl. mva.”, sitert fra NVE [12].

Dagens plusskundeordning spesifiserer hvor mye effekt en kunde kan levere, som ikke kan overstige 100 kW på noe tidspunkt. Plusskunder kan heller ikke ha konsesjonspliktige anlegg bak tilknytningspunktet, det vil si der nettselskapene må etablere høyspenningsanlegg (spenninger over 1 kV) for å distribuere kraften ut på nettet.

Dette kan endre seg i fremtiden ettersom NVE nå anbefaler at solkraftanlegg opp til 5 MW[11] ikke trenger konsesjon. Dette er ment som et insentiv for å nå en samlet effekt i Norge på 10 GW for å nå målet om 8 TWh innen 2030. Ved å øke grensen for effekt til 5 MW uten krav om konsesjon fra NVE, blir det kommunens ansvar å vurdere etablering av anlegg opp til 5 MW, og NVE vil da kun håndtere konsesjonssøknader for anlegg større enn 5 MW.[11]

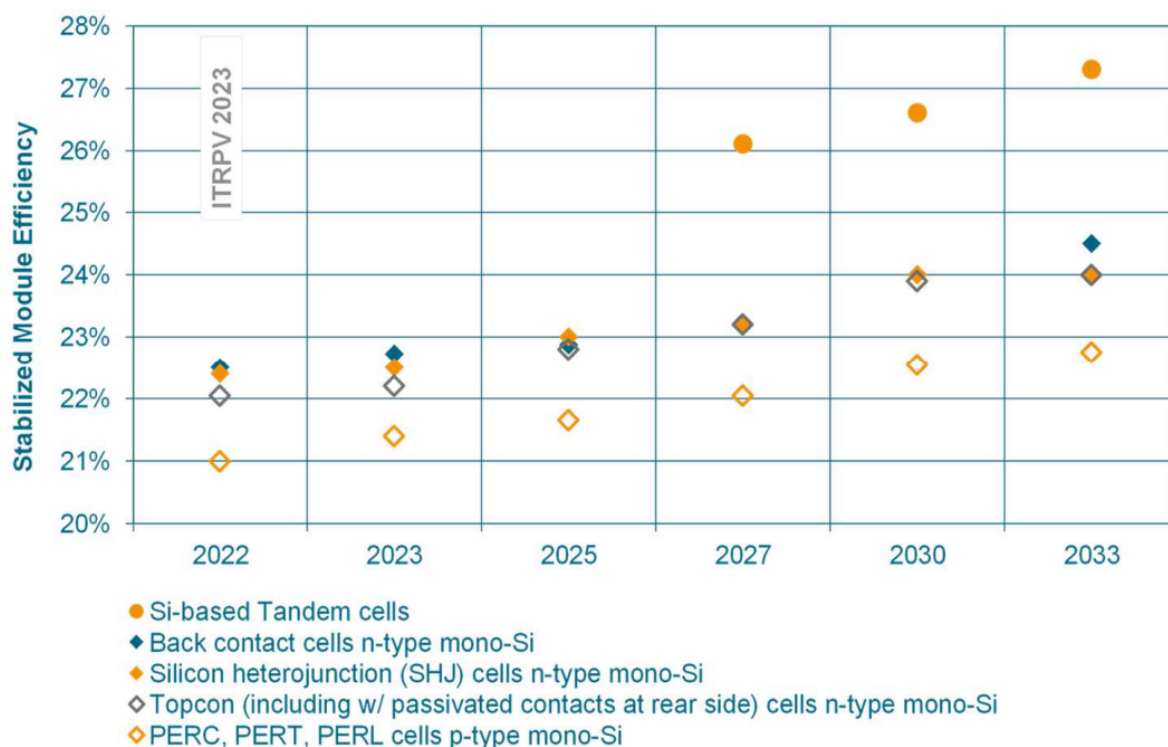
# Kapittel 3

## Litteraturstudie

Dette kapittelet gir en oversikt over eksisterende forskning og studier som er relevante for temaet solkraft og energilagring. Litteraturstudiet inkluderer en gjennomgang av rapporter, akademiske artikler og andre kilder som belyser ulike aspekter av solenergiens integrasjon i kraftnettet, teknologiske fremskritt, økonomiske analyser, og regulatoriske utfordringer. Formålet er å sammenligne og analysere tidligere funn for å identifisere kunnskapshull og støtte opp under de valgte metodene og analysene i denne oppgaven.

### 3.1 Teknologier i solkraft

Etttersom solkraft stadig blir billigere og mer effektivt vil også interessen for å utbygge og implementere solkraft øke. Solkraft har et enormt energipotensial, og med en stabil økning i effektivitet, som vist i figuren under, kan vi anta at dette kan bli en mer aktuell og solid energikilde i fremtiden.



Figur 3.1: Gjennomsnittlig stabilisert effektivitet for c-Si solceller i masseproduksjon, hentet fra ITRPV 2023 [55] side 45. Figuren viser estimert utvikling i effektivitet for ulike c-Si baserte solcelleteknologier i masseproduksjon.

I tillegg til figuren over som viser estimert fremtidig utvikling, kan vi se på historiske data for utvikling frem til i dag i tabellen under:

Tabell 3.1: Data over historiske verdier for effektivitet og priser, hentet fra ITRPV 2023 [55] side 62.

Year	1980	2010	2011	2019	2020	2021	2022
Average module power p- type rooftop: until 2019: ITRPV-data, 2021 ff: calculated for 1,93 m <sup>2</sup> = 1,134 m x 1,7 m (108 HC M10)	148	242	248	326	375	403	407
Module efficiency 60/120HC/108HC [%], average module area: 1,64 m <sup>2</sup> , 2019: 1,7 m <sup>2</sup> , 2020ff. ITRPV efficiency	9	14,7	15,1	19,2	20	20,9	21,11
Module price [\$2022]	44,92	2,09	1,3	0,27	0,25	0,26	0,23
Relative module price reduction [%]		95,34	37,77	6,5	5,47	-4,57	13,43
Module price (Wp-increase only) [\$2022/Wp]		2,09	2,04	1,6	1,54	1,47	1,46
Module price (cost reduction per piece only) [\$2022/Wp]		2,09	1,36	0,76	0,81	0,88	0,86

ITRPV predikerer også at moduler installert i større solkraftverk kan øke i størrelse [55], noe som indikerer at slike moduler kommer til å bli mer robuste og mindre avhengige av kristiske materialer.

### 3.2 Solenergiproduksjon i Norge og Agder i dag og forventet fremtidig produksjon

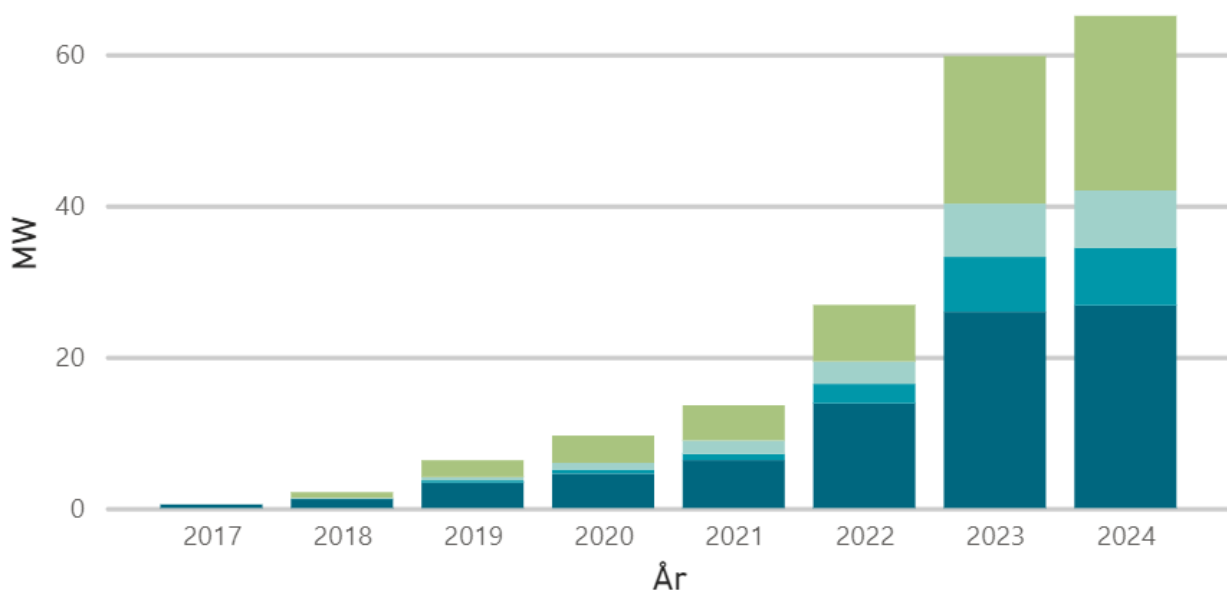
I følge NVE er den installerte effekten for solproduksjon i Norge på 649 MW i skrivende stund (26.05.2024), mens installert effekt i Agder ligger på 65 MW, med en forventet årlig produksjon på 54 GWh [39]. Dette er basert på data for solproduksjon fra Elhub, og produksjonsprofilene er estimert basert på gjennomsnittlig værår og ikke reelle profiler. Data kan variere noe i forhold til faktisk installert effekt, ettersom det ikke er krav om å melde inn om installert effekt er fra likerettere eller vekselrettere.

Utbygging av solkraft i Norge har hatt en betydelig vekst de siste årene, og med statens planer om 8 TWh energiproduksjon årlig fra solenergi innen 2030 [51] kan vi forvente en eksponensiell vekst i utbygging av solkraft de kommende årene. Mange mener at dette er overambisiøst og uoppnåelig, mens andre mener at det er essensielt for en stabil fremtidig energiforsyning. Mens Tyskland, Storbritannia og Danmark har redusert egen energiproduksjon betraktelig de siste årene [51] er det særdeles viktig for kraftindustriens stabilitet å utbygge ny energiproduksjon. Målet med 8 TWh energiproduksjon fra solenergi er å innfase mer lokal energiproduksjon og etablere lokale energisamfunn for å unngå kraftunderskudd.

I følge Multiconsult er det fullstendig mulig å oppnå de satte målene om en årlig energiproduksjon fra solkraft på 8 TWh. De argumenterer med grove utregninger og mener at potensialet for å integrere energiproduksjon i dagens distribusjonsnett overstiger de satte 8 TWh [35]. Målet er å innføre et system for lokal produksjon og forbruk av solenergi på en måte som reduserer behovet for store investeringer i nettutvikling, og rapporten understreker de samfunnsøkonomiske fordelene som kan forekomme med et slikt system, i form av jobbskaping, verdiskaping og reduksjon av klimagassutslipp. Rapporten understreker også viktigheten i regulatoriske tiltak som kan bidra til større utbredelse og bruk av solenergi i industri, næring og bolig.

Dersom vi antar at Norge totalt vil ha en årlig energiproduksjon fra solkraft på 8 TWh i 2030, og Å energi/Glitre Nett står for 12-15% av kunder i Norge, kan vi også anta at Å energi/Glitre Nett vil være nødt til å øke energiproduksjonen sin fra solkraft til 960-1200 GWh årlig i 2030. Dette kan kreve en økning på omtrent 20 ganger kapasiteten som finnes for solkraft i Agder i dag. For å oppnå 8TWh produksjon argumenterer NVE for at det er nødt til å være en installert effekt på totalt 10 GW [37]. Ettersom Agder er et av de mest solfylte områdene i Norge, kan man også anta at minst 2 GW av de totale 10 GW er nødt til å bli installert i Agder.

**Størrelse [kW]** ● <20kWp ● 20-50kWp ● 50-100kWp ● >=100kWp



Figur 3.2: Totalt installert effekt for solenergiproduksjon i Agder per år [39]. Figur innhentet 14.05.2024, tall fra 2024 kan ha endret seg i etterkant.

Når man skal undersøke mulighetene for videre utbygging av solkraftverk i Agder er det viktig å se på kapasiteten i nettet for produksjon.

### 3.3 Muligheter for lastforskyvning (hovedsakelig varmtvannsbere- dere og el-biler)

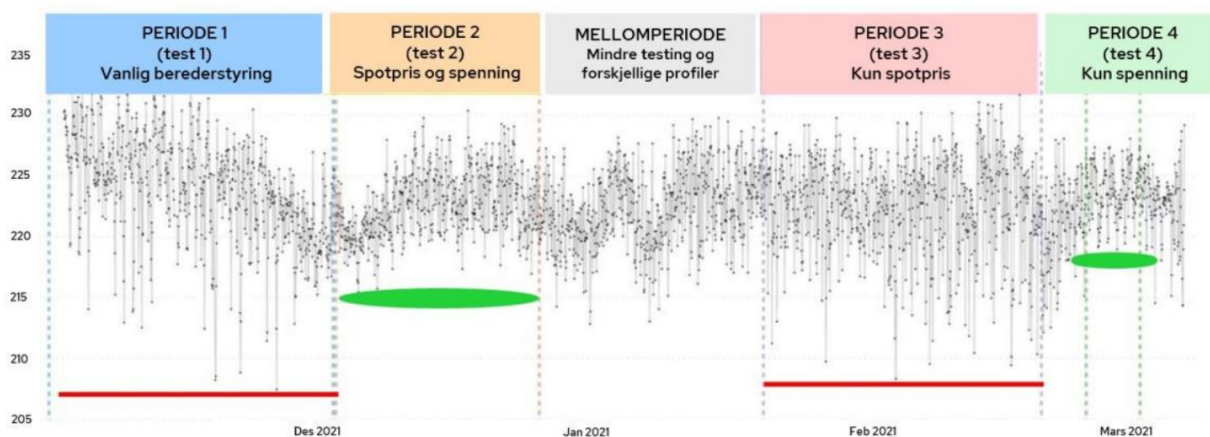
I rapporten "Solkraft i bygningsmassen og samfunnet" utarbeidet av Multiconsult [35], understrekes viktigheten av lastforskyvning og forbrukerfleksibilitet for å optimalisere utnyttelsen av solkraft. Ved å forskyve energiforbruk fra perioder med høyt energibehov og lav produksjon til perioder med lavt energibehov og høy produksjon, kan vi utnytte solenergien mer effektivt. Dette kan bidra til å redusere behovet for ytterligere investeringer i energiproduksjon og nettinfrastruktur. Mulighetene for lastforskyvning er særlig relevante i sammenheng med varmtvannsbereidere og elbil-lading.

#### 3.3.1 Varmtvannsbereidere

Ved å programmere varmtvannsbereidere til å varme opp vann når solcelleanlegget produserer mest energi, som oftest midt på dagen, kan man lagre overskuddsenergi i form av varmt vann.

Dette reduserer behovet for å frakte energi fra avsidesliggende steder og øker utnyttelsen av potensiell lokalprodusert energi. Dessuten er det ikke nødvendig å varme opp vannet høyere enn 70 grader mer enn én gang i uken for å forhindre oppvekst av legionellabakterier [14]. Som følge av dette kan det antas at det er muligheter for å utnytte en smart løsning på oppvarming av vann der oppvarmingen hovedsakelig finner sted på dagen når solproduksjonen er som høyest. På denne måten kan man kunne øke lokalt forbruk når lokal energiproduksjon er maksimalt, og bidra til å jevne ut spenningskurve og øke spenningskvalitet og stabilitet.

I rapporten til Elvia og OSO skriver de om effekten og nytteverdier fra smarte varmtvannsberedere på kundesiden. I denne rapporten viser de til resultater fra gjennomførte tester som viser at smart styring av varmtvannsberedere basert på nettspenning gir betydelig spenningsstøtte [4]. Dessuten viser de til en mulighet for å styre basert på prissignal i tillegg til spenning, noe som gir omtrent samme resultat i henhold til spenningsstøtte i nettet, men som også gir kundene reduserte strømpriser og nettleie. I følge rapporten vil husholdninger i gjennomsnitt spare omtrent 2 000 kroner per år på en slik smart styring av varmtvannsberedere. I tillegg viser de til data for spenningsverdier i de forskjellige testperiodene, fremvist i figur 3.3 nedenfor.



Figur 3.3: Figuren viser spenningsnivået i et nett og inkluderer flere ”perioder” hvor varmtvannsberedere styres på forskjellig grunnlag. Som vist i figuren, hentet fra Elvia sin rapport [4] side 21, er det tydelig forbedring i spenningsverdier ved smart styring av varmtvannsberedere basert på nettets spenning.

Prosjektet gjennomført i rapporten til Elvia og OSO [4] har benyttet seg av varmtvannsberedere med merkeeffekt på 2 og 3 kW, og med 14 og 21 kWh lagringskapasitet. Dersom man antar at varmtvannsberedere har 2 kW effekt, vil man i et distribusjonsnett med 500 kunder kunne ha potensial på 1 MW, som kan bidra med å redusere spenningstopper betraktelig.

### 3.3.2 El-biler

For elbil-eiere tilbyr forbrukerfleksibilitet muligheten til å lade bilene når produksjonen av solenergi er på sitt høyeste, altså på dagen. Dette kan gjøres ved å tilby muligheter for lading når man er på jobb. Videre kan integrering av smarte energistyringssystemer i hjem og bygninger automatisere prosessen med lastforskyvning, slik at forbruket tilpasses produksjonen på en måte som minimerer kostnader og maksimerer utnyttelsen av fornybar energi.

Simuleringer utført av IEA (International Energy Agency) indikerer at lastforskyvning og V2G (Vehicle to grid) kan redusere behovet for energilagringskapasitet for å opprettholde energikvaliteten [22]. Denne rapporten fra 2010 argumenterer med at en slik lastforskyvning

kan redusere verdens behov for energilagringsskapasitet i 2050, fra 189-305 GW til 122-260 GW. Dette tilsvarer en reduksjon i lagringsskapasitet omtrentlig lik 23%.

Implementering av systemer for lastforskyvning og forbrukerfleksibilitet krever imidlertid en samordnet innsats fra myndigheter, energiselskaper, og sluttbrukere. Regulatoriske tiltak og insentiver kan være nødvendig for å oppmuntre til investeringer i nødvendig teknologi og infrastruktur. Denne tilnærmingen vil ikke bare optimalisere bruken av solenergi men også bidra til å stabilisere strømmettet og redusere samfunnets totale karbonfotavtrykk.

Rapporten indikerer at ved å ta i bruk strategier for lastforskyvning og forbrukerfleksibilitet, kan Norge utnytte sitt solenergi-potensial mer fullstendig, støtte overgangen til en mer bærekraftig energiforsyning, og oppnå sine energi- og klimamål.

## 3.4 Relevante studier

### 3.4.1 Batterier i distribusjonsnett

Rapporten ”Batterier i distribusjonsnett” av NVE [9] undersøker hvordan batterier kan bidra til spenningsregulering i lange radialer der spenningsfallet tidvis overstiger de grensene som er fastsatt i FoL. Rapporten vurderer også batterier som et levedyktig alternativ til nettinvesteringer i tilfeller der nettselskaper er pålagt å forsterke nettet.

Casestudien i rapporten analyserer en situasjon der en linje med kun 10 år igjen av sin tekniske levetid trenger utskifting for å styrke nettet i regionen. Casen utforsker et alternativ der et batteri implementeres i kretsen for å kompensere for lave spenninger i visse tidsperioder. En lønnsomhetsanalyse utført i rapporten viser at ved en batteripris på 4 000 kr per kWh og 6 000 kr per kWh, ville en batteri-investering være mer lønnsom enn en re-investering i nettet hvis radialen til kunden er 300 meter eller lengre.

Det ble også utført en sensitivitetsanalyse for å undersøke hvilke faktorer som kunne gjøre en batteri-investering mer lønnsom. Rapporten konkluderer med at lengre radialer, lavere batteripriser og lengre batterilevetid bidrar til at en batteri-investering blir mer lønnsom. Videre indikerer analysen at lavere batteripriser kunne tillate kortere radialer, samtidig som batteri-investeringen fortsatt ville være lønnsom.

Rapporten understreker at batterier kan være en lønnsom investering, men reiser samtidig spørsmål om eierskap og regulatoriske føringer for implementeringen av dem. Det pekes på at batterier kan tjene et markedsformål, og at monopolistiske nettselskaper, som ikke kan engasjere seg i konkurranseutsatt virksomhet, derfor ikke bør eie batteriene. Videre argumenteres det for at batterier som utelukkende brukes til netttformål ikke vil være samfunnsøkonomisk effektive, ettersom batterienes fulle potensial ikke utnyttes.

Rapporten foreslår en mulighet for en tredjepartsløsning for eierskap og drift av batterier, men påpeker at det fortsatt er behov for utbedringer ettersom teknologien er under utvikling, og det derfor ikke er mulig å fastsette en endelig løsning ennå. Den avslutter med å anbefale at det samles inn mer erfaring fra nettselskapene om hvordan batterier og lagringsteknologi kan bidra til effektiv drift.

### 3.4.2 Integrasjon av sol i det norske kraftsystemet

Masteroppgaven ”Integrasjon av sol i det norske kraftsystemet”, skrevet av Signe Eika Gjølven [16], undersøker effekten av solproduksjon hos prosumenter på distribusjonsnett. Oppgaven påpeker at innmating av solenergi kan føre til økt spenning og potensiell overbelastning



av linjer og kabler. For å unngå brudd på FoL, foreslår oppgaven at noe av solproduksjonen kan strupes for å unngå overspenninger.

I oppgaven "Integrasjon av sol i det norske kraftsystemet" [16] gjennomføres det lastflyt-analyser i programmet MATPOWER for et sterkt nett hvor solcelleanlegg av ulike størrelser er distribuert jevnt over nettet. Analysen, utført i NTE sitt nett i Trøndelag, avdekker at det er mulig å installere solcelleanlegg på 10 kWp hos hver sluttbruker uten å forårsake for høye spenninger eller for stor effektflyt. Videre viser funnene at ved installasjon av høyere kapasitet hos hver kunde, vil det være nødvendig å strupe produksjonen noen timer i året. Først ved en installert kapasitet på 17,5 kWp overskrides grenseverdien for effektflyt gjennom transformatoren. Det er verdt å merke at 10 kWp solcelleanlegg installert i Agder, eller andre mer solfylte områder enn Trøndelag, kan vise andre resultater enn de som er konkludert med her.

Det er også utført en lønnsomhetsanalyse hvor Levelized Cost of Energy (LCOE) er beregnet for solcelleanleggene. Analysen konkluderer med at LCOE er lavest ved en installert effekt på 12,5 kWp. Det indikerer at når solcelleanlegget begynner å strupe for mye av produksjonen, vil ikke solcelleanlegget lenger være kostnadseffektivt.

### 3.4.3 Solenergi, batterier og nettregering

Webinaret "Solenergi, batterier og nettregering", som ble arrangert den 19.03.2024 i samarbeid med Fornybar Norge og Distriktennergi, samlet flere anerkjente aktører fra kraftbransjen. De holdt foredrag om sitt syn på solenergi i kraftnettet og diskuterte løsninger som kan integreres effektivt med solenergi. Et gjennomgående tema i presentasjonene var konsesjonskøen hos NVE. Fra april til september 2023 mer enn firedoblet antallet søknader om konsesjon, og seks nye prosjekter ble også rapportert[36].

Den 10.07.2023, etter en markant økning i antall konsesjonssøknader, fikk NVE et oppdrag fra Energidepartementet for å vurdere forhold rundt solkraft og annen lokal energiproduksjon. På grunnlag av dette oppdraget leverte NVE en rapport den 05.02.2024 til Energidepartementet for videre vurdering[11].

I sin rapport anbefalte NVE en ny konsesjonsgrense for solkraftanlegg på opptil 5 MW, forutsatt at tilknytningen skjer opp til og med 22 kV. Denne endringen vil medføre at mens NVE vil håndtere de større solcelleanleggene, vil de mindre anleggene kunne behandles på kommunalt nivå, noe som kan effektivisere prosessen for mindre prosjekter [38].

# Kapittel 4

## Metodikk

Dette kapitlet beskriver prosessen for hvordan dataen har blitt innhentet og simuleringen som danner grunnlaget for analysene i studien. Dataene er hovedsakelig hentet fra Glitre Nett Toolbox og REN. Kapitlet gir en oversikt over de ulike casene som skal simuleres ved hjelp av PandaPower og beskrivelse av metoden som ble brukt for å analysere lastflyt og nettstabilitet.

### 4.1 Korrekturlesing

I prosessen med å utarbeide denne oppgaven ble ChatGPT 3.5, et AI-basert verktøy for korrekturlesing og språklig forbedring, benyttet for å identifisere og rette grammatiske feil samt forbedre setningsstrukturen. Verktøyet ble brukt for å sikre språklig klarhet og korrekthet i teksten. Verktøyet er brukt i henhold til de retningslinjene som UiA har satt. [3] [40]

### 4.2 Datainnsamling

Glitre Nett har et verktøy som heter Glitre Nett Toolbox. Verktøyet inneholder informasjon om hele kraftnettet. Hovedsakelig har mesteparten av informasjon brukt i utforming av modellen blitt hentet herfra, og dataen som hentes herfra kommer direkte fra målere i systemet og har av den grunn høy reliabilitet. I simuleringen av caser som vi har utført er forbruksprofilen en generell aggregert forbruksprofil som ikke beskriver et spesifikt nett, men mønstrene i profilen er godt egnet for bruk i lastflytanalyser. Hver nettstasjon og lavspentkrets i modellen er tilegnet samme forbruksprofil med forskjellige størrelser som skal reflektere forskjellen i energiforbruk i ulike nabolag.

Vi har også hentet informasjon om kabler og luftledninger fra RENblad 8041 - Tekniske verdier for kabel og luftnett 0,23 - 24 kV (Rasjonell Elektrisk Nettvirksomhet) [47] som stiller med standarder for parametre til de ulike kablene og luftledningene som er tatt i bruk i analyser.

Solprofilen som er brukt i casene er sekundærdata hentet fra <https://www.renewables.ninja/> [50] med lokasjonen i agder. Denne nettsiden bruker værdata fra satellittobservasjoner og analysemodeller og konverterer denne strålingsdataen til teoretisk energiproduksjon ved å bruke GSEE modellen (Global Solar Energy Estimator) [50].

Før data ble brukt i modelleringen og simuleringen, gjennomgikk de en grundig kvalitets-sikringsprosess. Dette inkluderte verifisering av datakilder, identifisering og korrigerings av feil eller inkonsistenser i datasettene, og vurdering av dataenes pålitelighet og relevans for analysen.

### 4.3 Simulering av case

I denne analysen anvendes en modell utviklet med Panda Power, en åpen kildekode programvareplattform designet for modellering og analyse av elektriske kraftsystemer. Panda Power er spesielt utviklet for å integreres med Python, et av de mest populære og effektive programmeringsspråkene, noe som gjør det til et kraftfullt verktøy for elkraftingeniører. Plattformens brukervennlighet og fleksibilitet gjør det mulig å simulere og analysere komplekse kraftnett med høy grad av nøyaktighet, noe som er essensielt for å forstå dynamikken i moderne elektriske distribusjonsnett.

Den spesifikke modellen som anvendes i denne analysen baseres på en del av nettet som drives og vedlikeholdes av Glitre Nett. Denne delen består av en regional transformatorstasjon koblet på 66 kV på høyspentsiden og 22 kV på lavspentsiden, og inkluderer videre 52 distribusjonstransformatorer/nettstasjoner med en spenning på 22kV/230V. Informasjonen som ligger til grunn for modellen er hentet fra Glitre Nett Toolbox, mens spesifikasjonene for luftledninger og kabler er basert på standarder fra REN.

Analysen inkluderer gjennomføring av lastflytanalyser over en tidsperiode på ett år og innebærer å sammenligne ulike scenarier. Dermed kan det avdekkes om optimal plassering og størrelse av solkraftverk. I tillegg simuleres et fiktivt forbruk, som kan representere hydrogenproduksjon, tungindustri o.l. og det implementeres et system for lagring av energi. Det undersøkes hvor mye ekstra solenergiproduksjon nettet kan håndtere og potensialet for energisparing. Lastflytanalysen gir også verdifull innsikt i spenningsnivåene på ulike punkter i nettet, avhengig av solenergiproduksjonens plassering og størrelse.

#### 4.3.1 Ulike case-situasjoner som er simulert

Formålet med denne case-oppgaven er å studere et eksisterende nettverk, spesifikt hvordan implementering av ny solenergiproduksjon og energilagring vil påvirke lastflyten forskjellige steder i nettet. I denne delen av rapporten vil vi ta for oss flere ulike caser:

- Case A: I dette scenariet er det installert en enkelt energiproduksjonsenhet med installert effekt på 10 MW. Det er ingen samlokalisert forbruk eller energilagring implementert.
- Case B: Dette scenariet innebærer fire separate energiproduksjonsenheter, hver med en installert effekt på 2,5 MW. Det er ingen samlokalisert forbruk eller energilagring implementert.
- Case C: I dette scenariet er det installert en enkelt energiproduksjonsenhet med en installert effekt på 10 MW. Det er ingen samlokalisert forbruk, men energilagring er implementert for peak-shaving.
- Case D: Dette scenariet har en enkelt energiproduksjonsenhet med en installert effekt på 10 MW, og det er implementert samlokalisert forbruk. Det er ingen energilagring i dette tilfellet.
- Case E: I denne casen er det implementert solenergiproduksjon i samme posisjoner som forbruk, og scenariet skal etterligne et nett der alle kundene har energiproduksjon fra solceller på taket.

Figurer og vedlegg vil bli lagt ved hver case for å visualisere resultatene.

### 4.3.2 Metodikk

I denne seksjonen beskriver vi metodene som ble brukt for å konstruere og analysere et elektrisk kraftnett ved hjelp av Pandapower, et Python verktøy designet for simulering og optimalisering av kraftdistribusjons- og overføringsnettverk. Prosessen er inndelt i flere faser: opprettelse av nettmmodell, integrering av tidsvarierende datakilder, utførelse av simulering og analyse av resultater. Denne metoden muliggjør en omfattende analyse av nettets oppførsel under ulike driftsscenarier og forhold.

#### Opprettelse av nettmmodell

Det første steget involverte etableringen av kraftnettsmodellen. Dette ble oppnådd ved å definere alle nødvendige elektriske komponenter og deres respektive parametere. Komponentene inkluderte busser som fungerer som tilkoblingspunkter for andre elementer i nettverket, linjer som representerer overføring av energi mellom busser, transformatorer som muliggjør justering av spenningsnivåer mellom ulike deler av nettet, laster som angir punkter for elektrisk forbruk, og generatorer som indikerer kilder til elektrisk kraft.

Hver komponent ble nøye parametrisert basert på standarder fra REN, inkludert verdier som nominelle spenninger for busser, impedanser og kapasiteter for linjer, spenninger på høy- og lavspent side for transformatorer, og nominell effekt for laster og generatorer. En nøye parametrisering sørger for en nøyaktig representasjon av det fysiske kraftnettet.

#### Integrering av tidsvarierende data

For å simulere dynamiske nettførhold ble tidsvarierende data integrert i modellen. Dette ble oppnådd gjennom opprettelsen av en DataFrame, som inneholdt profiler for laster og generatorer over spesifiserte tidssteg. Disse profilene representerte svingninger i kraftbehov og generasjon, som speilet døgn- og sesongvariasjoner for fornybar energi over en ett års tidsperiode.

Pandapower DFData ble benyttet for å knytte disse profilene til de tilsvarende nettverks-elementene. Kontrollelementer, spesifikt ConstControl, ble deretter brukt for å dynamisk justere effekten til laster og generatorer i henhold til profilene ved hvert tidssteg gjennom simuleringen. Deretter ble OutputWriter benyttet for å lagre verdier i nettet på en oversiktlig måte, som gjør det lettere å hente inn verdier når man skal visualisere nettet ved bruk av grafer.

#### Utførelse av simulasjon

Med nettmodellen etablert og tidsvarierende data integrert, ble simuleringen utført over et definert område av tidssteg. Pandapower run\_timeseries-funksjonen muliggjorde denne prosessen ved automatisk å iterere gjennom tidsstegene og anvende de respektive last- og generasjonsprofilene ved hvert intervall. Dette tillot observasjon av nettets oppførsel under varierende forhold, inkludert vurdering av spenningsnivåer, linjebelastninger og nettets generelle stabilitet.

#### Analyse av resultater

Etter gjennomføringen av simuleringen ble resultatene nøye analysert for å gi innsikt i nettets ytelse og identifisere potensielle problemer. Nøkkellindikatorer for ytelse som spenningsprofiler ved busser, belastning i linjer, og kraftflyt ble ekstrahert. Pandapower OutputWriter var viktig i loggføringen av disse dataene, og muliggjorde deres overførsel til Excel-filer for videre analyse og visualisering.

Grafiske figurer av resultatene ble generert ved hjelp av Plotly, et Python-grafikkbibliotek. Dette la tilrette for en detaljert analyse av trender i dataene, som spenningsfall eller overbelastninger i nettet, og tilbød en forståelse av nettets dynamikk.

### **Usikkerhetsanalyse**

For å vurdere usikkerheten knyttet til simuleringens resultater, ble en usikkerhetsanalyse utført. Dette involverte identifisering av usikkerhetskilder i modellen, kvantifisering av usikkerheten og vurdering av hvordan den kunne påvirke beslutninger basert på simuleringens resultater.

### **Modellvalidering**

Etter opprettelsen av nettmodellen og integreringen av tidsvarierende data ble modellen validert. Dette innebar sammenligning av simulerte resultater med reelle observasjoner og tidligere data for å sikre at modellen kunne nøyaktig gjenskape nettets dynamikk og oppføre seg på en forutsigbar måte under forskjellige scenarier.

# Kapittel 5

## Case

I kapittelet om casen i denne rapporten presenteres fem ulike scenarier, hver med sine spesifikasjoner angående energiproduksjon, samlokalisert forbruk, og energilagring. Disse scenariene er som følger:

Tabell 5.1: Beskrivelse av caser.

	Energiproduksjon	Samlokalisert forbruk	Energilagring (batteri)
Case A	1X10MW	Nei	Nei
Case B	4X2,5MW	Nei	Nei
Case C	1X10MW	Nei	Ja
Case D	1X10MW	Ja	Nei
Case E	542X20kW	Nei	Nei

### Sammendrag av resultater

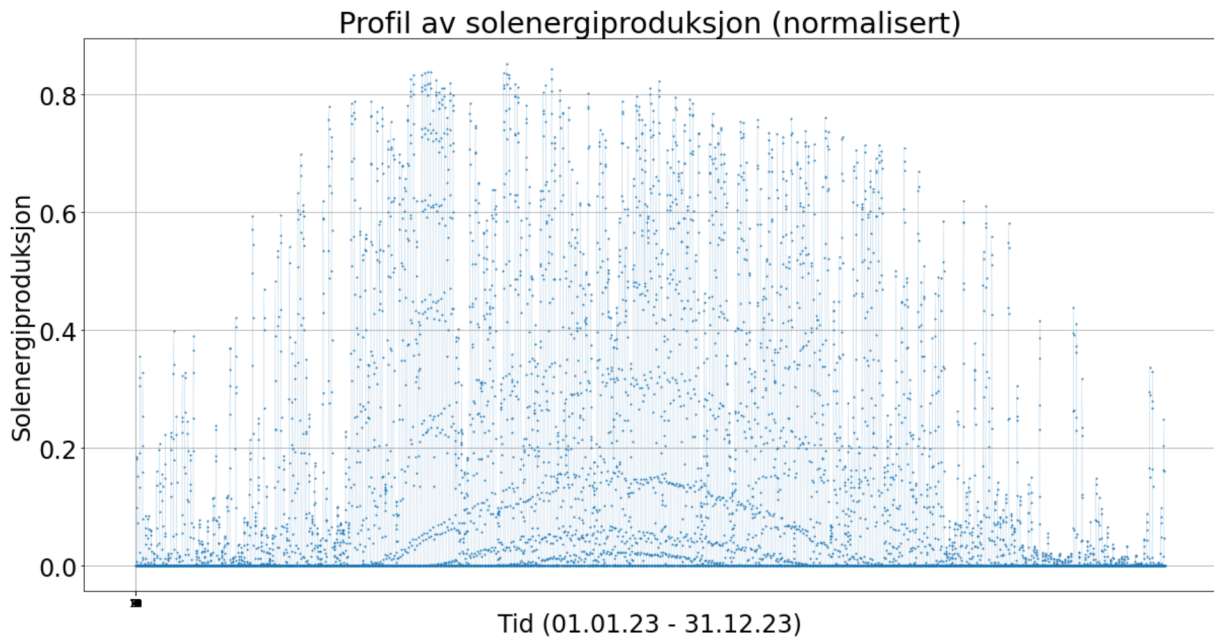
Tabell 5.2 nedenfor viser et sammendrag av resultatene som er oppnådd i dette kapittelet.

Tabell 5.2: Sammendrag av resultater for alle casene i dette kapittelet.

	Case A	Case B	Case C	Case D	Case E
Maks. spenning [p.u.]	1,19	1,09 / 1,126	1,094 / 1,187	1,094	1,094
Totalt antall timer med overspenning (over 1,1 p.u.) [h]	13 750	0 / 7 141	0 / 3 943	0	0
Spenningsdifferanse [p.u.]	0,22	0,11 / 0,15	0,124 / 0,21	0,116	0,127
Maks. linjebelastning [%]	80	68,5 / 80	38,85 / 77,16	38,85	71
Totalt antall timer med overbelastning i linjer (over 60%) [h]	7 287	684 / 2 615	0 / 2 006	0	444
Energi ut i nettet fra produksjonsområdet [MWh]	10 515	10 515	10 174 / 10 268	8 072	12 483

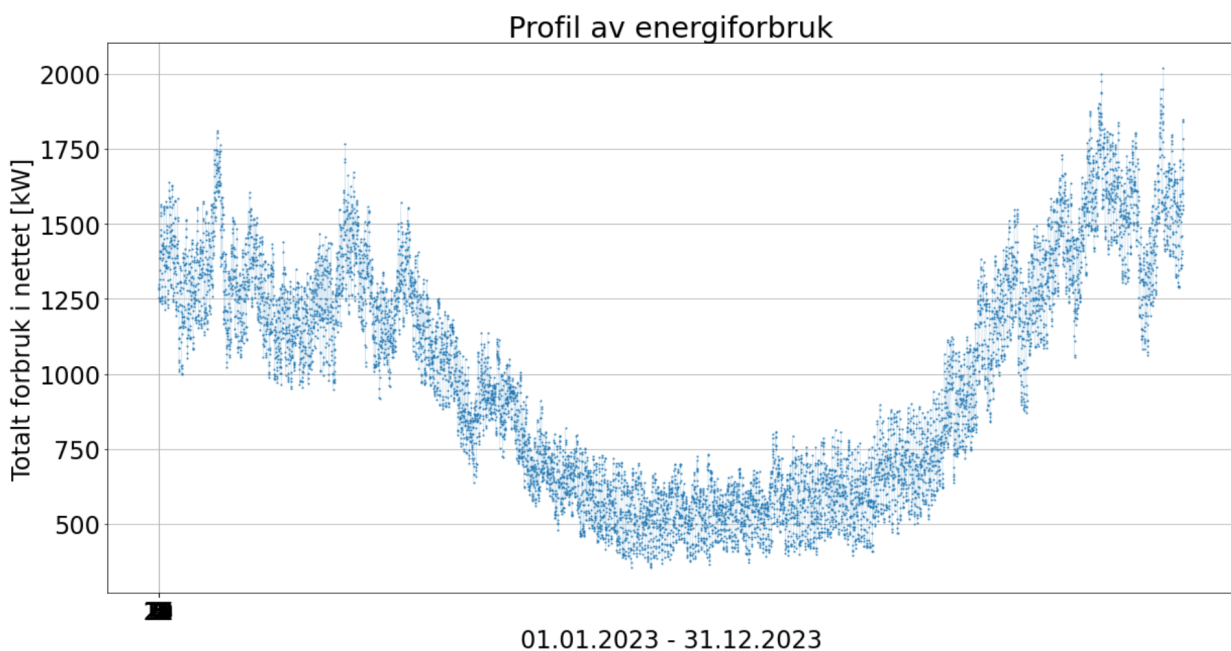
### Forbruks- og solproduksjonsprofil

Det gjennomføres en analyse av nettet før implementering av noen av disse scenariene for å vurdere nettets tilstand uten tilførsel av lokal energiproduksjon, energilagring eller laster som hydrogenproduksjon eller datasentre. For å gi en kontekst for analysene, presenteres profiler for både solenergiproduksjon og forbruk. Profilene er normaliserte og gjenspeiler realistiske svingninger i produksjon og forbruk over et analyseår. Disse profilene legger grunnlaget for alle casene presentert i dette kapittelet.



Figur 5.1: Normalisert produksjonsprofil, brukt i alle caser. Grafen inneholder 8760 målinger, én måling for energiproduksjon hver time i analyseåret.

Figur 5.1 viser profilen for solenergiproduksjon, basert på værdata fra satellittobservasjoner og analysemodeller [50]. Profilen reflekterer energiproduksjon i Agder fra solcellepaneler med 35° tilt og 180° asimut. Denne profilen er normalisert og gjenspeiler realistiske svingninger i solenergiproduksjonen. Det er viktig å merke seg at denne profilen ikke vil oppnå fullt ut den maksimale effekten. I den mest produktive timen i året vil solenergiproduksjonen ligge på litt over 80% av den totale kapasiteten til solparken, hvilket også understreker hvorfor det er lønnsomt å underdimensjonere vekselrettere i forhold til den installerte effekten til solkraftverket.

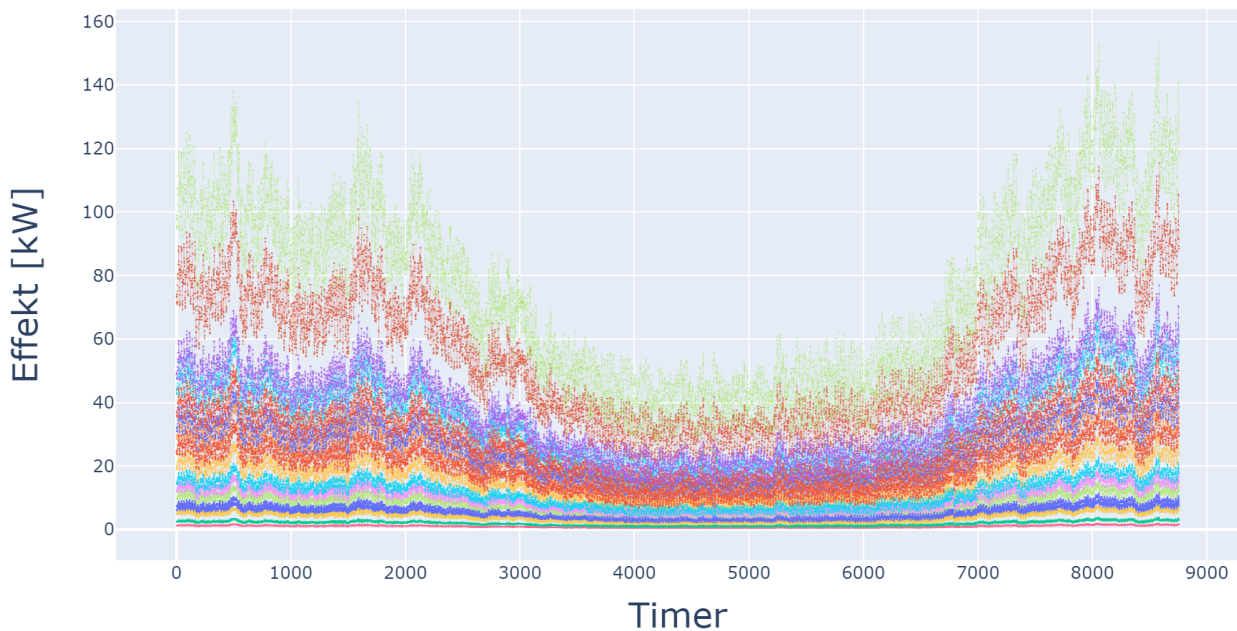


Figur 5.2: Forbruksprofil brukt i alle caser. Viser aggregert verdi for totalt forbruk i hele nettet.

Profilen av forbruk som vises i figur 5.2 viser totalt forbruk for hele nettet aggregert. Denne

aggregerte profilen normaliseres, for deretter å bli implementert i hvert forbrukspunkt i modellen. Dette gjør det lett å manipulere størrelsene for forbruk i hvert forbrukspunkt, men profilmønsteret vil være det samme i alle laster i nettet.

I tillegg til den overordnede profilen for forbruk som vises i figur 5.2, inkluderes også hvordan forbruket vil se ut i modellen når hver last/nettstasjon i nettet har fått tildelt forbruksprofiler med størrelser som reflekterer det faktiske forbruket til nettet som modellen er basert på. Dette gir et mer detaljert bilde av forbruksmønstrene i systemet, og tillater en mer nøyaktig analyse av belastningen på nettet.



Figur 5.3: Forbruksprofiler for hver enkelt last i nettet, brukt i alle caser. I figuren er det inkludert 52 grafer, en for hvert forbrukspunkt.

Vi kan tydelig se likheten mellom de to oppgitte figurene for last. Mønstrene og svingningene i figurene er identiske, men størrelsene er ulike, og i figur 5.3 er det inkludert 52 laster med likt mønster og ulike størrelser.

**Parametere for linjer og nettstasjoner/transformatorer**

I modellen er det implementert ulike typer linjer med forskjellige parametere, og disse er hentet fra RENblad 8041 [47], som er en anerkjent kilde innen elektroteknikk. Linjene som er tatt i bruk i modellen er utvalgt ut fra linjene som befinner seg i nettet som modellen er basert på. De ulike linjene og deres parametere er som følger:

Tabell 5.3: Linjeparаметere for alle linjene i modellen, funnet i RENblad 8041 [47].

Linje	Driftstrøm [A]	R (ohm/km)	X (ohm/km)	C (nF/km)
FeAl1x25	235	0,721	0,337	10,8
FeAl1x35	287	0,512	0,326	11,2
FeAl1x50	362	0,359	0,315	11,6
FeAl1x95	544	0,191	0,293	12,5

Disse linjene legger grunnlaget for overføring av energi i hele nettet og posisjon og parametere for disse linjene er helt like i alle casene som er analysert.



Når det gjelder nettstasjonene/transformatorene i nettet har alle de følgende parameterene:

Tabell 5.4: Parametere for trafo/nettstasjoner, brukt i modellen i alle caser.

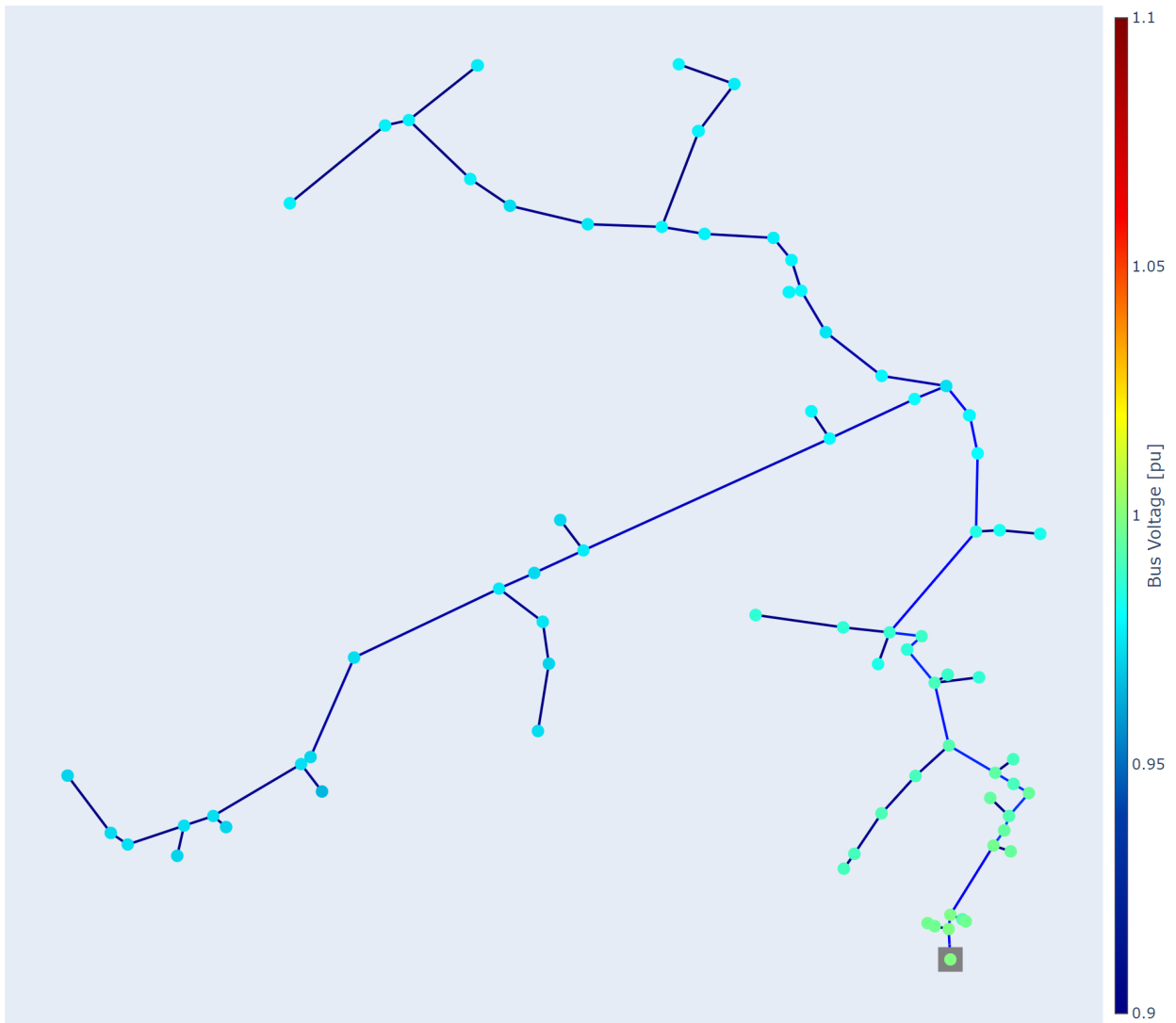
	Trafo
Merkeytelse	500 kW
Spennning på høyspentside	22 kV
Spennning på lavspentside	230 V
Relativ kortslutningsspenning	6%
Reell relativ kortslutningsspenning	1,425%
Jerntap	1,35 kW
Åpen-sløyfetap av merkestrøm	0,3375%
Vinkelforskyvning i grader	150

Disse parametrene er nøkkelfaktorer som definerer egenskapene til nettstasjonene/transformatorene og deres evne til å transformere og distribuere elektrisk energi i nettet.

#### Nettet før det er implementert endringer (referansenett)

Analysene som presenteres baserer seg på nettet som er modellert i pandapower, som er et anerkjent verktøy for kraftsystemanalyse. Nettet i modellen er konstruert for å nøyaktig gjenspeile det virkelige nettet som modellen er basert på. Selv om nettet som brukes i modellen ikke er en eksakt kopi av det virkelige nettet, er det tilstrekkelig likt til å kunne utføre analyser med høy kvalitet uten å inkludere sensitiv informasjon. Analysene for referansenettet er sammenlignet med data for nettet som modellen er basert på for å sørge for at modellen kan bidra med analyser av høy kvalitet.

Figur 5.4 nedenfor viser en visuell representasjon av nettet sett ovenfra, der punkter indikerer busser (ikke alle busser representerer nettstasjoner/lavspentkretser, noen er kun for tilkobling) og linjer representerer luftlinjer og kabler. Busser er tilkoblingspunkter i nettet, der linjer og last er tilkoblet. Alt av forbruk i nettet skjer i bussene som lavspentkretsene er tilkoblet. Lavspentkretsene i seg selv er ikke synlige i modellen.



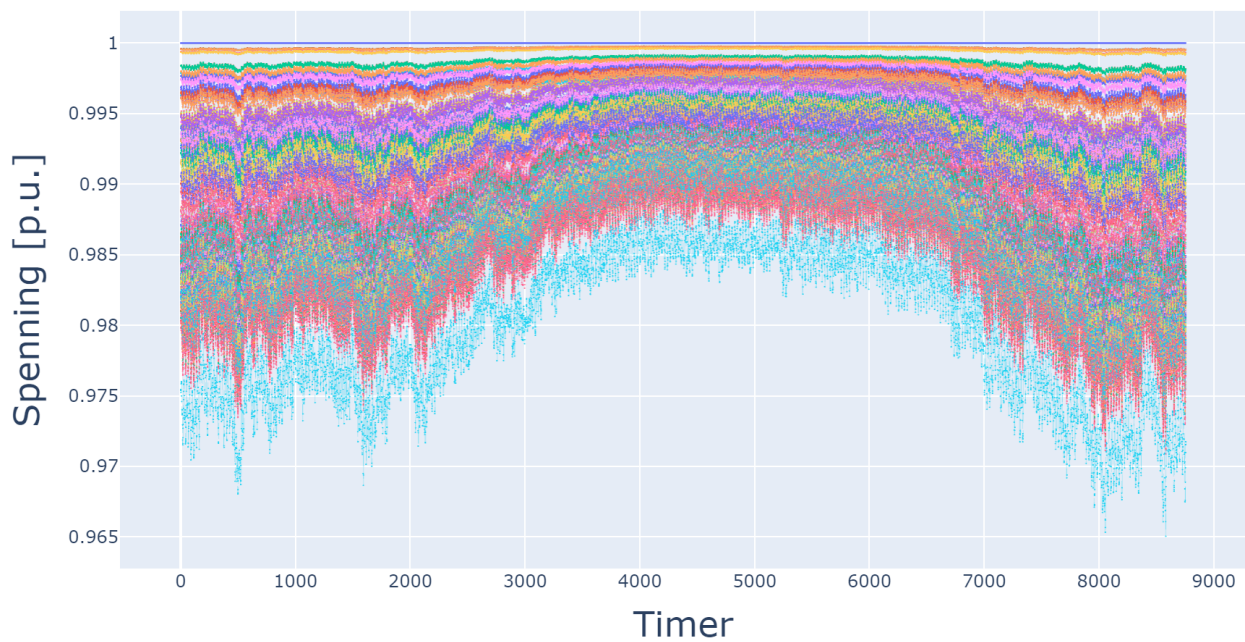
Figur 5.4: Referansenett, nettmmodell

I denne figuren angir punktene busser og linjene viser luftlinjer/kabler. Fargekodene for busser indikerer spenningen (i p.u.) ved bussene, mens fargekodene for linjene angir belastningen på linjene (i %). Firkantet punkt representerer tilkoblingen til det eksterne kraftnettet. Uten lokal produksjon av energi vil all energi som tilføres nettet i modellen komme fra det eksterne kraftnettet.

Som det fremvises i figuren ovenfor, er referansenettet meget stabilt uten implementert energiproduksjon eller samlokalisert forbruk. Verken spenningen ved bussene eller belastningen på linjene overskrider ønskede verdier. Det er også tydelig at spenningsverdiene ved bussene avtar jo lenger vekk fra tilkoblingen til det eksterne kraftnettet man kommer, noe som stemmer overens med prinsippene for hvordan kraftnettet opererer.

### Spenningsverdi

Ved gjennomføringen av en analyse av nettet, er det avgjørende å vurdere ulike aspekter for å sikre nettets stabilitet og pålitelighet. En viktig del av denne analysen er evalueringen av spenningsvariasjonene ved alle bussene over analyseperioden. Dette er illustrert i figur 5.5 nedenfor.

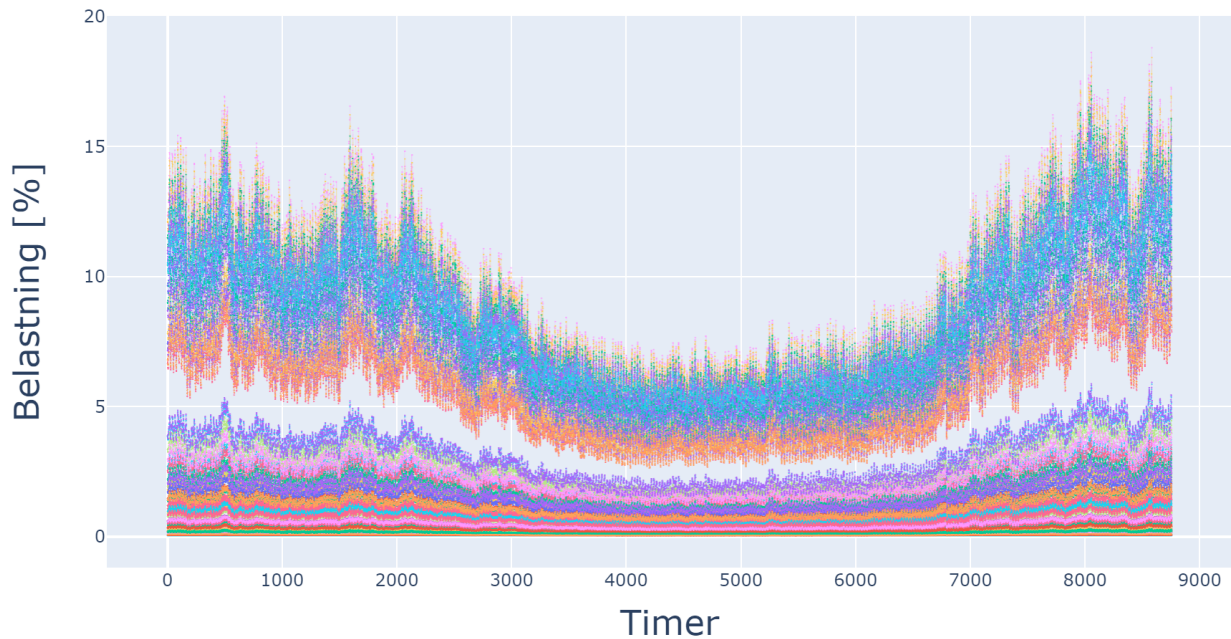


Figur 5.5: Referansenett, spenningsprofil

Figuren inneholder 75 grafer av ulike farger, som skal representere spenningsnivå i de ulike bussene i nettet. Figuren gir et innblikk i variasjonene i spenningsnivåene mellom forskjellige busser, samt hvordan disse varierer gjennom sesongene. Det er tydelig at noen busser har lavere spenningsnivåer enn andre, og det observeres også spenningsfall på over 0,03 p.u. (3%) i nettet, selv om dette er relativt lite. Dette indikerer generelt sett at energiforbruket i nettet ikke er svært høyt.

### Belastning i linjer

Belastningen på linjer er en kritisk faktor i analyse av kraftsystemet, da overbelastning kan føre til nedbrytning av utstyr, tap av effektivitet og i verste fall strømbrydd. I referansenettet, der vi ikke observerer betydelige spenningsfall, indikerer dette vanligvis lav aktivitet i nettet. Det antyder også at linjene ikke blir presset til sine maksimale kapasiteter i normal drift. Dette blir bekreftet av figur 5.6 nedenfor.



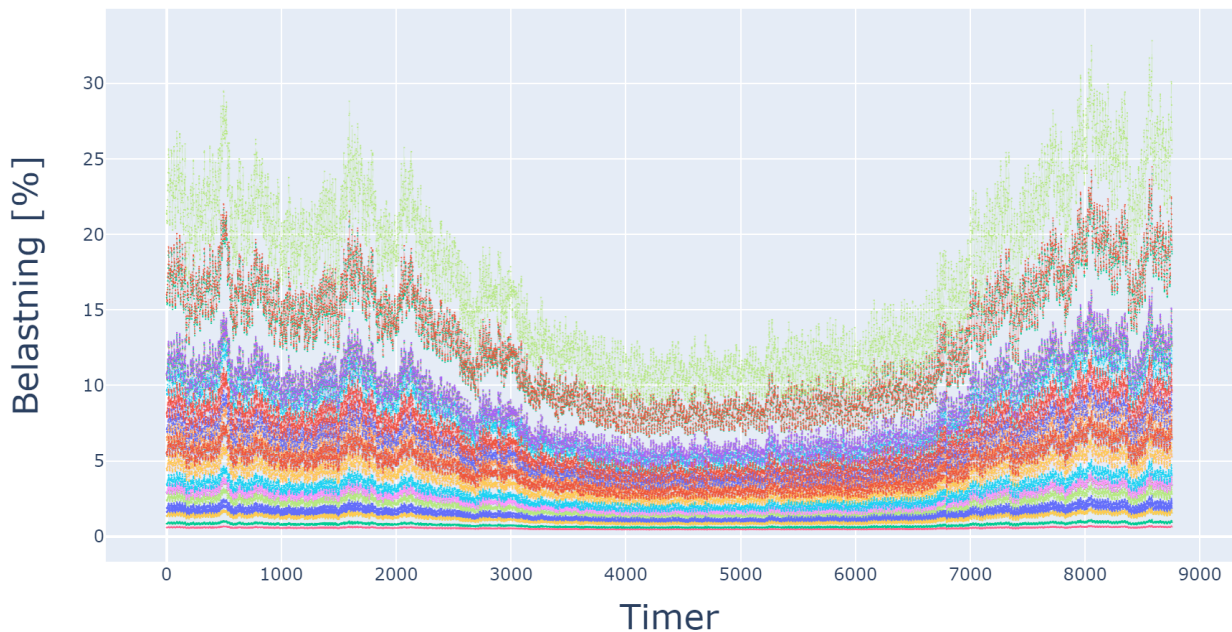
Figur 5.6: Referansenett, profil for linjebelastning

Denne profilen viser hvordan belastningen fordeler seg over de 74 linjene i nettet. En viktig observasjon er at linjene som ligger nærmest tilkoblingen til det eksterne kraftnettet og som har lavere tverrsnitt, opplever høyere belastning. Dette skyldes at all energi som overføres gjennom nettet, uavhengig av destinasjon, må passere gjennom disse linjene. Derfor er det vanlig at de nærmeste linjene til tilkoblingspunktet bærer den største belastningen.

Denne informasjonen er viktig for å forstå hvordan belastningen fordeles i nettet og kan være nyttig for å identifisere potensielle flaskehalsar og behov for oppgraderinger eller kapasitetsforbedringer i kraftsystemet.

### Belastning i trafo/nettstasjoner

Observasjonen av de lave spenningsfallene i referansenettet, kombinert med det relativt lave forbruket i de tilkoblede lastene, antyder at trafikken i nettstasjonene er relativt lav. Imidlertid er det ikke bare dette som påvirker risikoen for overbelastning i nettstasjonene; den nominelle tilsynelatende effekten til transformatoren, som representerer dens kapasitet, spiller også en viktig rolle. I den presenterte modellen har alle nettstasjoner samme parametere, og merkeytelsen er satt til 500 kW. Dette er langt over det observerte forbruket, som fremvises i figur 5,3. Dermed kan vi anta at belastningen i nettstasjonene vil være lav. Dette kan ytterligere understøttes av figur 5.7 som viser belastningen i trafo/nettstasjoner.



Figur 5.7: Profil for belastning i nettstasjoner/trafoer i nettet.

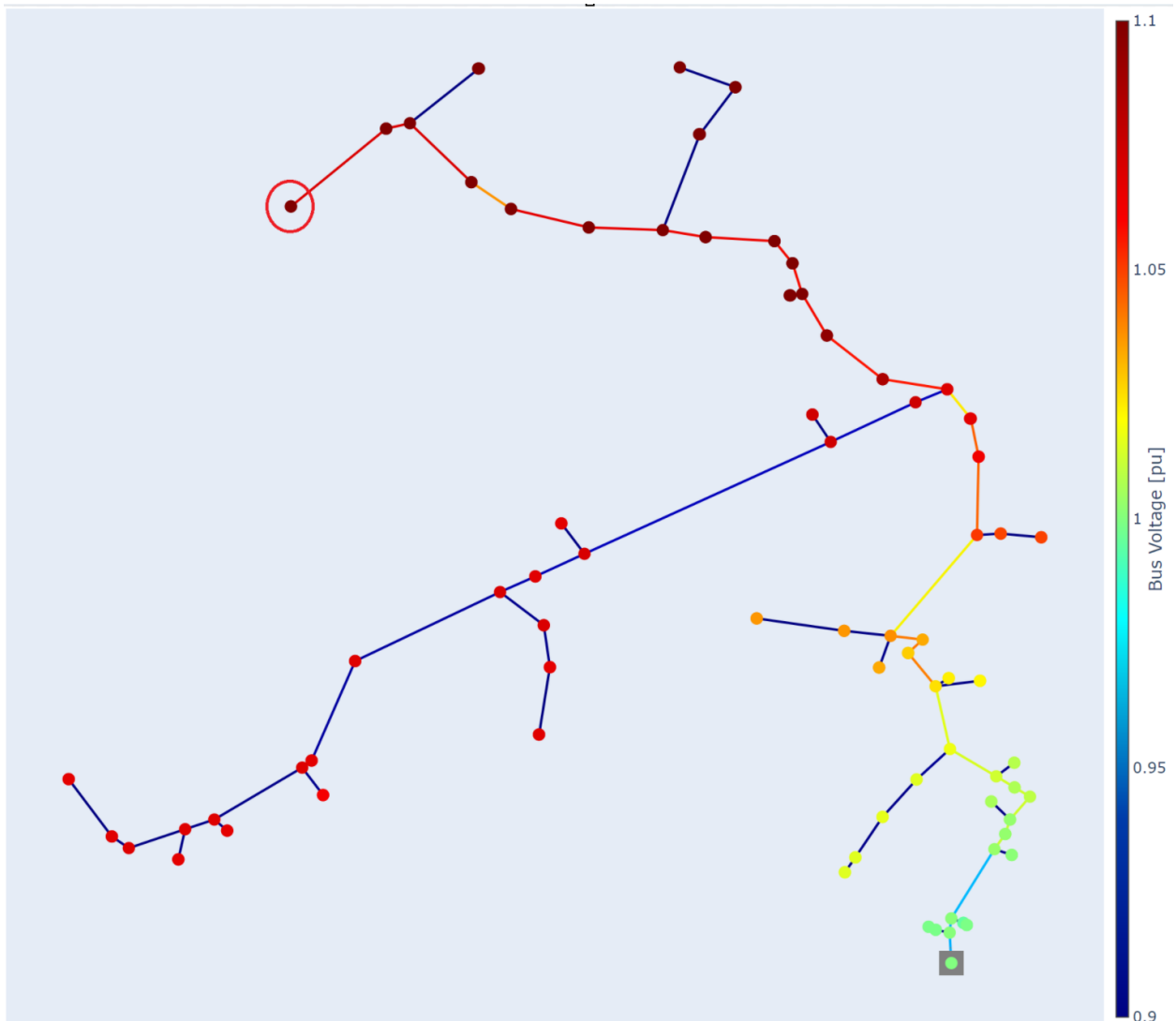
Dette konkluderer analysen for referansenettet som inneholder viktig informasjon som legger grunnlag for alle casene i dette kapittelet.

## 5.1 Case A

Case A undersøker effektene av å ha et stort solkraftverk med 10 MW installert effekt uten noen form for energilagring. Dette scenariet viser hvordan overspenninger kan oppstå og hvordan nettet håndterer store mengder solenergi.

### 5.1.1 Beskrivelse av case og nett

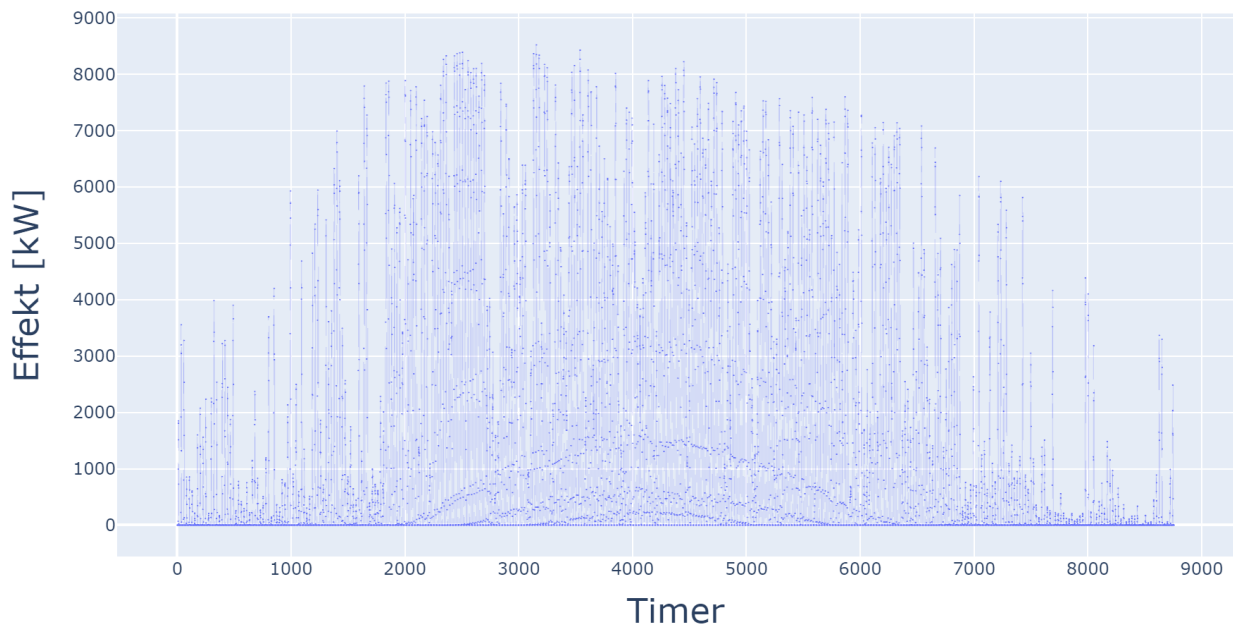
I case A er det implementert et solkraftverk med en effekt på 10 MW, koblet til det punktet i nettverket som er markert med en rød sirkel i figur 5.8. I virkeligheten er det ofte ikke mulig å plassere store solkraftverk akkurat der de er mest hensiktsmessige for nettet til enhver tid. Man er også nødt til å ta hensyn til terreng og tilgjengelighet på sollys. Derfor har vi i denne modellen plassert solkraftverket slik at vi kan observere resultatene av å plassere det ugunstige steder i nettverket. Solkraftverket er koblet til mellomspenningsnettet, og figuren viser en statisk visualisering av spenningsverdier og belastning i linjene når produksjonen fra solkraftverket er på sitt maksimale nivå.



Figur 5.8: Case A, nettmodell. Statisk visualisering av hele nettet når energiproduksjon og forbruk er i maksimum.

Rød sirkel markerer hvor solkraftverket er lokalisert. Det er verdt å legge merke til at dette solkraftverket befinner seg langt fra tilkoblingen på det eksterne strømnettet, merket med kvadrat. Denne avstanden har en tydelig innvirkning på spenningen og belastningen i nettet, som er representert av fargekodene i punktene og linjene (merk at fargekoder indikerer spenning i busser (i p.u.) og belastning i linjer (i %)).

Ettersom nettet i store deler er likt som referansenettet, med unntak av lokal energiproduksjon, vil forbruksprofilen i case A være identisk med referansenettet sett i figur 5.3. Solkraftverket er tilkoblet på mellomspenning med følgende produksjonsprofil:



Figur 5.9: Case A, profil for energiproduksjon

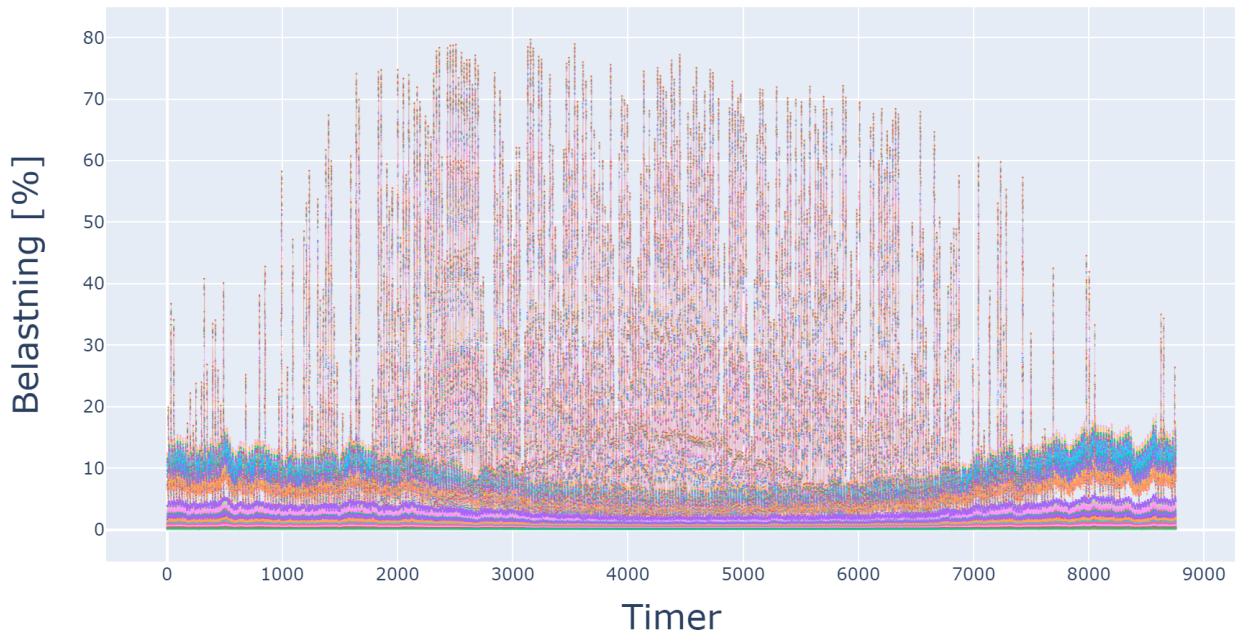
Denne profilen representerer energiproduksjonen fra et solkraftverk med 10 MW installert effekt. Totalt produsert energi fra dette kraftverket er 10515 MWh årlig. Figuren er i hovedsak identisk med figur 5.1 for solenergiproduksjon, utenom at denne figuren gjenspeiler størrelsene for et solkraftverk med 10 MW installert effekt.

### 5.1.2 Resultater fra analyse

Denne seksjonen er tilegnet resultater fra utførte lastflytanalyser i modellen for case A.

#### Belastning i nettet

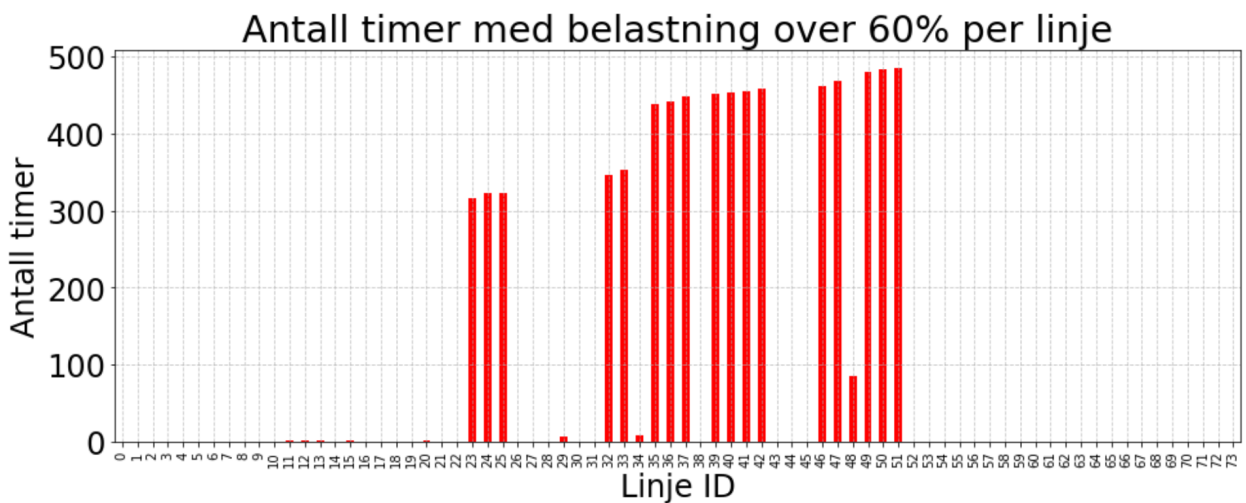
Som følge av tilkoblingen av et solkraftverk med høy effekt til et nettverk som ikke er tilpasset den nye lokale energiproduksjonen, vil belastningen i nettet øke betydelig. Hovedsakelig forekommer dette langs linjene som går fra energiproduksjonsstedet til det eksterne nettverket, og ikke videre langs forgreningene i nettet. Årsaken er at nettverket dirigerer energien som produseres til det eksterne nettverket, i stedet for til forbrukerne langs forgreningene, siden deres energiforbruk forblir uendret. Derfor vil strømflyten i ledningene mellom produksjonsstedet og det eksterne nettet øke kraftig, noe som resulterer i større belastning på disse linjene. Den økte belastningen i linjene mellom produksjonsstedet og det eksterne nettet oppstår på grunn av den tilførte energien fra solkraftverket, som legger press på disse spesifikke delene av nettet. Det er derfor nødvendig å vurdere kapasiteten til disse linjene nøye og eventuelt gjennomføre oppgraderinger for å sikre stabil og pålitelig drift av nettet. Belastning i linjer over analyseåret er visualisert i figur 5.10.



Figur 5.10: Case A, profil for linjebelasting. Linjene med høye verdier er linjer som befinner seg mellom produksjonsstedet og ekstern grid.

Figuren viser belastning i linjer over analyseåret. Med tanke på at det er 74 linjer i nettet vil det være vanskelig å skille de fra hverandre i figuren, men linjene med de høye verdiene i figuren er linjene som ligger direkte mellom produksjonsstedet og ekstern grid. Alle andre linjer vil ligge stabilt på lave verdier. Når man sammenligner denne figuren med figur 5.9 kan man se en tydelig likhet og sammenheng mellom energiproduksjon og belastning.

I normaldrift vil man ikke at belastning i linjer skal overstige visse grenser. I denne casen vil belastning i linjer aldri overstige 80%, som vist i figuren over. For analysen sin skyld inkluderes det en figur som fremviser antall timer med høy belastning på hver linje (over 60% belastning), som vist i figur 5.11 under.



Figur 5.11: Case A, antall timer med belastning over 60% i hver linje.

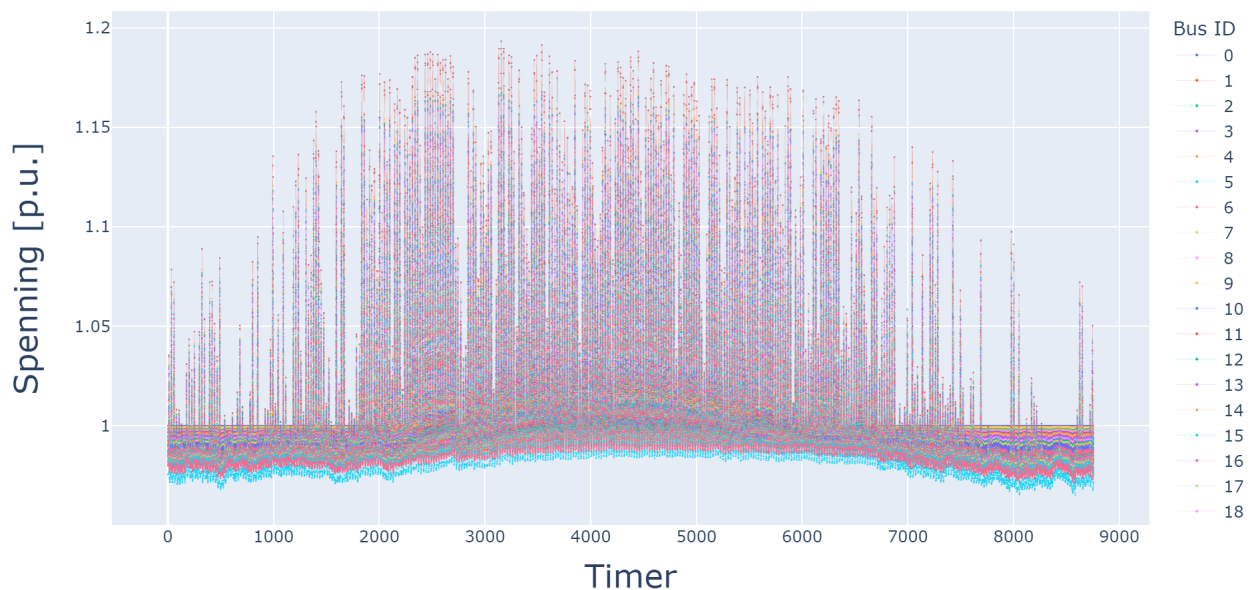


Figuren viser antall timer med belastning over 60% per linje. Totalt vil det tilsvare 7287 timer over alle linjer.

I tillegg til belastning i linjer vil man også ha belastning i transformatorer/nettstasjoner. Likevel er ikke belastningene i nettstasjonene endret i noen grad fra referansenettet. Dette kan begrunnes med at solkraftverket er koblet direkte på mellomspenningsnettet og ikke gjennom noen av de allerede-eksisterende nettstasjonene, og forbruket i nettet forblir det samme som i referansenettet. Med dette vil trafikken i transformatorene i nettet ikke endres i noen grad og profilene for belastning i transformatorer vil være identisk med profilene i referansenettet vist i figur 5.7.

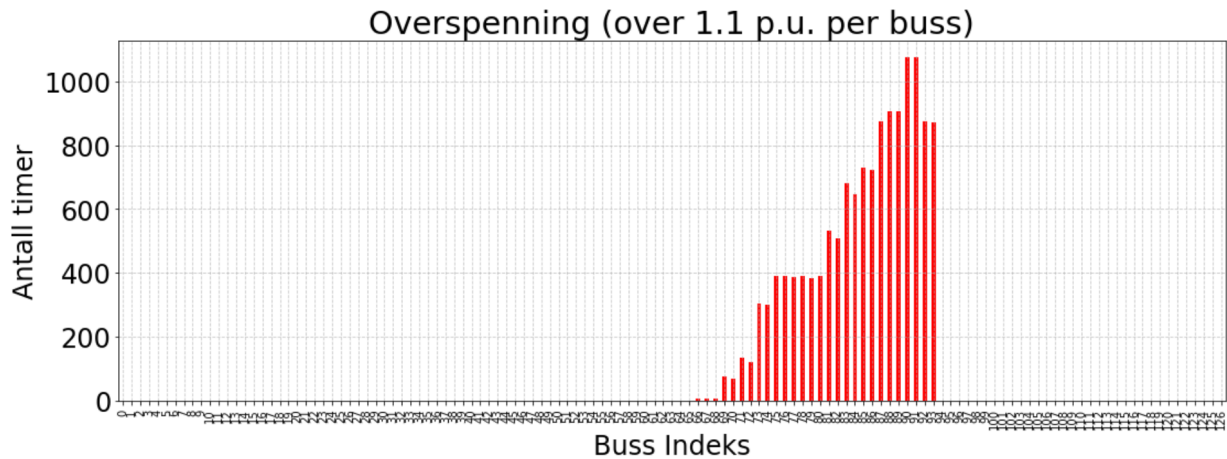
### Spenning i nettet

I nettet kan spenningsprofiler bli påvirket av mange ulike faktorer. I et ideelt nett bør spenningsverdien være opprettholdt i en bestemt toleranse for å sikre pålitelig drift. Likevel kan spenningen endres ved faktorer som raske endringer i last og variasjoner i energiproduksjon. Solenergi er en energikilde med høy fluktusjon som kan forårsake store spenningsforskjeller mellom maksimum og minimum produksjon. I casene fremstilt i dette kapittelet vil vi anta at vi ikke struper noe av energiproduksjonen fra solkraftverket, og vi vil av den grunn se store endringer i spenningsnivå, visualisert i figur 5.12.



Figur 5.12: Case A, profil for spenningsnivå i busser.

I likhet med figur 5.10 har figuren for spenningsnivå et mønster som kan tydelig sammenliknes med profilen for energiproduksjon. Vi kan se i figuren at spenningsnivået i bussene som ligger nært produksjonsområdet vil ha høye svingninger i spenning, fra omtrent 0,95 p.u. til omtrent 1,19 p.u., noe som vi anser som uønsket store svingninger. For bedre innsikt i antall timer med overspenning inkluderes også figur 5.13 nedenfor.



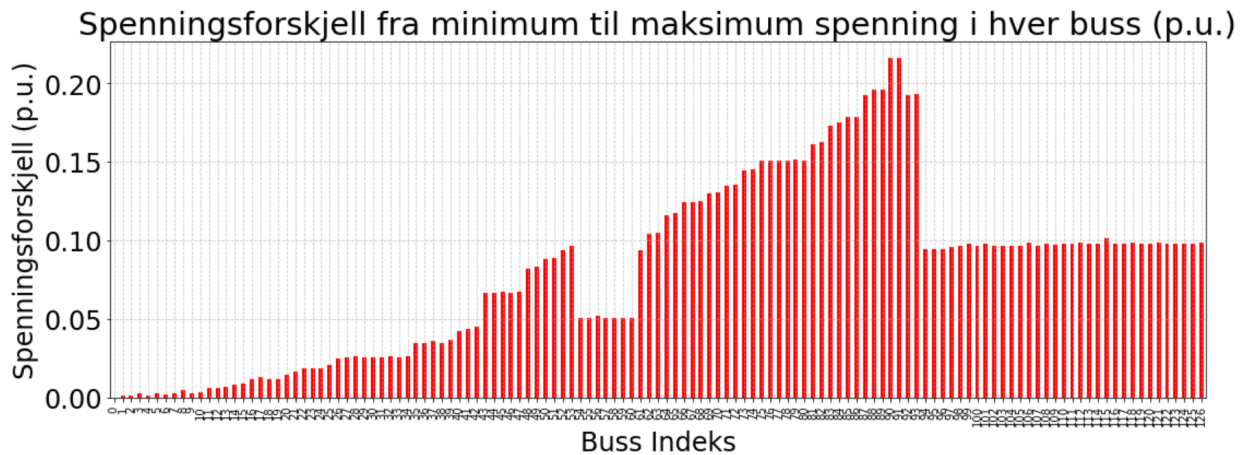
Totalt antall overspenningstimer: 13750 hours

Figur 5.13: Case A, antall timer med overspenning i hver buss.

X-akse indikerer buss ID og Y-akse indikerer antall timer med overspenning i gitt buss. Merk at flere av bussene går i "par" og vil ha en annen buss med eksakt like mange timer med overspenning som seg selv. Dette kommer av at lavspentside og høyspentside på transformatorer i nettet er oppgitt som to forskjellige busser.

Som sett i figur 5.13 vil antallet timer med overspenning i hver buss være særdeles høyt. I tillegg er det enkelt å se at bussene som vil oppleve de høyeste spenningsverdiene og største svingningene vil være bussene nært tilknyttet produksjonsområdet. Vi vil også se på figur 5.8 at spenning i busser ikke vil oppføre seg i nettet på samme måte som overbelastning av linjer. I motsetning til overbelastning i linjer, som kun vil oppleves mellom produksjonsområdet og ekstern grid, vil de høye spenningsverdiene som blir forårsaket i produksjonsområdet spre seg til alle bussene i nettet. Av den grunn vil det kreve helt andre løsninger for kontroll av spenningsnivå enn det vil kreves for å løse overbelastning i linjer.

Høye spenninger vil i seg selv ikke være det største problemet for spenningskontroll, ettersom det er mulig å trinne transformatorer slik at spenningen vil legge seg på en akseptabel verdi i lavspenkretser. Problemet ligger i hovedsak i svingningene, og forskjellene på spenningen i timer det produseres energi fra solkraftverket og i timene det ikke produseres noe energi. Spenningsforskjellene i hver buss er visualisert i følgende figur:

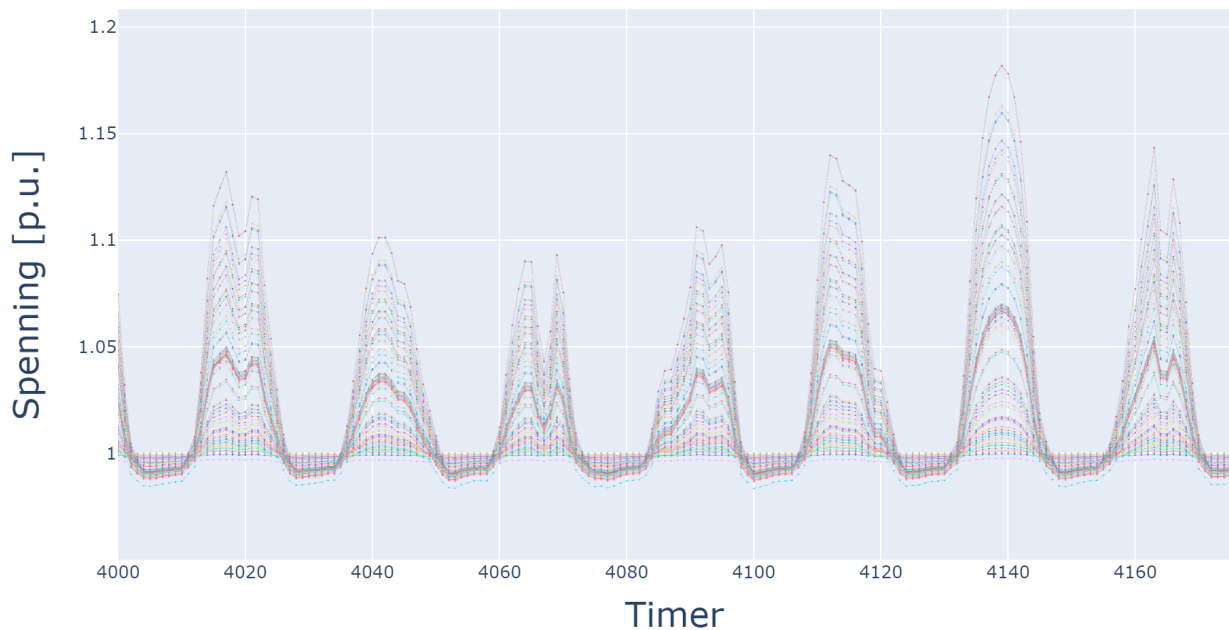


Figur 5.14: Case A, differanse mellom minimum og maksimum målt spenningsverdi i hver buss over analyseåret.

X-akse indikerer buss ID og Y-akse indikerer spenningsdifferansen mellom time med lavest spenning og time med høyest spenning i p.u.

Med en spenningsforskjell på 0,2 p.u. (20%) kunne transformatorene teoretisk sett vært justert slik at spenningsverdiene varierte fra 0,9 p.u. til 1,1 p.u. Dette scenariet er imidlertid lite realistisk i praksis. Det må tas hensyn til mulige plutselige og betydelige belastninger i nettet, som kan føre til store spenningsfall. I denne seksjonen av rapporten viser analyser at spenningsfallet på sitt høyeste vil være på kun 0,05 p.u., som vist i figur 5.12. Selv om dette nivået er lavt og indikerer et stabilt nett med hensyn til spenningskontroll, kan betydelige svingninger føre til uønskede høye spenningsverdier, langt over grensen på 1,1 p.u., som er den maksimalt akseptable verdien. Det er derfor nødvendig å nøye overvåke og kontrollere svingninger for å opprettholde nettets stabilitet og sikre at spenningen forblir innenfor trygge grenser.

I tillegg inkluderes figur 5.15 nedenfor for å tydelig visualisere svingningene i spenningsnivå i nettet fra dag til natt over en uke i juni.



Figur 5.15: Case A, spenningsprofiler i en uke i juni.

Figuren viser tydelig at spenningen overstiger akseptable verdier, og synker fort når solenergiproduksjonen stanser.

### 5.1.3 Diskusjon

#### Overbelastning i linjer

Problemene med nettet i case A inkluderer både overbelastninger i nettet og uakseptable spenningsnivåer. Overbelastninger i linjer vil i grunn ikke stå for veldig store problemer i dette nettet, ettersom det kun er observert 80% belastning i linjer på det meste. Derimot vil det kun oppstå problemer når nettet opplever så høye belastninger over lengre perioder. Det er også viktig å nevne at belastning i linjer er veldig avhengig av dimensjoneringen av linjene og med andre parametere for linjer kunne belastningen ha steget godt over 100%. Derimot vil det ikke være stor nødvendighet for oppgradering av nettet for å tåle belastninger i scenariet fremstilt i denne seksjonen. Likevel kan det være verdt å nevne at det er tydelig hvor det potensielt kunne vært nødvendig med oppgradering av linjer dersom belastningen steg over akseptabel verdi, nemlig direkte mellom produksjonsområdet og eksternt nett. Ingen av forgreningene vil oppleve overbelastning i linjer.

#### Spenningsnivå

Det største problemet i Case A innebærer store variasjoner i spenningsnivå. Spenningsforskjellen som følger med en fluktuerende energikilde som solkraft vil være uunngåelig og må håndteres dersom man ikke skal strupe produksjonen. Basert på resultatene øker spenningen i de mest påvirkede bussene opp mot 1,2 p.u., noe som overstiger den ønskede verdien betydelig. I figur 5.12 viser spenningsfallet i nettet en nedgang til omtrent 0,95 p.u.. Med tanke på at vi ønsker å sikre at spenningen ikke faller under 0,9 p.u. når forbruket er på sitt høyeste og produksjonen på sitt laveste, kan vi anta tilstrekkelig sikring i dette scenariet. En vanlig driftsmetode for nettet er å justere spenningen fra det eksterne nettet slik at 1 p.u. tilsvarer omtrent 23 kV, noe som fører til betydelig høyere spenninger når solenergiproduksjonen øker spenningen til 1,2 p.u., som tilsvarer 27,6 kV. Derfor, med tanke på det lave spenningsfallet, er det tilstrekkelig å definere 1 p.u. som 22 kV. Dette ville plassere 1,2 p.u. på 26,4 kV, en

noe bedre verdi enn 27,6 kV, men likevel for høy.

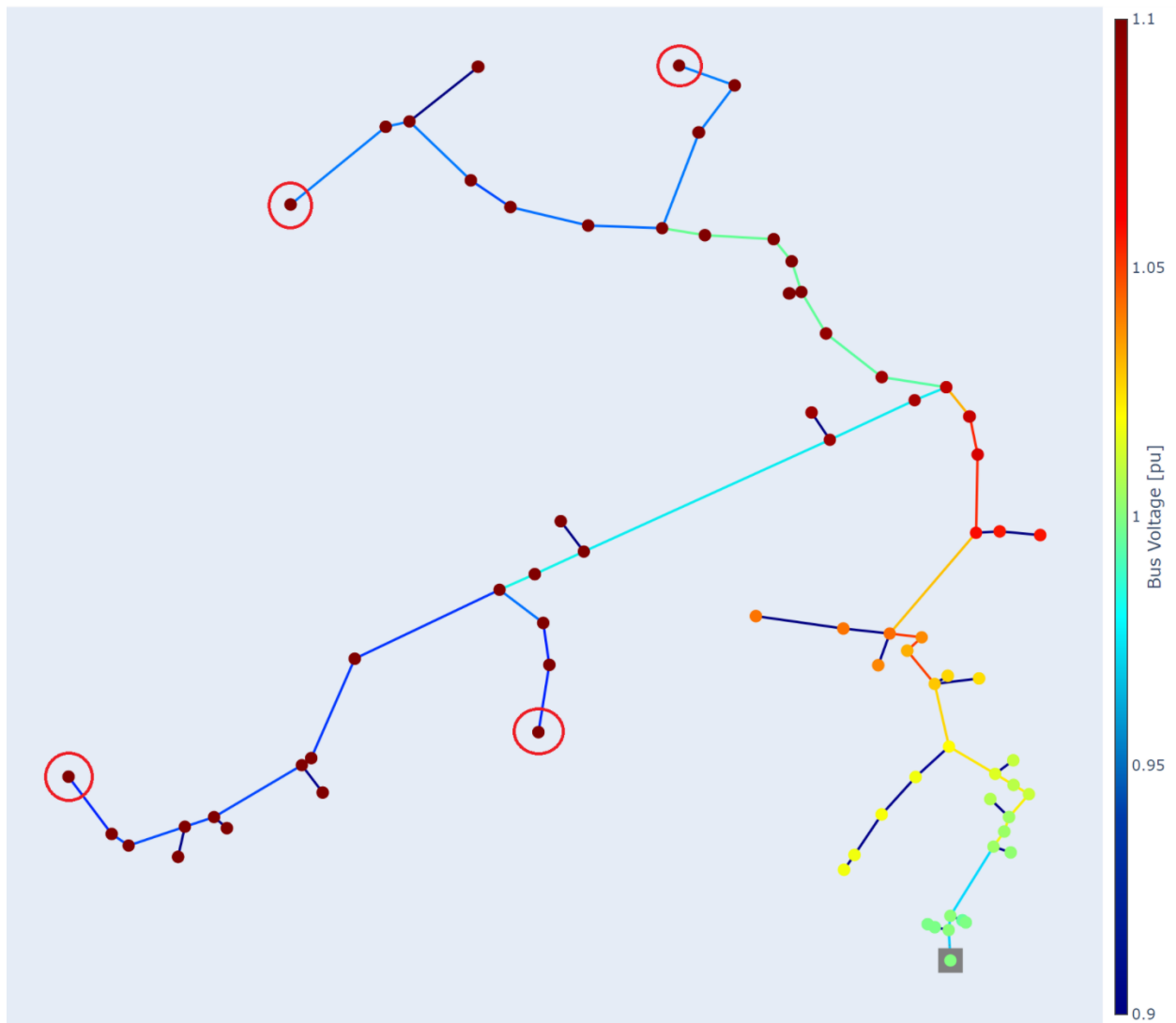
For å håndtere de uunngåelige svingningene i spenningsnivået, kan det være nødvendig med implementering av avanserte styringssystemer og reguleringsteknikker. Dette kan inkludere bruken av smarte nettverksteknologier som tillater justering av spenningsnivået i sanntid basert på produksjons- og forbruksmønstre eller en form for samlokalisert lagring/forbruk av energi. Dette skal analyseres videre i de neste casene.

## 5.2 Case B

Case B vil omhandle analyser av nettet dersom det implementeres 4 solkraftverk, hver med installert effekt på 2,5 MW. I tillegg vil case B bestå av to analyser der en analyse gjennomføres når solkraftverkene ligger lengre ute i nettet og en analyse gjennomføres når solkraftverkene ligger nærmere ekstern grid.

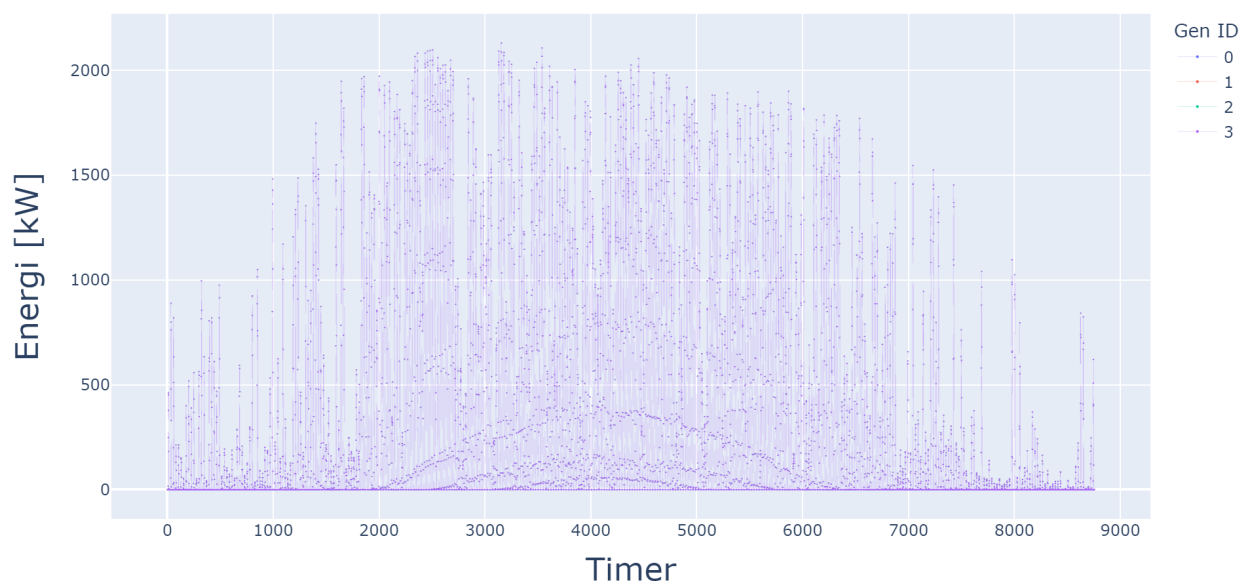
### 5.2.1 Beskrivelse av case og nett i første analyse

I case B vil det være implementert 4 solkraftverk spredt jevnt i nettet, hvert med 2,5 MW installert effekt. Solkraftverkene i første analyse er lokalisert i punkter merket med rød sirkel i figur 5.16. Det å implementere flere solkraftverk med lavere installert effekt i mellomspenningsnettet er noe mer virkelighetsnært enn å implementere færre solkraftverk med veldig store installerte effekter. Dette kommer av at det i realiteten vil være vanskelig å finne egnede områder for store solkraftverk, med tanke på sosiale problemer og terreng. Derimot finnes det i dag mange plusskunder med solcellepaneler på takene og bedrifter som dekker eget forbruk med lokalprodusert energi fra solcellepaneler. På grunnlag av dette analyseres et scenario der solenergiproduksjonen er spredt, istedenfor konsentrert. Figur 5.16 nedenfor viser en statistisk illustrasjon for spenning i busser og belastning i linjer for et slikt scenario.



Figur 5.16: Case B, nettmodell for første analyse.

Fargekode indikerer spenning i punkter/busser (i p.u.) og belastning i linjer (i %). Forbruksprofilen i case B vil være identisk med case A og referansenettet og er visualisert i figur 5.3. Produksjonsprofilen i case B derimot vil være noe ulik case A, i det at størrelsen er redusert. Som vist i figur 5.17 under er størrelsen på energiproduksjonen i case B lik  $1/4$  av energiproduksjonen i case A, men det er fire kraftverk, så totalt produsert energi vil av den grunn være identisk. Det er også meget tydelig at svingningene i produksjon i case B, visualisert i figur 5.17, er identisk med case A, visualisert i figur 5.9.

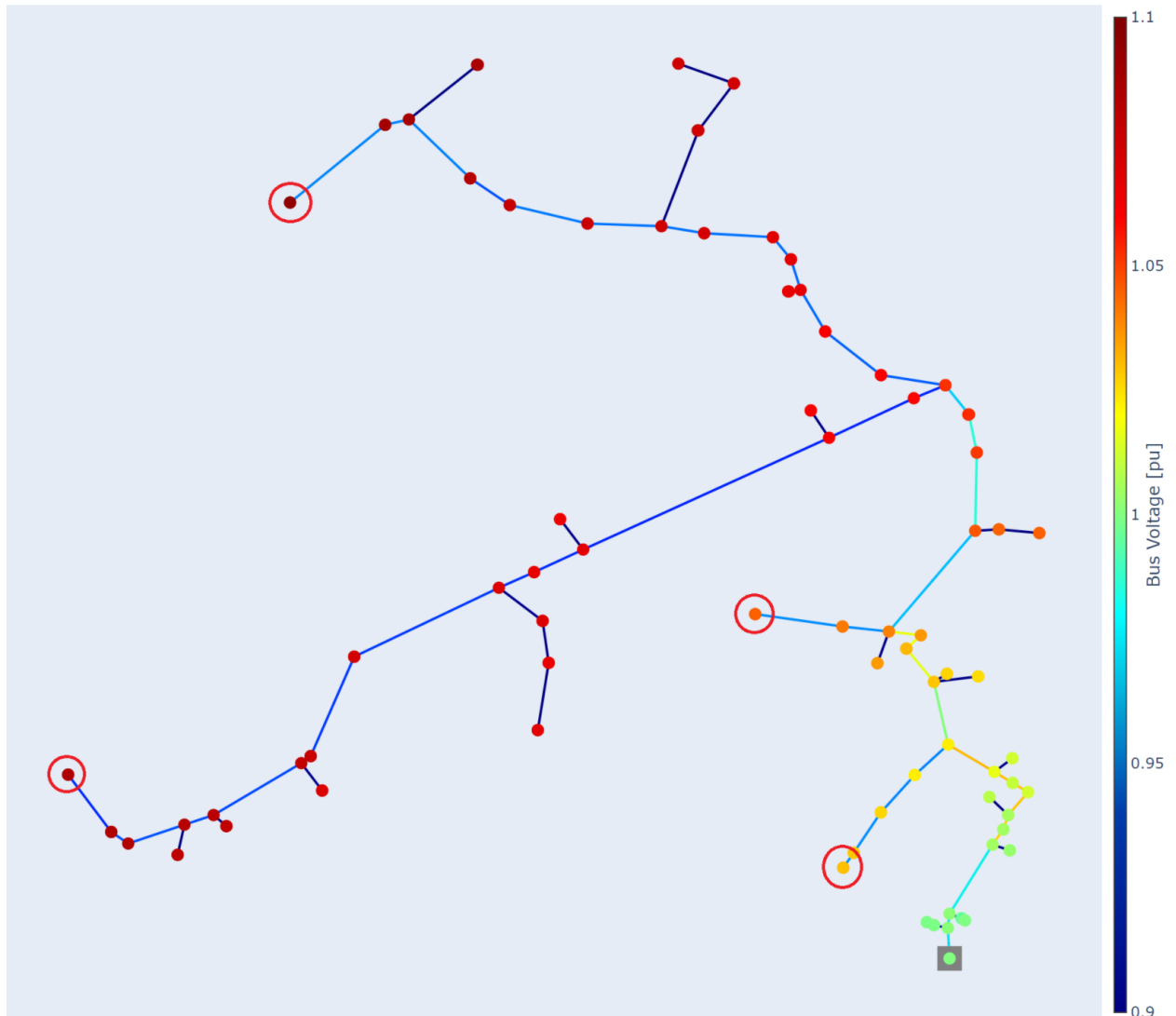


Figur 5.17: Case B, produksjonsprofil. Profilene er idenstiske, hvilket gjør at de blir overlappet.

Merk at det er fire identiske produksjonsprofiler som blir overlappet, til tross for at det ser ut som kun én profil er inkludert. Totalt produsert energi tilsvarer 10515 MWh.

### 5.2.2 Beskrivelse av case og nett i andre analyse

Andre analysen av Case B tar sikte på å undersøke effekten av posisjoneringen av lokal energiproduksjon og hvordan dette påvirker spenningskvaliteten og belastningen på nettet. I denne analysen er fire solkraftverk med en installert effekt på 2,5 MW implementert, men i motsetning til første analyse er noen av disse kraftverkene plassert nærmere tilkoblingen til det eksterne strømmettet. Figur 5.18 gir en helhetlig oversikt over nettet, med røde sirkler som markerer posisjonene til solkraftverkene. Denne visualiseringen gir innsikt i hvordan den nye posisjoneringen av solkraftverkene påvirker strømfordelingen og belastningen i nettet.



Figur 5.18: Case B, nettmmodell for andre analyse.

Røde sirkler indikerer posisjon for solkraftverk. Fargekode indikerer spenning (p.u.) for punkter og belastning (%) for linjer. Figur 5.18 gir en statisk visualisering av hele systemet når solenergiproduksjonen fra de implementerte solkraftverkene og det totale forbruket er på sitt høyeste. Denne visualiseringen gir et overblikk over hvordan nettet responderer under maksimal belastning. Som det fremgår av figuren, viser den andre analysen av Case B at det er en reduksjon i belastningen i linjene sammenlignet med tidligere analyse, sett blant annet i figur 5.16. Dette kan indikere en mer optimal distribusjon av energi i nettet. Til tross for den reduserte belastningen, forblir spenningsnivået relativt høyt. Profil for energiproduksjon er lik som i første analyse, fremstilt ved figur 5.17

### 5.2.3 Resultater fra første analyse

Denne seksjonen er tilegnet resultater fra analyser gjennomført for case B, første analyse, der solproduksjonen er plassert lengre vekk sett fra eksternt grid.

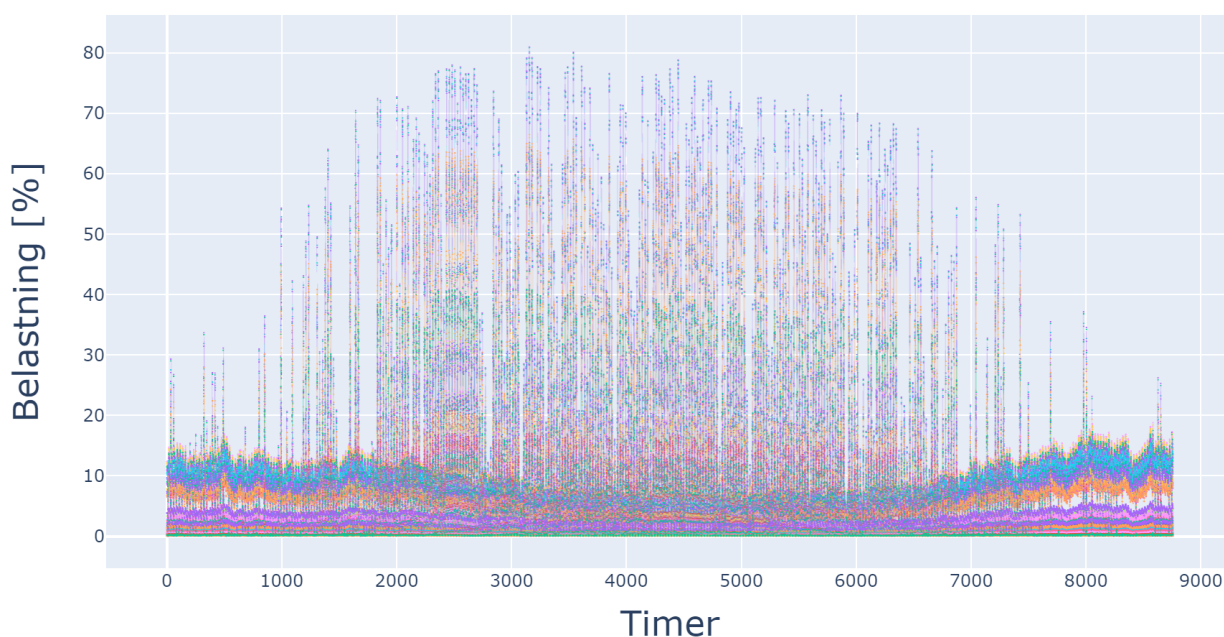
#### Belastning i nettet

Med nye tilkoblinger til solkraftverk i nettet vil belastningen øke. Denne seksjonen dreier seg om hvordan implementering av spredte solkraftverk i et mellomspenningsnett vil påvirke



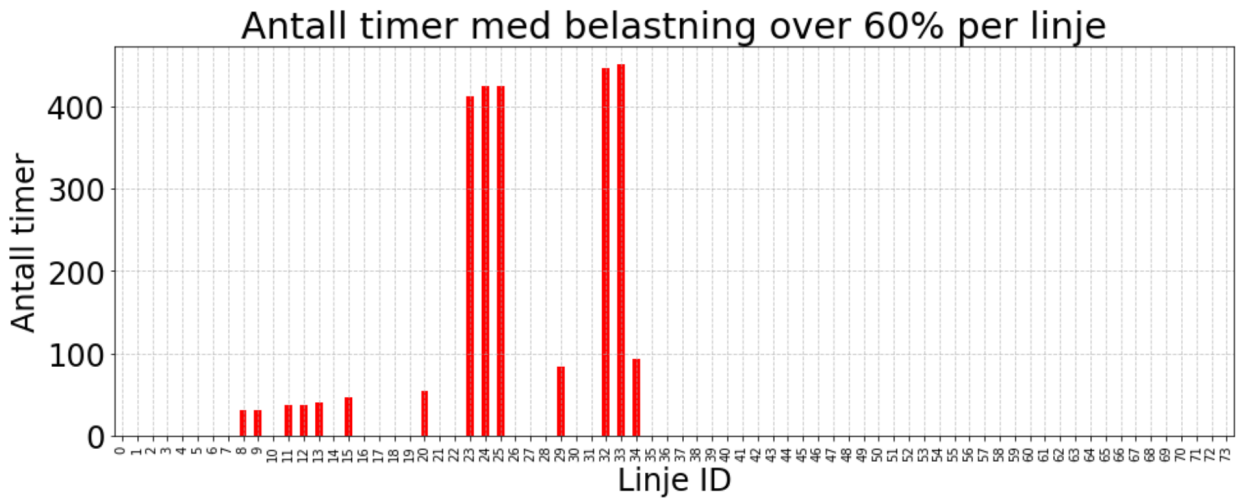
belastning i linjer. Med ny implementert energiproduksjon kan man også forvente en reduksjon i importert energi fra eksternt grid. Hadde forbruket i nettet vært høyt nok til å sluke hele energiproduksjonen kunne vi antatt at belastning i linjer til eksternt grid hadde blitt redusert. Dette er derimot ikke realiteten i dette scenariet. Som allerede visualisert i figur 5.2 vil maksimum last på alle forbrukspunkter sammenlagt ligge på omtrent 2 MW, mens total energiproduksjon i nettet vil gå opp mot omtrent 80-90% av sin installerte effekt på 10 MW, altså 8-9 MW.

I likhet med case A vil det være betydelig belastning på linjer også i dette scenariet, men det vil være noen andre linjer som vil bli høyest belastet enn tidligere case, visualisert i figur 5.16. Her kan vi se at linjene som opplever størst belastning er linjene mellom aggregeringspunktet for de fire produksjonsområdene og eksternt grid. Disse linjene vil oppleve nærmest like høy belastning i de timene i året med høyest lokal energiproduksjon, som fremstilt i figur 5.19.



Figur 5.19: Case B, linjebelastning i første analyse.

Denne figuren visualiserer linjebelastning per linje over analyseåret i første analyse av case B. Figuren viser tydelig at belastning i linjer kan nå opp mot 80% av kapasiteten til linjene, noe som vil være uegnet for drifting over lengre perioder. Derimot er solproduksjon en veldig fluktuerende energikilde, og en slik belastning forårsaket av solenergiproduksjon vil vare kun i korte perioder. Figur 5.20 fremstilt under visualiserer antall timer med belastning på over 60% per linje, for å skaffe et innblikk i hvordan spredt energiproduksjon påvirker antall timer med belastning i linjer.

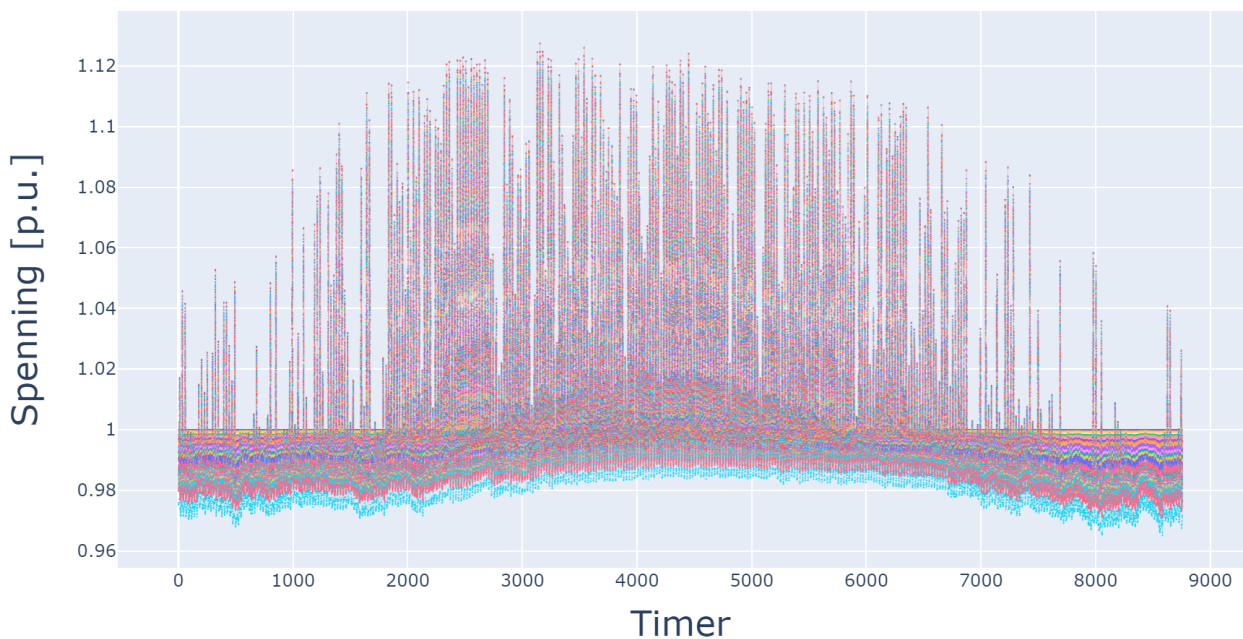


Figur 5.20: Case B, antall timer med belastning over 60% per linje i første analyse.

Figuren viser antall timer med belastning over 60% per linje. Totalt tilsvarer dette 2615 timer over alle linjer.

**Spenning i nettet**

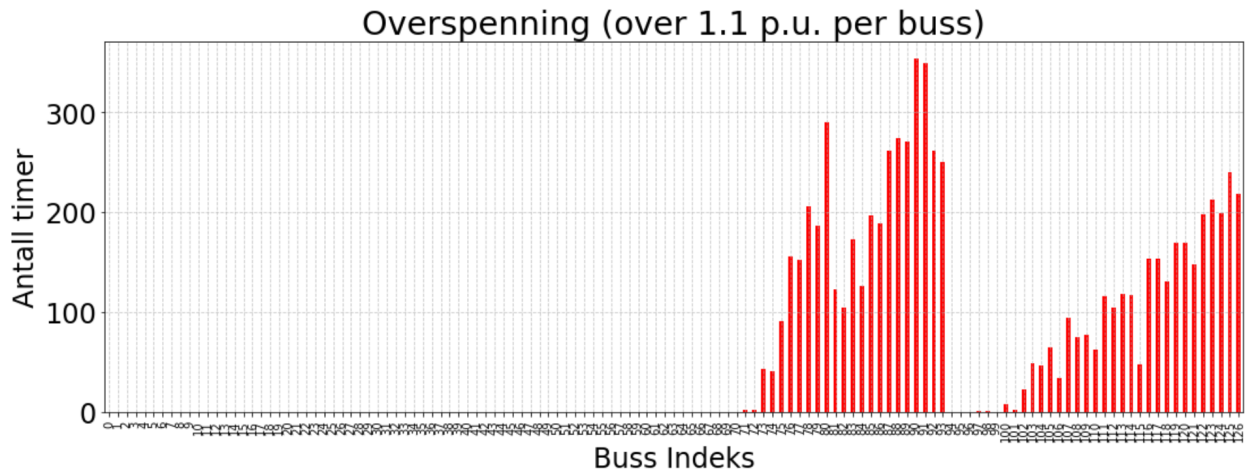
I denne casen er solkraftverket ikke begrenset i produksjonen, og spenningsprofilene som er visualisert, reflekterer dette ved å vise et solkraftverk som konsekvent produserer maksimal energi i henhold til den definerte solprofilen. Som et resultat av dette vil den lokale energi-produksjonen i nettet variere betraktelig mellom minimums- og maksimumsproduksjon, og denne variasjonen vil gjenspeiles i spenningsprofilen. Figur 5.21 viser spenningsnivået ved ulike busspunkter i case B, første analyse.



Figur 5.21: Case B, spenningsprofil i første analyse.

Figuren er en visualisering av spenningsnivåer i hver enkelt buss i nettet. Hyppig endring i spenning er forårsaket av solkraftverk. Det er tydelig at svingningene for spenningsprofilen

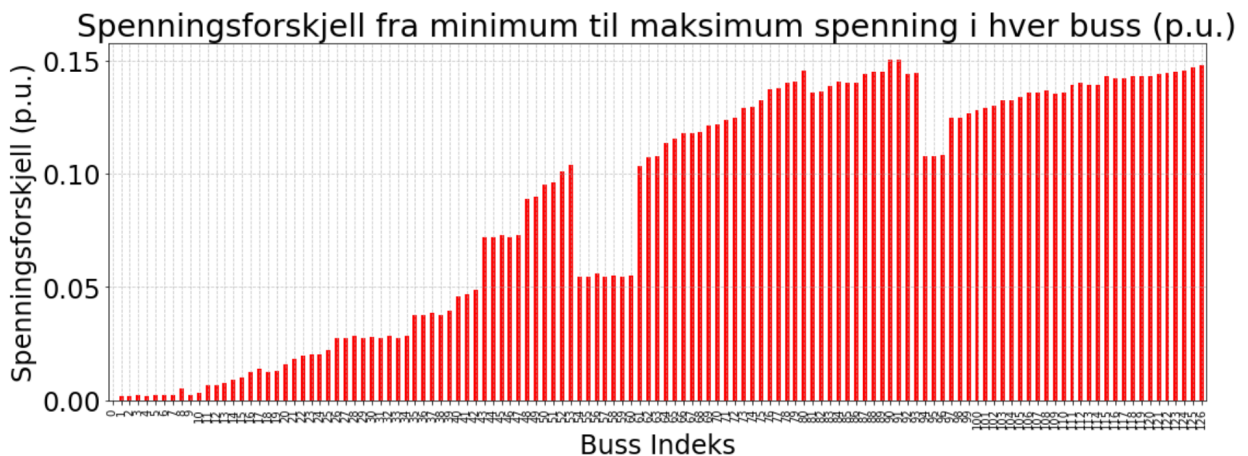
er meget påvirket av solproduksjonen i nettet. I realiteten vil verdier over 1,1 p.u. være uønskede verdier for spenning i nettet. Av den grunn inkluderes figur 5.22 under for å tydelig visualisere hvor mange timer spenningen vil overstige 1,1 p.u. i hver buss i systemet.



Totalt antall overspenningstimer: 7141 hours

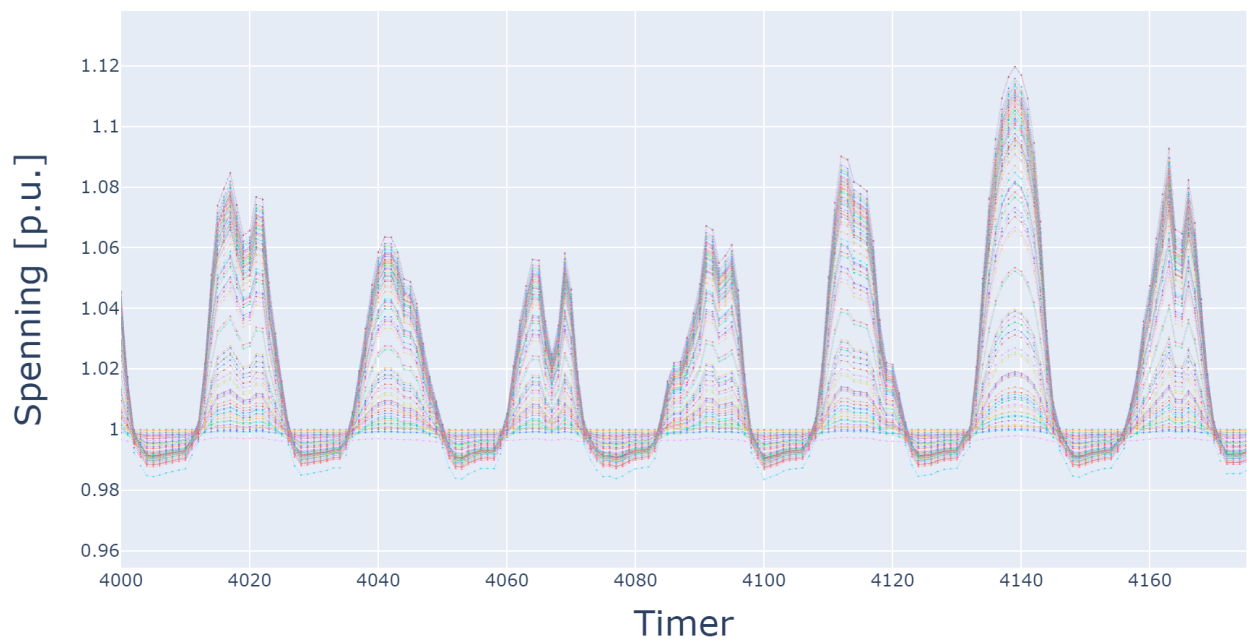
Figur 5.22: Case B, antall timer med overspenning i hver buss i første analyse.

X-akse indikerer buss ID og Y-akse indikerer antall timer med overspenning. Totalt er det 7141 timer med overspenning i systemet. Spenning som overstiger 1,1 p.u. er i grunn ikke det eneste problemet i nettet. Store svingninger med lave spenningsverdier og høye spenningsverdier over uønskede grenser er det som kan forårsake problemer med spenningskvalitet og kontroll av spenning i nettet. Av den grunn inkluderes det også en figur som tydelig viser differansen mellom den minste og største spenningsverdien i hver buss nedenfor.



Figur 5.23: Case B, differanse mellom minimum og maksimum målt spenningsverdi i hver buss i første analyse.

For å vurdere svingningene i spenning fra dag til natt inkluderes også figur 5.24 nedenfor.



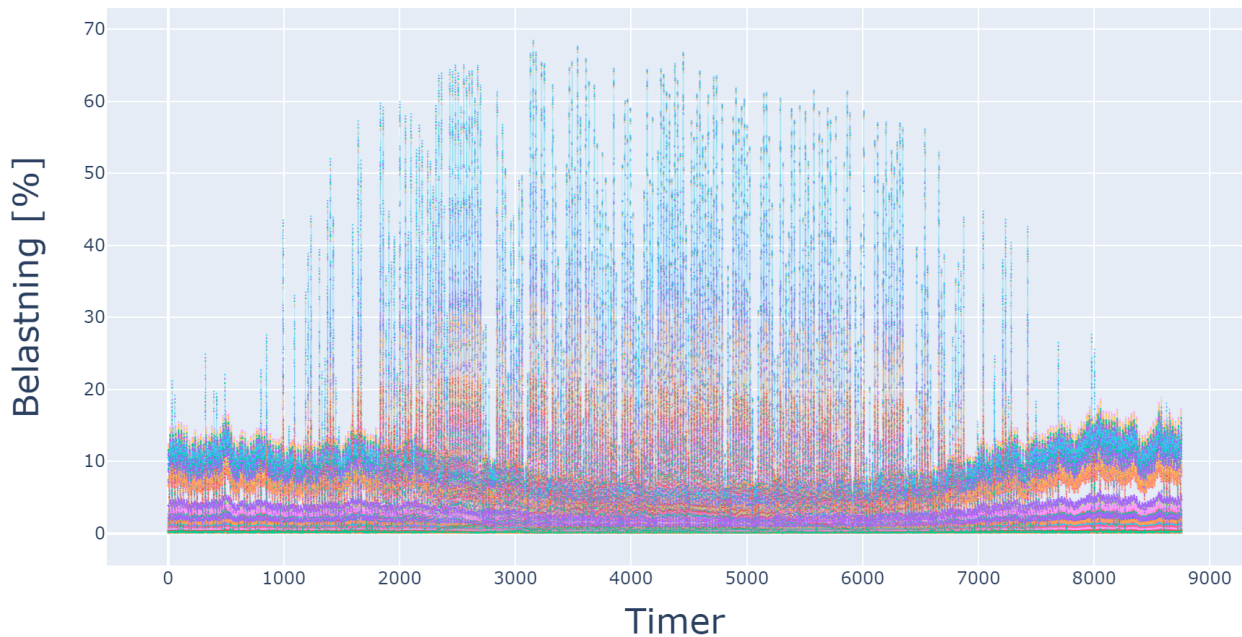
Figur 5.24: Case B, spenningsprofiler i en uke i juni. Viser tydelig overspenning på dagtid i én dag.

#### 5.2.4 Resultater fra andre analyse

Denne seksjonen er tilegnet andre analyse av case B, der solkraftverkene er posisjonert nærmere eksternt grid.

##### Belastning i linjer

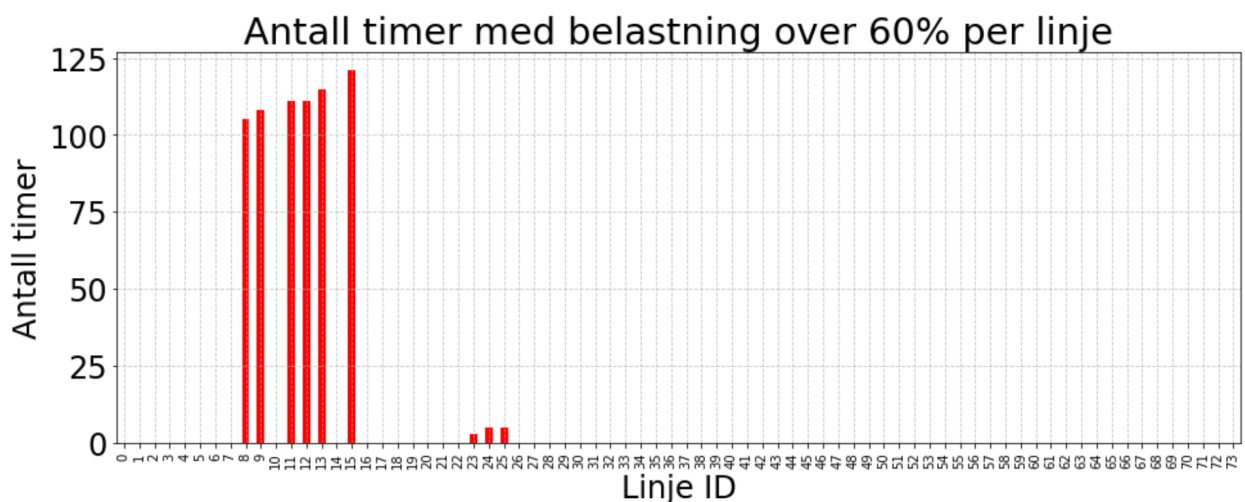
I denne analysen undersøkes nettet når solkraftverkene er plassert nærmere det eksterne strømmettet sammenlignet med første analyse i denne casen. Med den statiske modellen for dette nettet, presentert i figur 5.18, kan vi allerede anta at belastningen på linjene vil være et mindre problem enn i første analyse av Case B. Med dette som utgangspunkt inkluderes figur 5.25 nedenfor for å gi ytterligere innsikt i linjebelastningen.



Figur 5.25: Case B, linjebelastning i andre analyse.

Ulike farger indikerer ulike linjer. Som illustrert i figur 5.25, vil belastningen på linjene aldri overstige 70% i løpet av analyseåret. Videre kan vi observere at linjene som opplever høyest belastning er de som er nærmest tilkoblingen til det eksterne strømmettet, spesielt i områdene der energien produsert fra solkraftverkene møtes. Disse linjene er vanligvis dimensjonert for å kunne håndtere høyere belastning, noe som kan bidra til den reduserte belastningen som vi ser i disse resultatene.

I tillegg til å vurdere den maksimale belastningen, er det også viktig å se på hvor lenge slike belastninger vedvarer på linjene. Som fremstilt i figur 5.26, vil enkelte linjer oppleve over 100 timer med belastning over 60% i løpet av analyseåret. På grunn av den varierende naturen til solkraftproduksjonen vil disse høye belastningene også forekomme sporadisk, noe som reduserer problematikken for linjene.

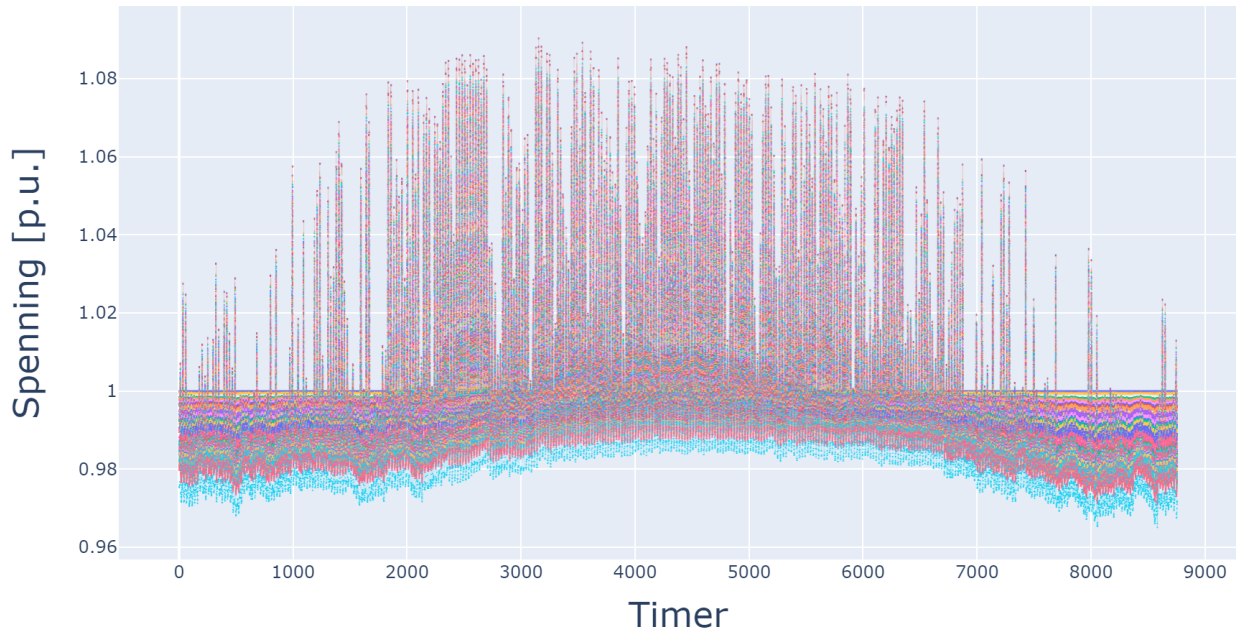


Figur 5.26: Case B, antall timer med belastning over 60% i hver linje i andre analyse.

Systemet opplever totalt 684 timer med linjebelastning over 60%.

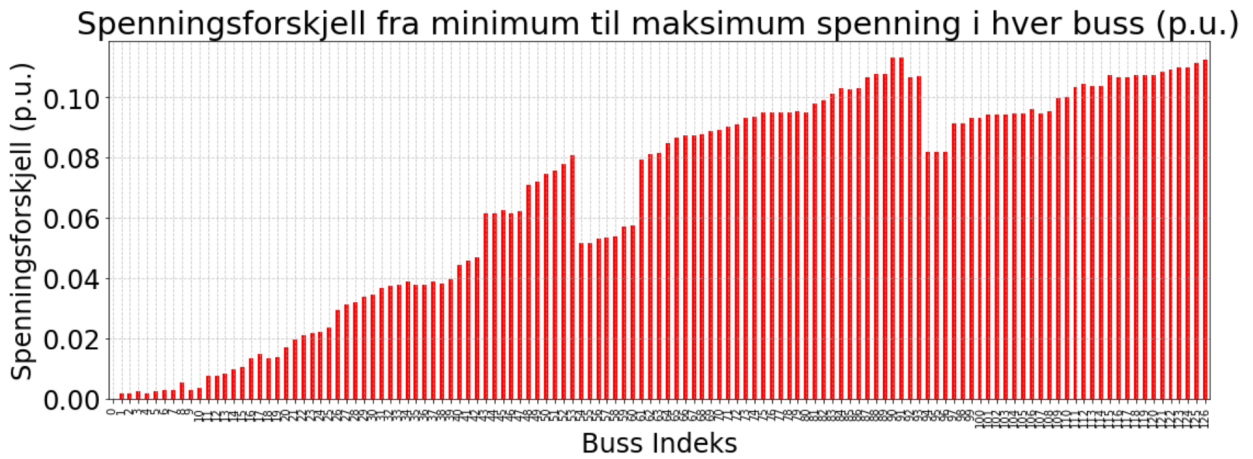
## Spenning i nettet

Resultatene som følger, illustrerer spenningsnivåene i systemet med solkraftverk som opererer optimalt i henhold til solprofilen gjennom analyseåret. Spenningen er sterkt knyttet til energiproduksjonen, noe som tydelig fremgår i figur 5.27. Her ser vi at spenningen i enkelte busser vil overstige 1,08 p.u., noe som fortsatt holder seg under de uønskede verdiene på 1,1 p.u.. Det er også mulig å observere at spenningsverdiene kan falle ned mot 0,96 p.u.. Det er rimelig å anta at spenningen i et slikt system potensielt kan falle ytterligere dersom det skulle oppstå en plutselig og samtidig økning i forbruk og begrenset produksjon. Imidlertid er det lite sannsynlig at spenningen vil falle under hva dette systemet kan håndtere.



Figur 5.27: Case B, spenningsprofil i andre analyse.

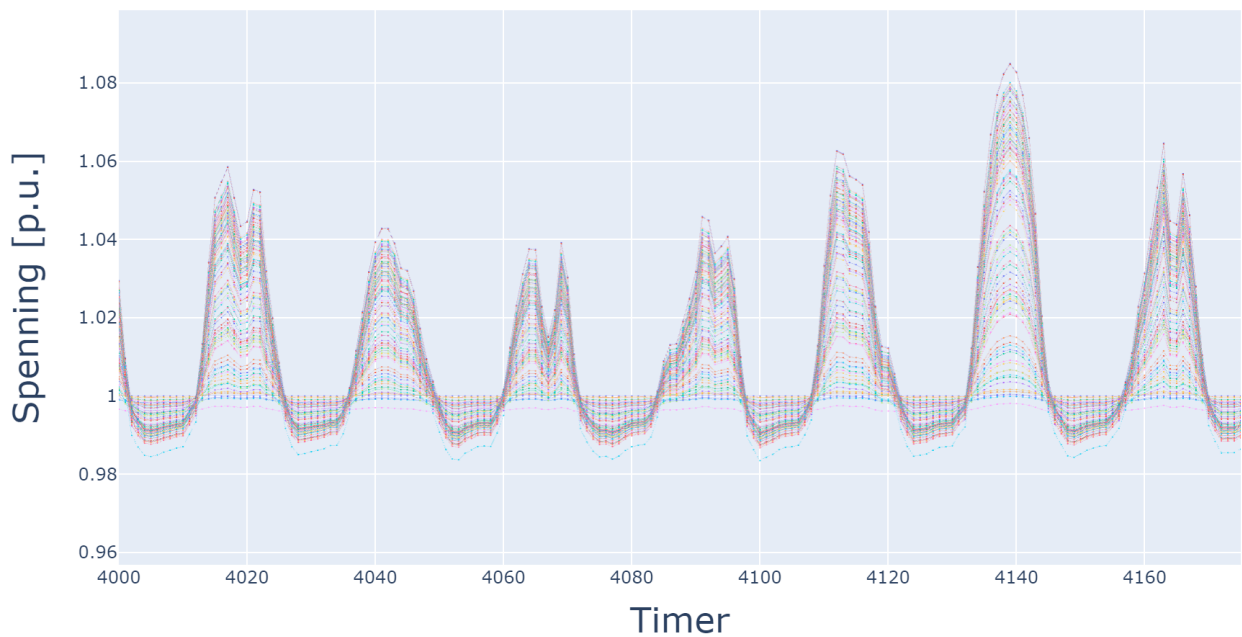
I figur 5.27 ser vi at spenningsnivåene overstiger 1,08 p.u. i enkelte busser. Imidlertid er det viktig å nøye vurdere svingningene i spenningsnivåene og de påfølgende konsekvensene. For å gjøre en slik vurdering, må vi analysere både minimums- og maksimumsverdiene for spenningen i bussene. Dette er klart illustrert i figur 5.28 nedenfor. Utforskningen av disse ekstremverdiene gir innsikt i spenningsstabiliteten i systemet og identifiserer potensielle områder for forbedring.



Figur 5.28: Case B, differanse mellom minimum og maksimum målt spenningsverdi i hver buss i andre analyse.

Figuren representerer differansen mellom minimums- og maksimumsverdi for spenning i hver enkelt buss over analyseåret. X-akse indikerer buss ID, mens Y-akse indikerer den aktuelle differansen. Det er åpenbart at visse busser i systemet har en spenningsdifferanse på over 0,1 p.u. Denne betydelige forskjellen kan medføre betydelige og plutselige svingninger i spenningen rundt i nettet, noe som krever en nøye vurdering av om dette er akseptabelt eller ikke. Det er viktig å forstå konsekvensene av slike spenningsfluktuasjoner, både med hensyn til driftsstabilitet og beskyttelse av tilkoblede enheter. Dette kan bidra til å informere om nødvendige tiltak for å opprettholde en pålitelig og stabil spenningskvalitet i nettet.

For å visualisere svingningene i spenning mellom dag og natt inkluderes også figur 5.29 nedenfor.



Figur 5.29: Case B, spenningsprofiler i en uke i juni.

Som man tydelig kan se i figuren er det store forskjeller mellom spenningsnivået på dagen og på natten, da det vil være null energiproduksjon på natten.

### 5.2.5 Diskusjon

Denne seksjonen er tilegnet diskusjoner rundt resultatene som tilhører case B og de to forskjellige analysene som er gjennomført.

#### Overbelastning i linjer

Den første analysen av belastning i linjer i Case B fokuserer på effekten av å implementere spredte solkraftverk i et mellomspenningsnett. Med den nye tilkoblingen av solkraftverk oppnås andre resultater for belastning i linjer, sammenlignet med case A. Overraskende nok vil ikke denne tilkoblingen føre til en reduksjon i belastningen på linjene som går til det eksterne strømmettet. Dette skyldes det relativt lave totale forbruket i nettet, som ikke er tilstrekkelig til å absorbere all energiproduksjonen. Belastningen på linjene, spesielt de mellom aggregasjonspunktet for produksjonsområdene og det eksterne nettet, vil være betydelig, med belastninger på opptil 80% av kapasiteten til linjene. Selv om denne belastningen kan virke høy, vil den være kortvarig (varer kun noen timer midt på dagen) på grunn av den fluktuerende naturen til solenergiproduksjonen. Selv om vi da kan anta at det ikke vil bringe store problemer for linjene, vil forskjellen i belastning mellom resultatene i case B og resultatene i referansenettet fremvist i figur 5.6 være betydelige. Vi kan på den måten se hvor stor påvirkning implementering av solkraftverk kan ha på nettet.

I den andre analysen av Case B plasseres solkraftverkene nærmere det eksterne strømmettet sammenlignet med den første analysen. Dette reduserer belastningen på linjene betydelig. Resultatene viser at belastningen på linjene aldri overstiger 70% av kapasiteten gjennom året. De linjene som opplever høyest belastning er de nærmeste tilkoblingen til det eksterne nettet og produksjonsområdene for solkraftverkene. Disse linjene er vanligvis dimensjonert for å håndtere høyere belastning, noe som bidrar til å redusere belastningen. Videre viser analysen at selv om noen linjer opplever over 100 timer med belastning over 60%, er dette sporadisk på grunn av den varierende solkraftproduksjonen. Dette reduserer utfordringene knyttet til linjebelastningene over tid.

Sammenligningen av de to analysene av belastning i linjene avslører en tydelig forskjell som følge av posisjonen av solkraftverkene. Det er klart at valget av plassering for solkraftverkene spiller en betydelig rolle for nettets kapasitet til å håndtere energiproduksjonen. Analysene viser at nettet og linjene nærmest tilknyttet det eksterne strømmettet er bedre egnet til å takle store mengder energi sammenlignet med linjene lenger unna. Av den grunn vil også analysen der solkraftverkene ligger nærmere ekstern grid ha bedre resultater, da linjene her er bedre egnet for å takle den økte strømmen. Dette indikerer at strategien for plassering av solkraftverkene har direkte innvirkning på belastningen i nettet.

I første analyse ble det registrert totalt 2615 timer med belastning over 60%, mens andre analyse kun opplevde 684 timer med tilsvarende belastning. Den betydelige forskjellen i antall timer med høy belastning understreker også viktigheten av å velge riktig posisjonering for solkraftverkene. Det er tydelig at plasseringen av solkraftverkene i nærheten av det eksterne strømmettet bidrar til å minimere belastningen på linjene og dermed redusere potensielle problemer knyttet til linjebelastning over tid. Denne observasjonen understreker behovet for en grundig analyse og strategi for plassering av solkraftverk for å optimalisere nettets ytelse og pålitelighet.

#### Spenningsnivå

Sammenligningen av de to analysene av spenningsprofiler gir et interessant bilde av hvordan solkraftverkets posisjonering påvirker spenningen og stabiliteten i systemet. I den første analysen viser spenningsprofilene tydelig den betydelige påvirkningen av solproduksjonen.



Svingninger i spenningen, særlig over ønskede verdier, er direkte knyttet til variasjonen i solenergiproduksjonen. Dette kan sees i figur 5.21, som viser hyppige endringer i spenningsnivåene forårsaket av solkraftverket. Videre illustrerer figur 5.22 at man opplever at spenningen overstiger 1,1 p.u. i totalt 7141 timer i systemet når man legger sammen antall timer med overspenning i hver enkelt buss. Det er også viktig å merke seg den markante forskjellen mellom minimums- og maksimumsverdiene for spenningen, som viser differanseverdier opp mot 0,15 p.u. i figur 5.23. Dette er store svingninger i spenningsnivå man helst skulle vært foruten.

I den andre analysen, der solkraftverkene er plassert nærmere ekstern grid, observeres lignende mønstre i spenningsnivåene. Imidlertid ser vi at spenningene forblir innenfor akseptable grenser, med en maksimal verdi på 1,08 p.u. (vist i figur 5.27, som fortsatt holder seg under den uønskede grensen på 1,1 p.u. Til tross for dette er det viktig å nøye vurdere svingningene i spenningsnivåene og deres potensielle konsekvenser. Som illustrert i figur 5.28 kan vi se en maksimal differanse på omtrent 0,11 p.u. i resultatene fra andre analyse.

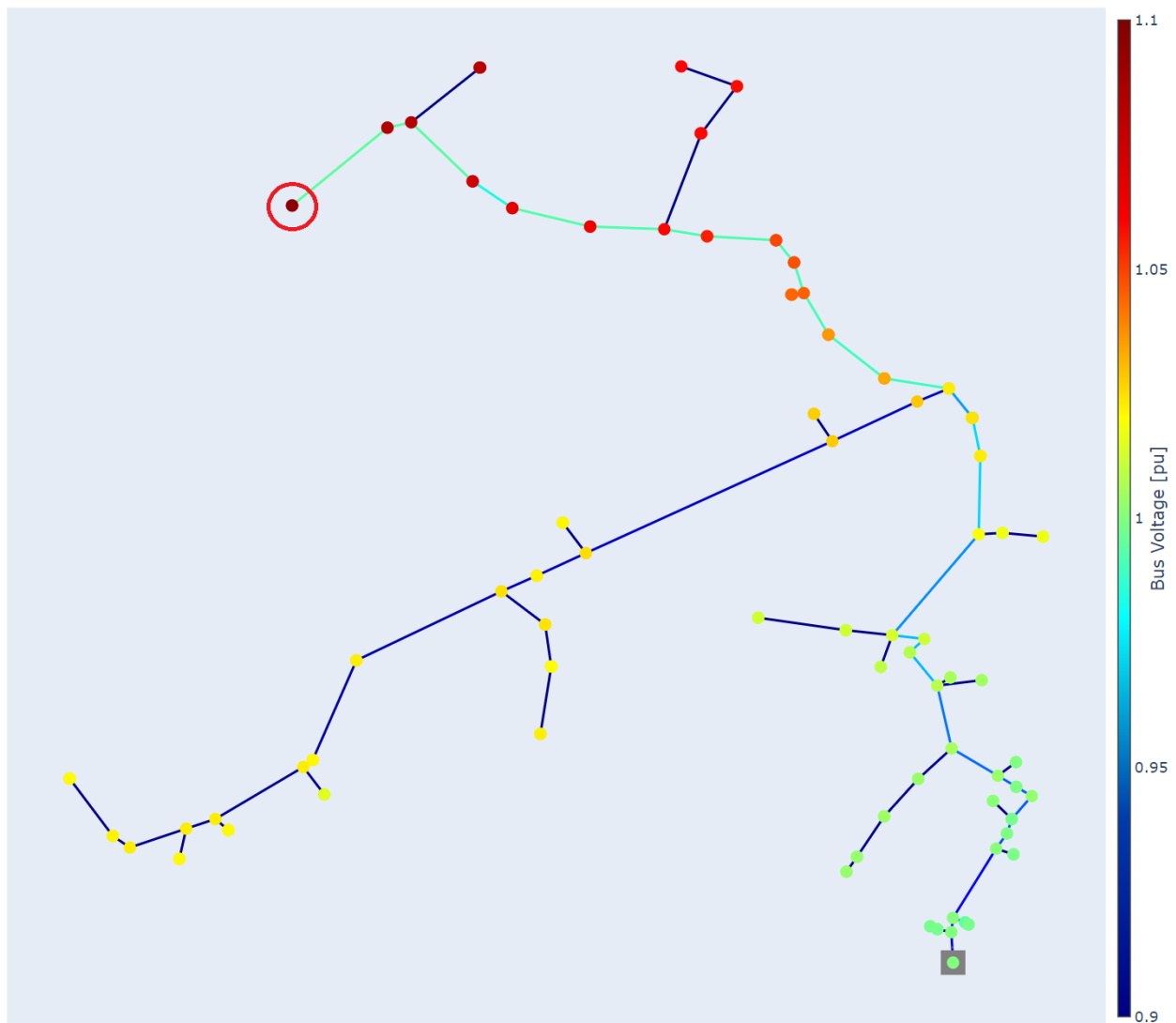
Sammenlignet med den første analysen, der spenningene ofte oversteg ønskede verdier på 1,1 p.u. og varierte betydelig, viser den andre analysen en mer stabil spenningsprofil i den forstand at differansen mellom minimum og maksimum spenningsverdi er mindre. Denne forskjellen i spenningsdifferanse understreker viktigheten av riktig plassering av solkraftverkene for å opprettholde en pålitelig og stabil spenningskvalitet i nettet. Disse analysene antyder dermed at plasseringen av solkraftverk nærmere det eksterne strømmettet kan bidra til å minimere spenningsfluktuasjoner og forbedre nettets stabilitet og pålitelighet.

## 5.3 Case C

Case C omhandler analyser av nettet dersom det implementeres et solkraftverk med 10 MW installert effekt, samtidig som det implementeres lokal energilagring i form av batteri. I denne casen skal det analyseres hvordan et slikt batteri kan bidra til peak-shaving, og hvordan dette påvirker spenningskvaliteten og belastning i nettet. Samtidig skal det gjøres en analyse der batteriet underdimensjoneres.

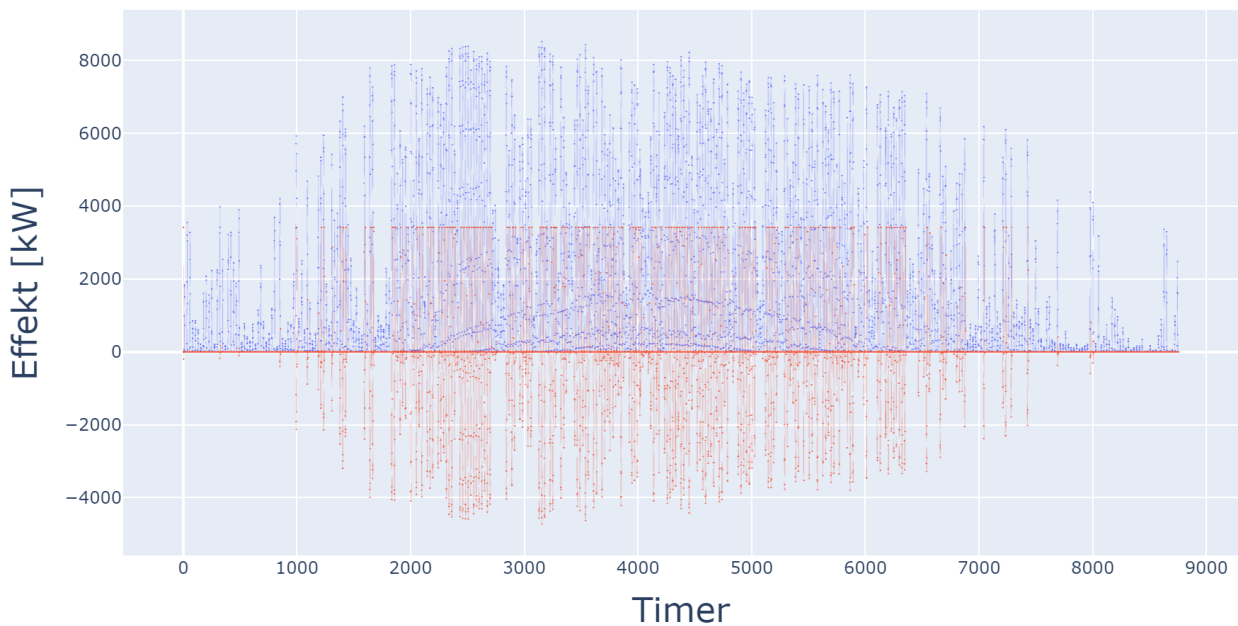
### 5.3.1 Beskrivelse av case og nett

I case C vil det implementeres et solkraftverk med installert effekt på 10 MW, lokalisert i prikk merket med rød sirkel i figur 5.30. Denne figuren er en statisk fremvisning av spenningsverdi og belastning i linjer når solenergiproduksjonen er på maksimum, og batteriet opplades. I analysene vil dette være tilfellet når solenergiproduksjonen er på sitt maksimale, da batteriene er satt til å peak-shave når solenergiproduksjonen overstiger 3,8 MWh per time. All overflødig energi over denne terskelen vil lagres i batteriet, og utlades når energiproduksjonen fra solkraftverket er under terskelen. Denne verdien er valgt slik at spenningsverdiene ikke skal overstige uønskede verdier og for at man ikke skal peak-shave mer enn nødvendig.



Figur 5.30: Case C, nettmodell. Batteri er posisjonert i samme område som solkraftverket, merket med rød sirkel.

I modellen er batteriet implementert som en generator, med negativ produksjonsverdi når den opplades og positiv produksjonsverdi når den utlades. Figur 5.31 viser tydelig profil for både energi produsert i solkraftverket og energi inn/ut av batteriet. I denne profilen er ikke profilen til produsert energi i solkraftverket påvirket av batteriet i noen grad, og man kan tydelig se at grafen for produsert energi i solkraftverket er identisk med profilen i case A, vist i figur 5.9.



Figur 5.31: Case C, profil for energiproduksjon og opplading/utlading av standardbatteri.

Blå graf i figuren over indikerer produksjonsprofilen til solkraftverket mens rød graf indikerer energien inn og ut av batteriet (negative verdier er opplading av batteri og positive verdier er utlading av batteri).

For å tydeliggjøre grunnlaget for resultatene vil også parametere for batteriet inkluderes i tabell 5.5 under. Dette gjelder også parametere for et underdimensjonert batteri, som det også skal gjøres analyse på i denne casen. Dette er for å vise konsekvensene av feildimensjonerte batterier. Verdiene er valgt ut fra hva som er nødvendig for nettet. 50 MWh er valgt for at batteriet skal ha nok kapasitet til å kunne peak-shave på en slik måte at spenningen og belastningen i nettet ikke overstiger uønskede verdier. 10 MW installert effekt vil i grunn være overdimensjonering, men verdien er valgt for å sørge for at batteriet til en hver tid skal ha nok effekt til å kunne lade all energi som trengs.

Tabell 5.5: Case C, batteriparametere

	Standardbatteri	Underdimensjonert batteri
Maksimal effekt	10 MW	4 MW
Kapasitet	50 MWh	20 MWh
Oppladningseffektivitet	95%	95%
Utladningseffektivitet	90%	90%
Minimum tilstand av ladning	20%	20%
Maksimal tilstand av ladning	80%	80%

Ved analyse av underdimensjonerte batterier er terskelen for peak-shaving satt til samme verdi som for standardbatteriet, nemlig 3,8 MW. Dette betyr at når solkraftverket produserer mer enn 3,8 MWh per time vil den overflødig energi lagres i batteriet, og batteriet vil kun utlades når solkraftverket produserer mindre enn 3,8 MWh per time. Total energi ut på nettet vil på denne måten aldri overstige 3,8 MWh per time så lenge batteriet ikke er fulladet. Denne verdien er bestemt slik at batteriet skal kunne peak-shave nok til at spenningsnivået i nettet aldri overstiger uønskede verdier. Det standardde batteriet er dimensjonert slik at det alltid skal ha nok kapasitet til å kunne bidra med peak-shaving uten at det blir fulladet og man ser seg nødt til å strupe produksjon.

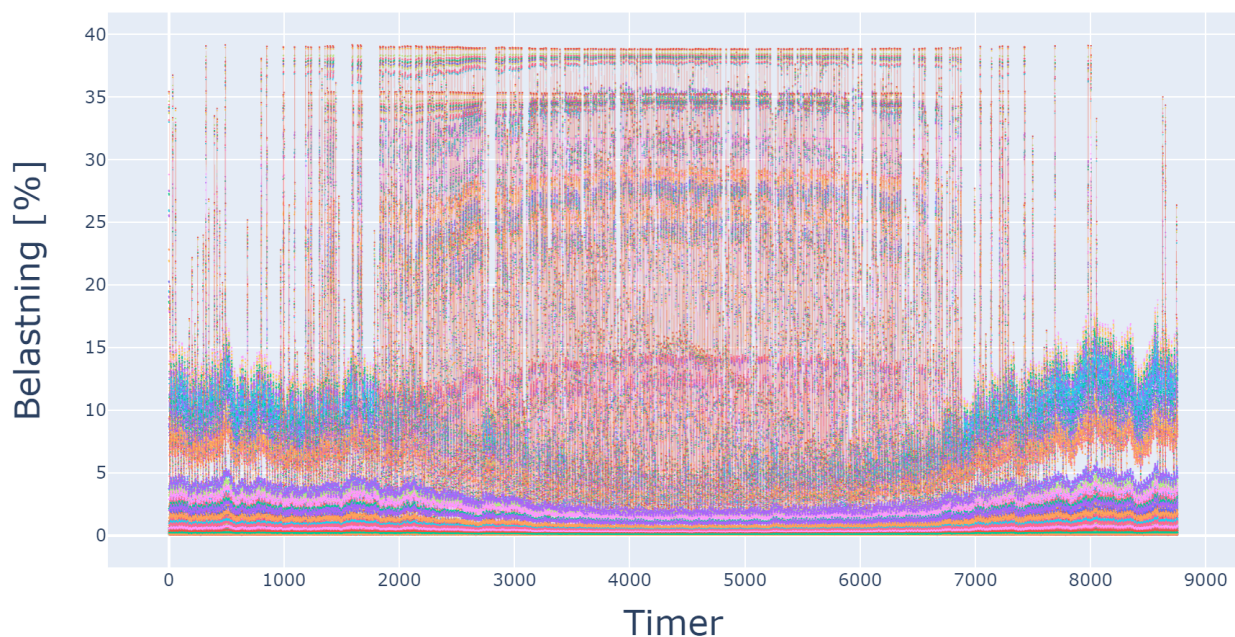
Man kunne i grunn satt terskelen for det underdimensjonerte batteriet høyere slik at det effektivt kan peak-shave uten at kapasiteten blir for lav, men dersom man peak-shaver mindre vil spenningsnivået i nettet bli såpass høyt at man sannsynligvis må strupe energiproduksjon.

### 5.3.2 Resultater av analyse

Resultatene inkluderer analyser av spenningsnivåer og belastning i linjer over analyseåret for begge batteriene som er fremstilt i tabell 5.5. Disse analysene skal gi innsikt i hvordan batterier kan bidra til å stabilisere et nett, men også til å kunne se konsekvenser av eventuell underdimensjonering av batteri. I denne seksjonen er det standardde batteriet dimensjonert på en slik måte at spenningsverdien ikke skal overstige uønskede verdier, og det underdimensjonerte batteriet har samme terskel for opplading/utlading som det standardde batteriet. Dimensjonering av standardbatteri og terskelen er bestemt slik at det standardde batteriet skal kunne peak-shave så mye energi som mulig, uten at det overstiger kapasiteten til batteriet og spenningsnivået i nettet forblir akseptabelt. Disse verdiene er funnet ved å gjennomføre flere simuleringer for å finne de best egnede verdiene. Når man skal vurdere batteristørrelse er det også viktig å tenke på energien som går tapt på grunn av batteriets effektivitet ved opplading og utlading. I analysen for det standarddimensjonerte batteriet har 340 MWh gått tapt som følge av dette.

#### Belastning i nettet

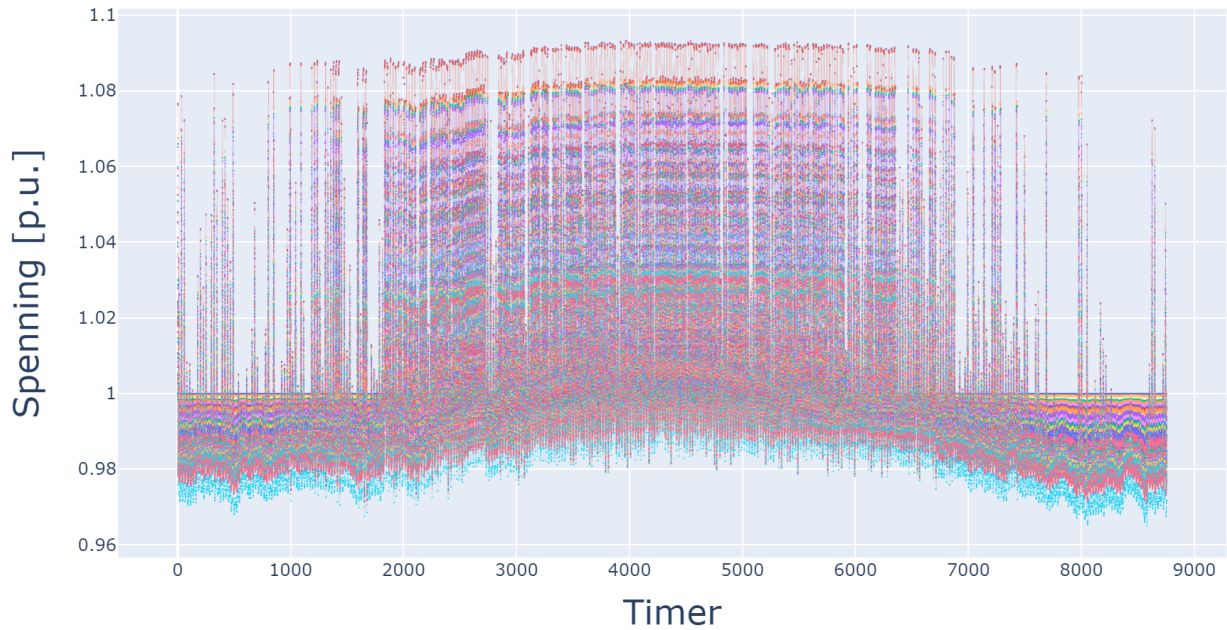
Med standardbatteriet vil belastningen på linjene i nettet holde seg innenfor ønskede verdier, og på det meste ligge opp mot 40% belastning. Figur 5.32 viser at linjebelastningen vil være nesten konstant på 39% når energiproduksjonen fra solkraftverket er høy. I tillegg vil belastningen forbli høy selv når solkraftverket slutter å produsere energi, da batteriet lades opp på dagtid og tømmes om natten. Dette betyr at belastningen på linjene vil være høye over lengre perioder enn uten implementert batteri, men toppene i belastning vil være lavere.



Figur 5.32: Case C, belastning i linjer over analyseåret.

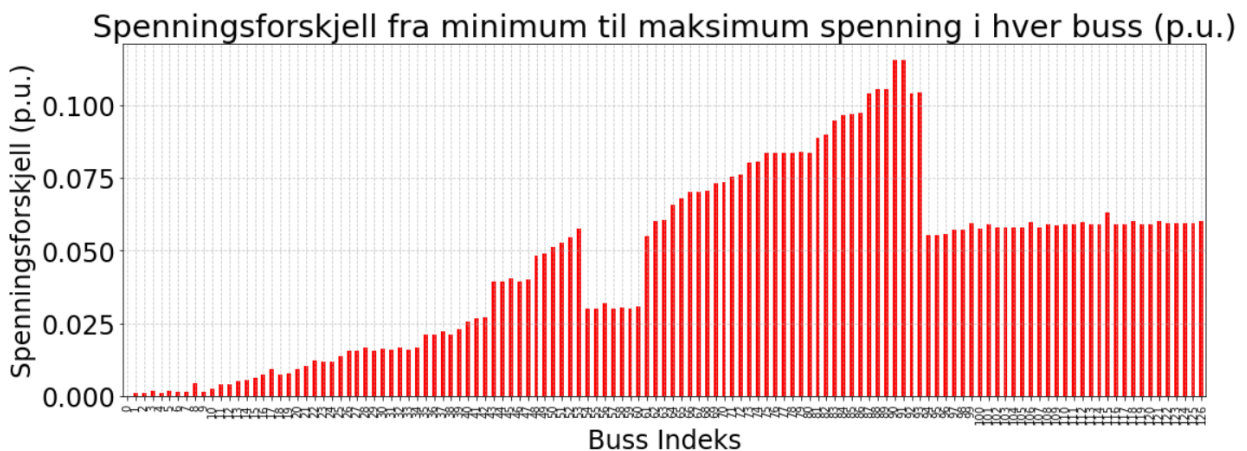
### Spenning i nettet

Batterier brukt for peak-shaving har en særdeles god egenskap for å bidra til spenningskontroll. Når man implementerer batterier i systemet vil man kunne potensielt styre all energi inn på nettet fra solkraftverket, og av den grunn sette akkurat den spenningen som er ønskelig. Problemet her ligger ofte i kostnader og dimensjonering av batterier, og å kunne implementere store batterier for full spenningskontroll i store solkraftverk er ikke økonomisk ideelt. Likevel kan batterier i hjelpe med spenningskontroll i form av peak-shaving, som visualisert i figur 5.33 under.



Figur 5.33: Case C, spenningsprofil for nett med implementert standardbatteri.

I tillegg til en slik spenningsprofil er det inkludert en figur som tydelig viser differansen mellom minimum og maksimal spenningsverdi i hver buss over analyseåret. Figur 5.34 bidrar med forståelse for hvor store spenningsvariasjoner nettet kan være utsatt for, og hva man bør være forberedt på.



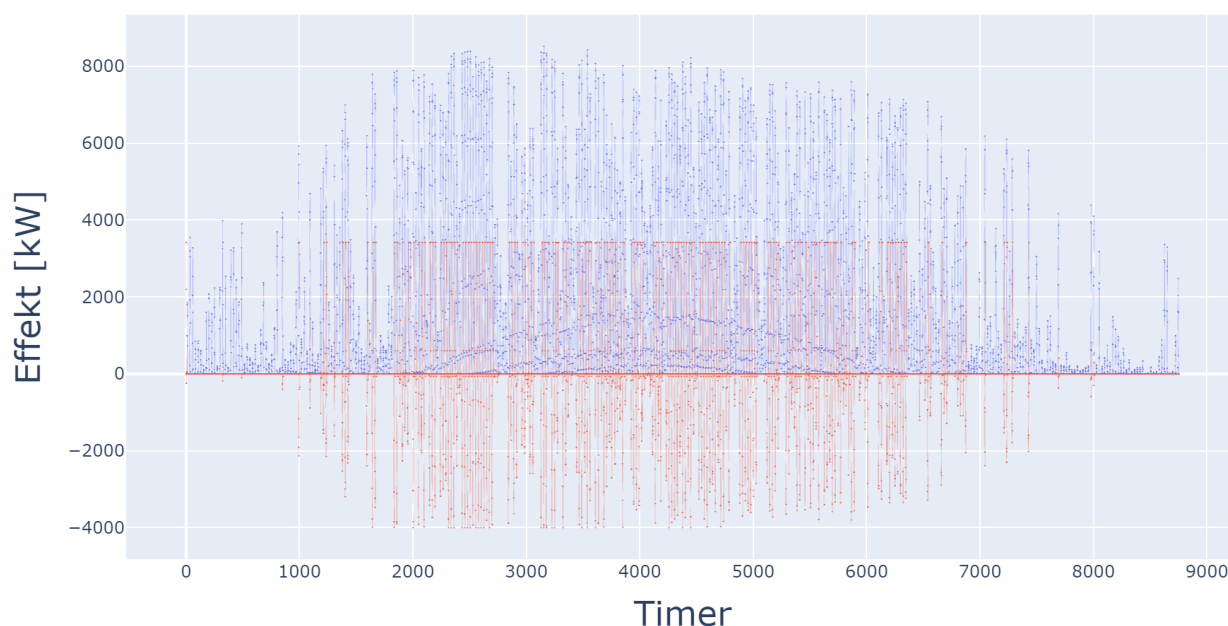
Figur 5.34: Case C, differanse mellom minimum og maksimum spenningsnivå i hver buss.

Ved bruk av standardbatteri i samsvar med 10 MW solkraftverk vil man altså kunne peak-

shave på en slik måte at spenningsverdien aldri vil overstige 1,1 p.u., som sett i disse resultatene.

### Resultater dersom man underdimensjonerer batteri

Ved underdimensjonering av batteri er både effekten og kapasiteten til batteriet redusert betraktelig. Parametere for batteriet finnes i tabell 5.5. Figuren under viser tydelig produksjonsprofil for solkraftverket og operasjon for det underdimensjonerte batteriet, der negative verdier betyr at batteriet opplades og positive verdier betyr at batteriet utlades. Når man skal gjennomføre økonomiske analyser er det viktig å merke seg tapet som følge av effektivitet til batteri. Det underdimensjonerte batteriet vil tape omtrent 250 MWh energi i opplading og utlading over analyseåret.

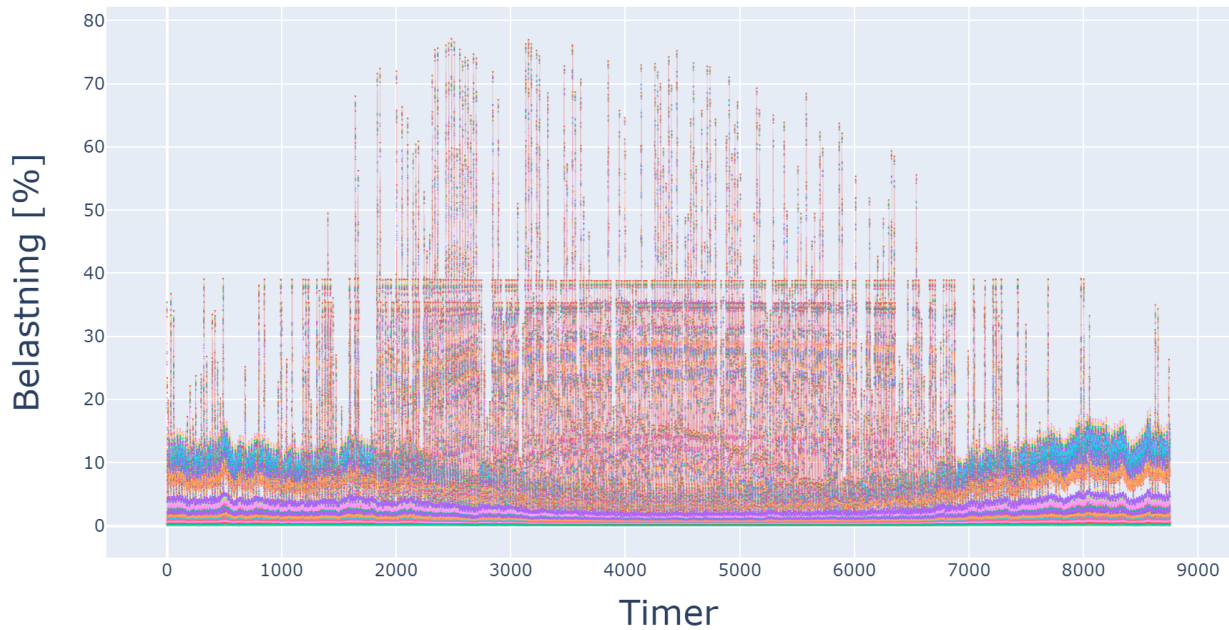


Figur 5.35: Case C, profil for energiproduksjon og opplading/utlading av underdimensjonert batteri. Gen 0 (blå) graf er solkraftverket og Gen 1 (rød) er batteriets opplading og utlading.

Som sett i figur 5.35 over er driften for det underdimensjonerte batteriet særdeles lik i form som for standardbatteriet, sett i figur 5.31. likevel er det noen få ulikheter som følge av forskjellige parametere. I de følgende seksjonene skal resultatene for en slik underdimensjonering analyseres.

### Belastning når underdimensjonert

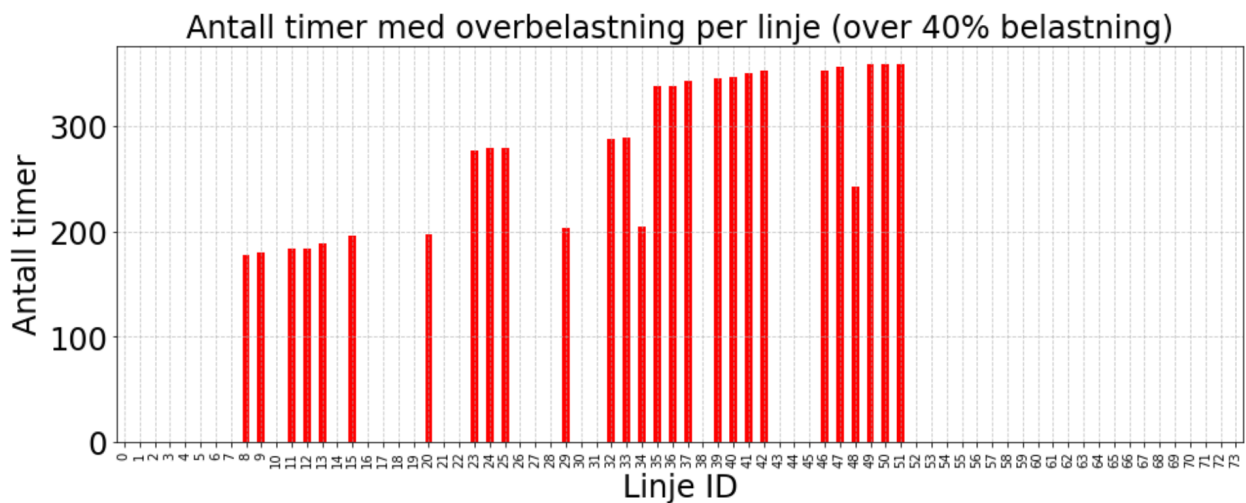
Belastning i linjer som følge av underdimensjonert batteri kan være særdeles markant. Som følge av for lav kapasitet i batteriet vil det ikke klare å peak-shave samme mengde som standardbatteriet klarer.



Figur 5.36: Case C, linjebelastning for nett med underdimensjonert batteri.

Det er tydelig i figur 5.36 ovenfor at batteriet vil ha problemer med å peak-shave i perioder med mye energiproduksjon fra solkraftverket. Dette kan særlig komme av for dårlig kapasitet i batteriet. Selv om et underdimensjonert batteri vil ha lavere kostnader enn et større batteri vil man også potensielt måtte strupe produksjon dersom det fører til høy belastning og dårlig spenningskvalitet.

For å sammenligne det underdimensjonerte batteriet med et standardbatteri, presenteres en figur nedenfor som viser antall timer med belastning over 40% i hver enkelt linje. Valget av denne grensen skyldes at belastningen i nettet med et standardbatteri aldri oversteg 40%, men holdt seg nesten konstant på denne verdien. Ved å bruke denne grensen kan vi enkelt vurdere hvor mange timer i løpet av analyseåret hver linje opplever overbelastning på grunn av den lave batterikapasiteten.



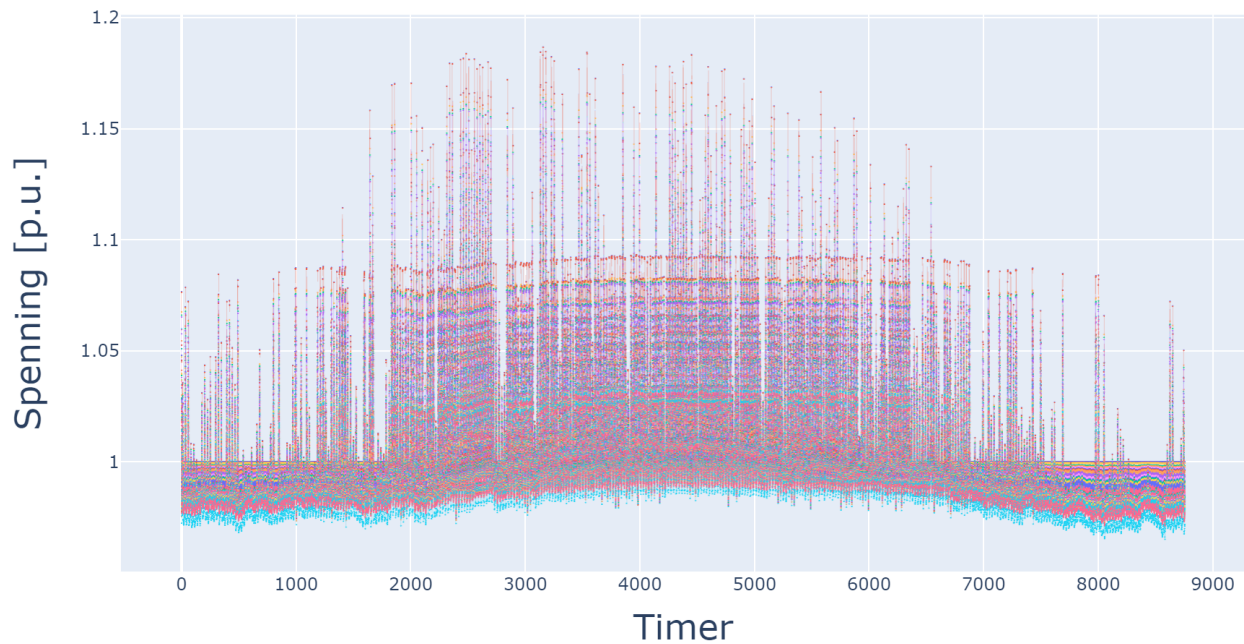
Figur 5.37: Case C, antall timer med belastning over 40% for nett med underdimensjonert batteri.

Et underdimensjonert batteri kan altså i enkelte linjer forårsake over 350 timer med økt be-

lastning. Totalt antall timer på tvers av alle linjene tilsvarer dette 7579 timer med belastning over 40%.

### Spenningsnivå i nett med underdimensjonert batteri

Spenningsnivået vil også bli påvirket av utilstrekkelig batterikapasitet på samme måte som belastningen i nettet. Når batteriet er fulladet og energiproduksjonen ikke er begrenset, vil all produsert energi mates inn i nettet, noe som kan føre til betydelige spenningsøkninger. For å visualisere hvordan spenningen utvikler seg over analyseåret med et underdimensjonert batteri, presenteres figur 5.38 nedenfor.

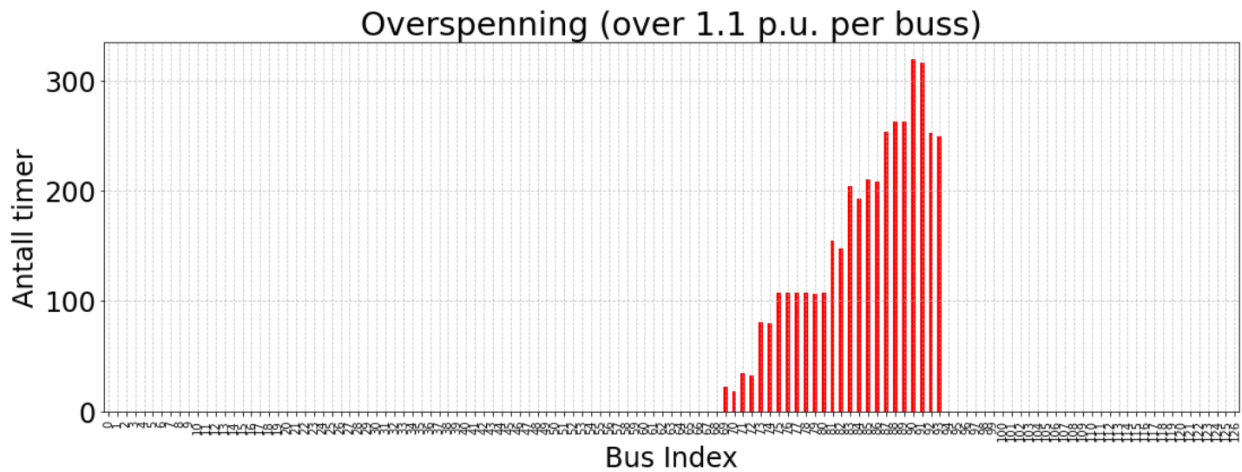


Figur 5.38: Case C, spenningsprofil for nett med underdimensjonert batteri.

Som man kan se i figur 5.38 vil spenningen ligge stabilt på rett under 1,1 p.u. når batteriet peak-shaver optimalt, men spenningen vil øke betraktelig når batterikapasiteten ikke er tilstrekkelig, opp mot 1,2 p.u. Disse toppene i spenning er hovedsakelig forårsaket av mettet batteri, men noe kommer også av at batteriet har for liten effekt.

Spenningsverdier som overstiger 1,1 p.u. betraktes generelt som uønsket høye verdier. Dette danner grunnlaget for den påfølgende figuren som viser antall timer der spenningen overstiger 1,1 p.u. i hver enkelt buss.



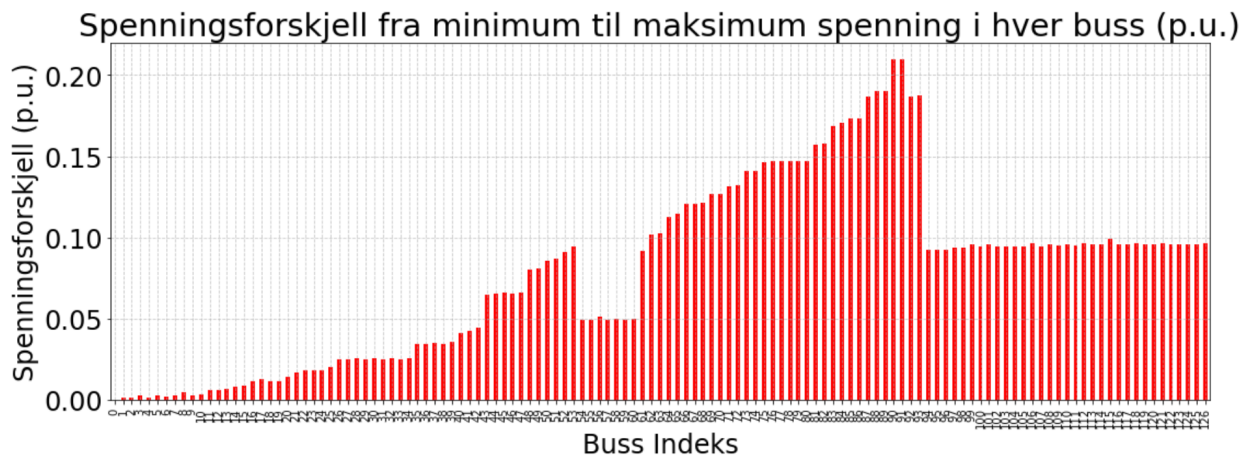


Totalt antall overspenningstimer: 3943 hours

Figur 5.39: Case C, antall timer med overspenning i nett med underdimensjonert batteri.

Figuren beviser at det vil oppleves spenning på over 1,1 p.u. i over 300 timer i enkelte busser, og 3 943 timer totalt over alle busser. Dette er en markant økning fra analysen med standardbatteri, der nettet aldri opplevde spenning over 1,1 p.u.

I tillegg til å se på de høyeste toppene i spenningsverdi og hvor lenge spenningen holder seg utenfor ønskede verdier er det viktig å se på hvor mye spenningen kan endre seg fra laveste punkt til høyeste punkt. Figur 5.40 nedenfor illustrerer differansen mellom laveste og høyeste målte spenningsverdi i hver buss.



Figur 5.40: Case C, differanse mellom minimum og maksimum spenningsnivå i hver buss for nett med underdimensjonert batteri.

Som figuren tydelig viser er det altså store forskjeller mellom laveste og høyeste målte spenningsverdi i nettet med underdimensjonert batteri. Med svingninger på over 0,2 p.u. vil spenningskvaliteten og stabiliteten i nettet være særdeles dårlig, og man blir nødt til å utføre handlinger for å oppnå akseptable verdier.

### 5.3.3 Diskusjon

Analysene av spenningsnivåer og linjebelastning i de to battericaser gir verdifull innsikt i hvordan batteriteknologi påvirker stabilitet og effektivitet i solkraftnett. Mens det standard-

dimensjonerte batteriet opprettholder ønskede spenningsverdier og jevner ut linjebelastningen, viser det underdimensjonerte batteriet betydelige utfordringer med belastningsstyring og spenningskontroll. Man kan også se ut fra resultatene at det i grunn ikke er den nominelle effekten til batteriene som er den store forskjellen, men heller kapasiteten. Standardbatteriet hadde hatt akkurat samme effekt om den nominelle effekten var 5 MW og ikke 10 MW, så lenge kapasiteten er stor nok. Dette kommer av at den overflødige effekten over terskelen på 3,8 MW aldri vil overstige 4,7 MW (maksimum effekt fra solkraftverket på 8,5 MW minus terskel på 3,8 MW).

### Belastning i linjer

Analysene av linjebelastning avdekker forskjeller mellom de to batteriene når det gjelder håndtering av belastning på nettet. Med det standarddimensjonerte batteriet opplever linjene relativt moderate belastningsnivåer, selv i perioder med høy solkraftproduksjon. Dette tyder på effektiv peak-shaving og jevn fordeling av energi gjennom nettet. På den annen side viser det underdimensjonerte batteriet tegn til overbelastning, spesielt i perioder med intens solkraftproduksjon. Dette er et resultat av utilstrekkelig batterikapasitet og -effekt til å håndtere den økte energiproduksjonen, og det kan føre til behov for ekstra tiltak for å unngå overbelastning av linjer og potensiell nedetid i nettet dersom man ikke skal strupe noe produksjon.

### Spenningsnivå

Spenningsprofilene for de to battericaser demonstrerer den kritiske rollen batterier spiller i spenningskontroll. Med det standarddimensjonerte batteriet forblir spenningsverdiene stabile under 1,1 p.u., noe som indikerer effektiv peak-shaving og regulering av solkraftproduksjonen. Derimot viser det underdimensjonerte batteriet tendenser til å slite med å holde spenningen innenfor ønskede grenser. Dette resulterer i betydelige spenningsøkninger opp mot 1,2 p.u., som potensielt kan føre til spenningsproblemer i nettet.

Det er viktig å merke seg at uønskede spenningsverdier kan påvirke den generelle driftsstabiliteten i nettet, og i verste fall føre til utstyrsvikt eller nedetid. Derfor understreker disse funnene betydningen av å velge riktig batteridimensjonering for å sikre pålitelig og stabil spenning i solkraftnett dersom man ikke skal strupe produksjon.

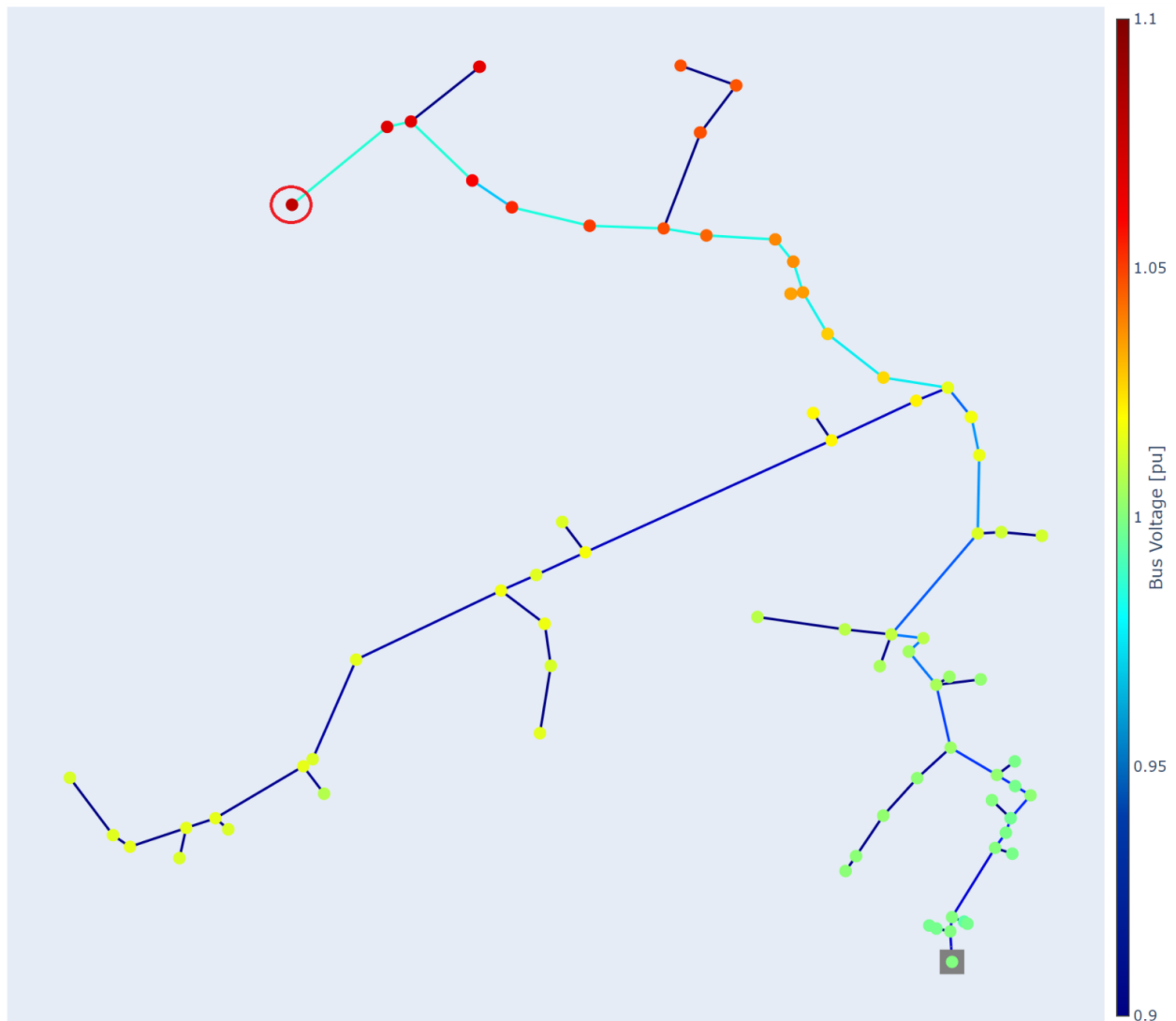
Samlet sett understreker disse funnene viktigheten av riktig batteridimensjonering og belastningsstyring for å opprettholde stabilitet og pålitelighet i solkraftnett. Det er avgjørende å velge batterier som kan håndtere variasjoner i energiproduksjonen og sørge for at spenningen og belastningen holdes innenfor ønskede grenser for å sikre effektiv drift og minimal risiko for nedetid.

## 5.4 Case D

I case D skal et nett med samlokalisert forbruk og produksjon analyseres. Bakgrunnen for dette kapitlet er å se på mulighetene for å bruke overflødig energiproduksjon til lokalt forbruk som for eksempel produksjon av hydrogen, og hvordan dette kan påvirke spenningsstabilitet og belastning i nettet. Case D skiller seg fra case C i det at forbrukspunktet i case D aldri vil kunne bidra med å gi energi ut på nettet igjen, og vil av den grunn ikke kunne bidra med spenningsstabilitet når solkraftverket ikke produserer energi.

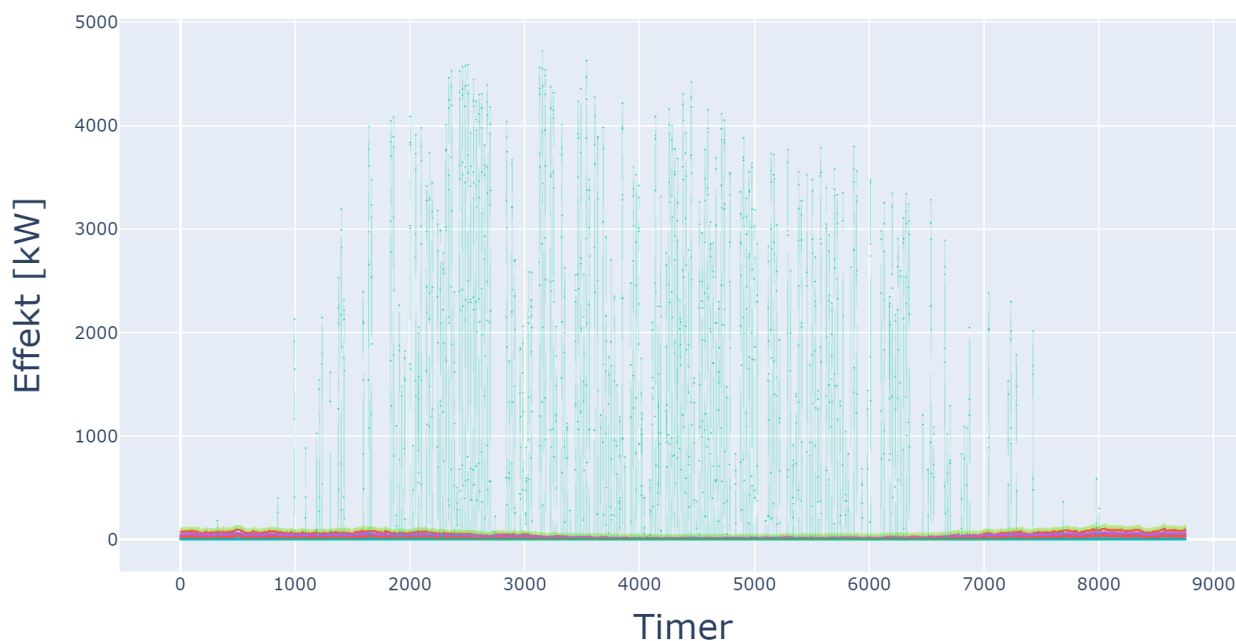
### 5.4.1 Beskrivelse av case og nett

I denne casen skal det implementeres et solkraftverk med 10 MW installert effekt og et forbrukspunkt i samme lokasjon. Figur 5.41 nedenfor illustrerer en statisk fremvisning av nettet når solkraftverket har maksimum produksjon. Både solkraftverket og det implementerte forbrukspunktet er lokalisert i punkt merket med rød sirkel. Fargekodene i figuren indikerer spenningsnivå i busser/punkter og belastning i linjer.



Figur 5.41: Case D, nettmmodell.

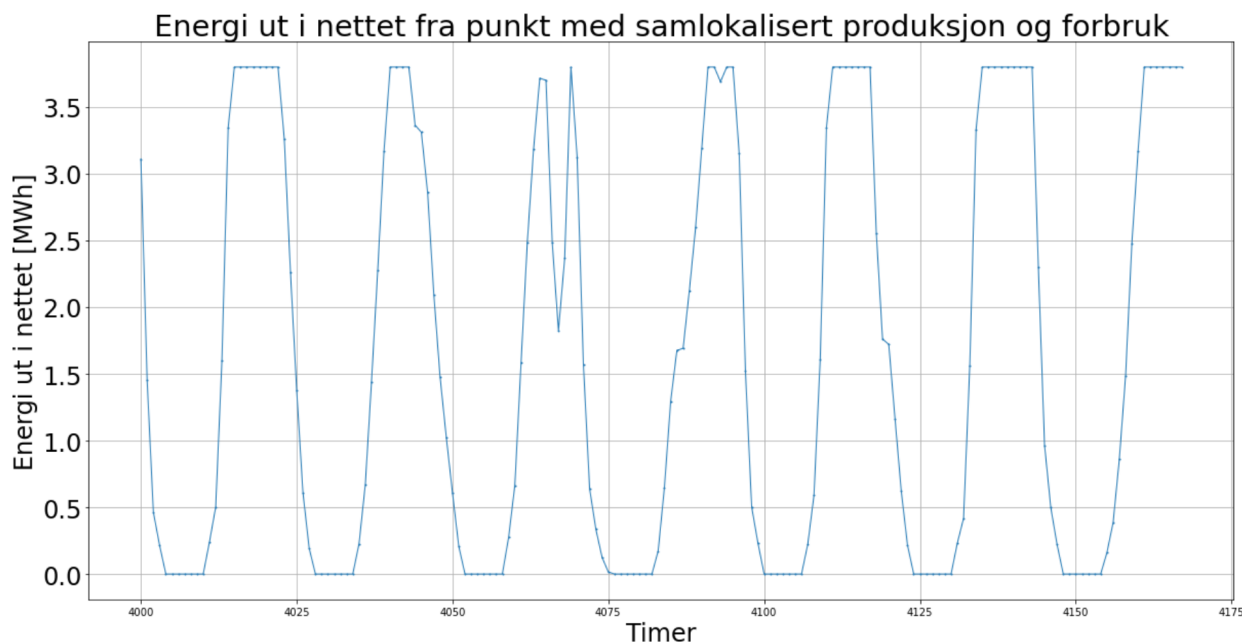
Ut fra figuren kan vi se at belastning i linjer ikke vil forårsake store problemer, og spenning i busser vil være relativt stabilt. I denne casen er det lokale forbrukspunktet satt til å ha et forbruk lik alt overflødig produksjon over en terskel på 3,8 MWh per time. Altså hvis solkraftverket i en time produserer 10 MWh vil forbruket i dette punktet være 6,2 MWh den timen. Forbruket i case D kan observeres i figur 5.42 nedenfor.



Figur 5.42: Case D, forbruksprofil. Den høye grafen i figuren viser forbruksmønsteret til det samlokaliserte forbruket, mens de andre grafene fortsatt er identisk med forbruket i lavspentkretser vist i figur 5.3.

I case D vil samlokalisert forbruk som følge av overflødig energiproduksjon tilsvare 2 443 MWh. Altså med terskel på 3,8 MW vil 2 443 MWh av den produserte energien i solkraftverket gå til lokalt forbruk i form av hydrogenproduksjon, pumpekraftverk etc.. Med total energiproduksjon på 10 515 MWh i analyseåret vil altså 23% av alt produsert energi gå til lokalt forbruk. Til sammenligning ville 3 508 MWh av produsert energi gått til samlokalisert forbruk dersom man satt terskelen for forbruk ned fra 3,8 MWh per time til 3 MWh per time.

For visualisering og forståelse inkluderes også en figur som viser energien ut i nettet fra punktet med samlokalisert produksjon og forbruk. Figuren viser en tilfeldig uke midt i juni, og grafen representerer energien ut i nettet etter at forbrukspunktet har slukt energien som den krever.



Figur 5.43: Case D, energi ut i nettet.

#### 5.4.2 Resultater fra analyse

Denne delen dedikeres til å presentere resultatene av analysene utført på modellen for case D. Fokusområdene inkluderer i hovedsak spenningsnivåene, spenningsfluktuasjonene og belastningen i linjene. Ved å undersøke disse aspektene grundig kan vi få et bedre innblikk i stabiliteten og effektiviteten til solkraftnettet.

Analysen av spenningsnivåene gir innsikt i hvordan spenningen oppfører seg i forskjellige punkter i nettet. Det er avgjørende å identifisere om spenningen forblir innenfor ønskede grenser og om den opprettholder stabilitet, spesielt under varierende produksjonsforhold forårsaket av den fluktuerende naturen til solkraft.

Videre vil belastningen i linjene bli vurdert for å fastslå om nettet er i stand til å håndtere den tilkoblede energiproduksjonen. Dette vil bidra til å identifisere eventuelle flaskehalsar i nettet og vurdere behovet for forsterkninger eller justeringer for å sikre at linjene ikke overbelastes.

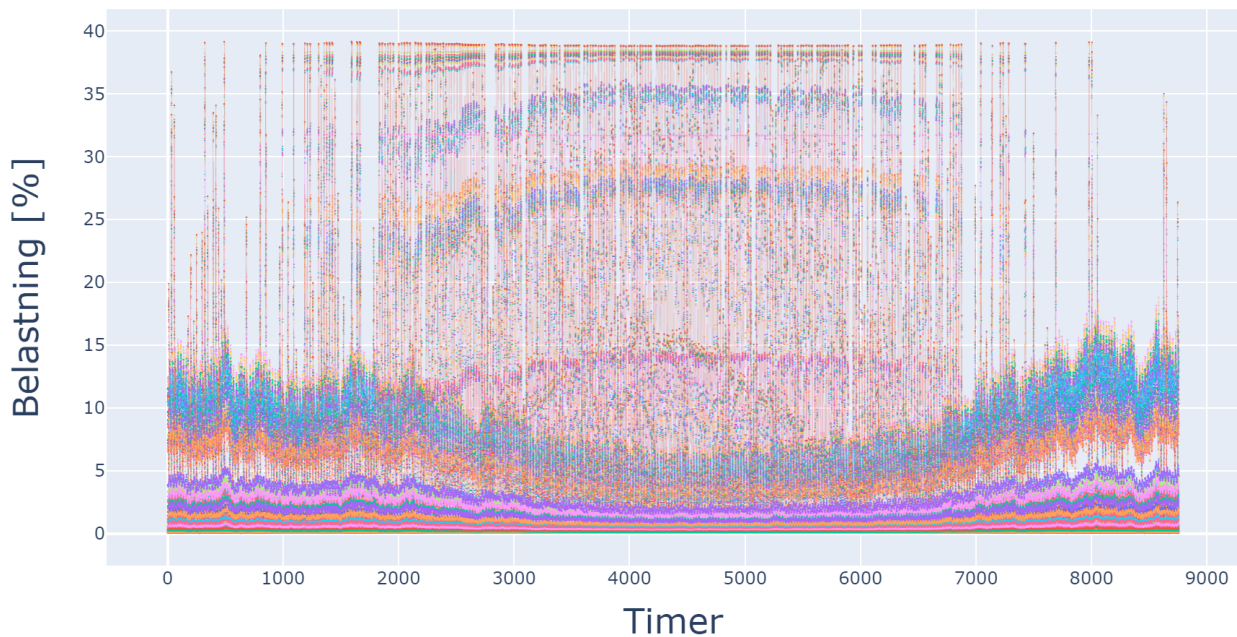
Gjennom disse analysene får vi et helhetlig bilde av hvordan nettet i case D fungerer. Dette bidrar til å identifisere områder som krever forbedringer eller optimalisering for å sikre pålitelig drift og effektiv energiforsyning.

#### Linjebelastning

Når det gjelder linjebelastning i case D, spiller implementeringen av samlokalisert forbruk en betydelig rolle i å redusere belastningen på linjene. Dette skyldes den lave terskelen for forbruk, som er satt til 3,8 MWh per time. Denne lave terskelen sikrer at energien ut i nettet fra produksjonsområdet aldri når nivåer som kan forårsake overbelastning i linjene. Alternativt kan man sette forbrukstreskelen til 0, slik at all produsert energi går til samlokalisert forbruk. Imidlertid krever dette grundige økonomiske analyser for å bestemme om det er en lønnsom løsning.

En terskel på 3,8 MWh per time er bestemt av samme grunn som terskelen i case C. Terskelen

tillater solkraftverket å bidra med energiproduksjon til nettet, uten at det skaper store problemer for verken spenningsnivå eller belastning. Belastning i de ulike linjene kan observeres i figur 5.44 nedenfor.



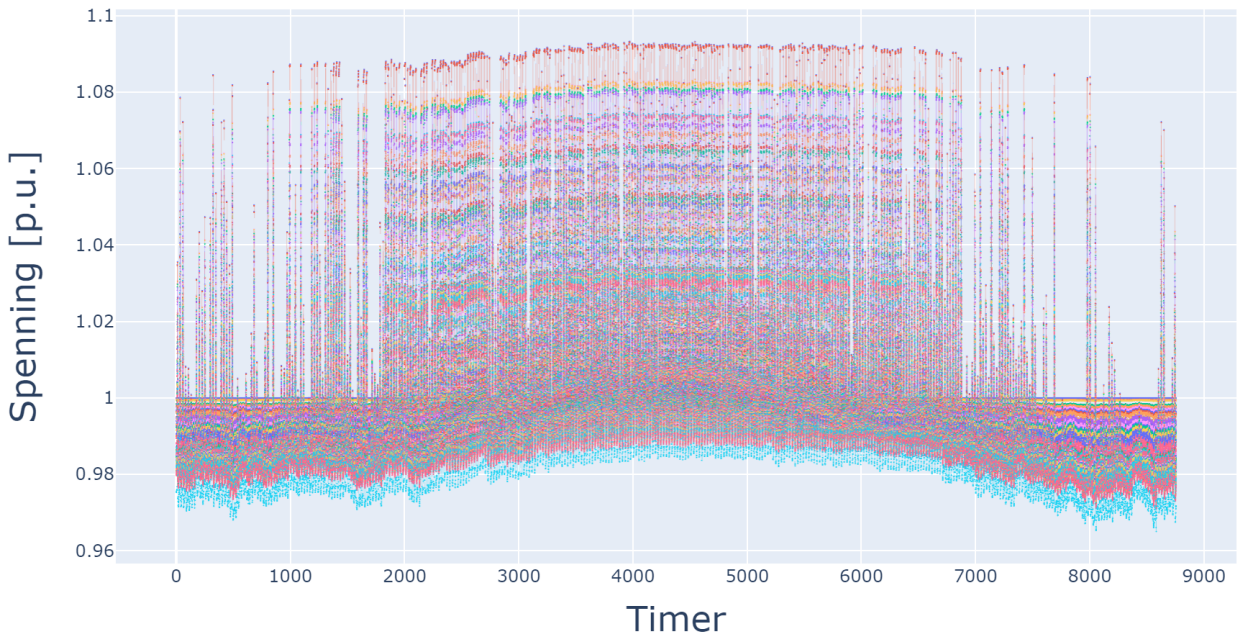
Figur 5.44: Case D, belastning i linjer. Ulike farger indikerer ulike linjer.

Det er tydelig at belastning i linjer i nettet aldri vil overstige 40%. Dette betyr at nettet i case D vil by på veldig lite problemer med belastning, og nettet i grunn aldri vil oppleve overbelastning.

### Spenningsnivå

Med samlokalisert forbruk vil man kunne sørge for et stort lokalt spenningsfall, slik at høy energiproduksjon i solkraftverket ikke vil påvirke spenningsnivået i resten av nettet i like stor grad. Forbrukspunktet vil i seg selv derimot aldri ville kunne bidra med å øke spenningen i nettet, i motsetning til batteri som kan utlades om natten for et mer stabilt og jevnt spenningsnivå. Av den grunn er forbrukspunktet her kun innstilt for å forbruke energi når energiproduksjonen fra solkraftverket kan dekke forbruket. Dersom forbrukspunktet hadde krevd å forbruke store mengder energi samtidig som solkraftverket ikke er i stand til å produsere energi kunne man endt med spenningsnivåer i nettet på langt under 0,9 p.u..

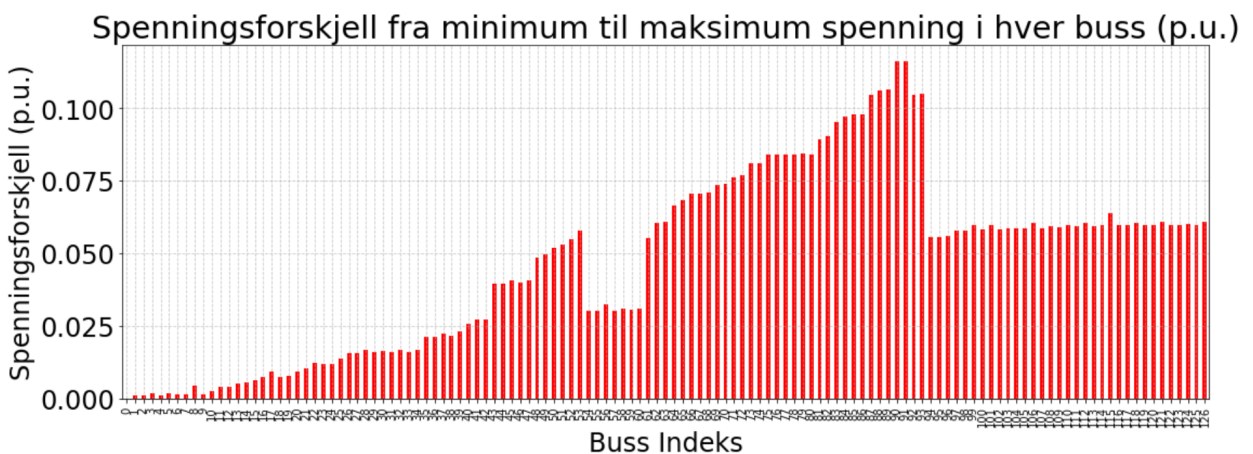
I case D vil forbrukspunktet og solkraftverket operere optimalt. Med terskel på 3,8 MWh per time vil spenningsnivået i nettet alltid ligge under 1,1 p.u. som fremvist i figur 5.45 nedenfor.



Figur 5.45: Case D, spenningsprofil.

Ut fra figuren kan man se at spenningsnivået aldri overstiger 1,1 p.u., eller faller under 0,96 p.u.. Dette indikerer et særdeles robust og stabilt nett.

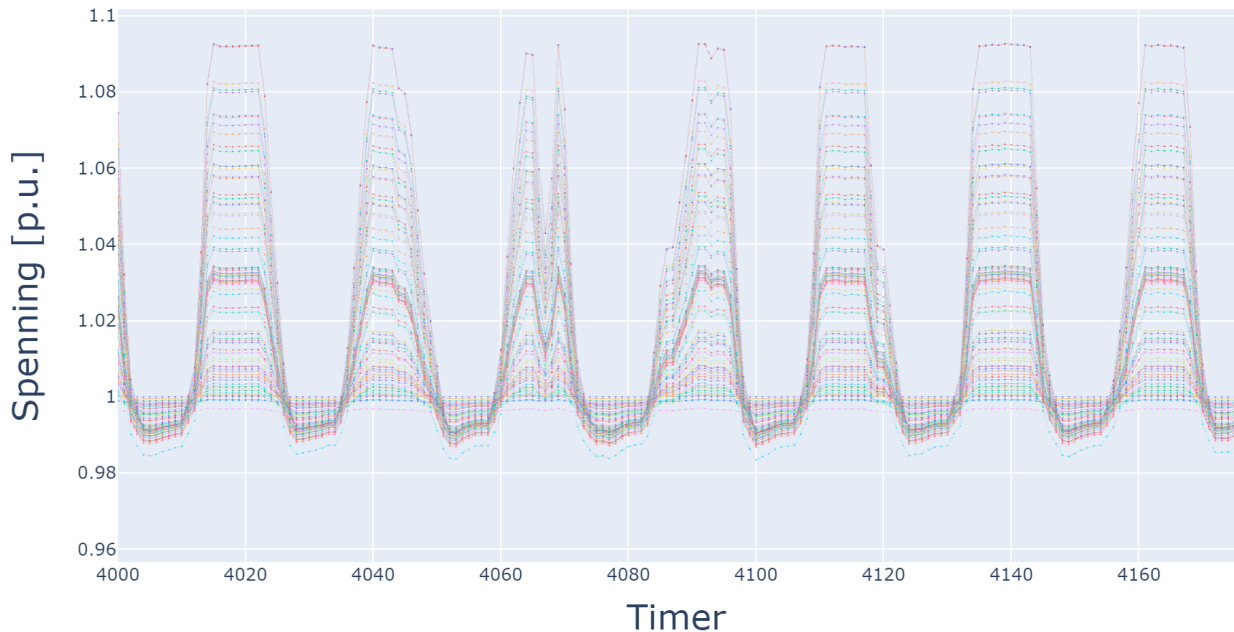
Når man skal vurdere spenningskvaliteten i nettet er det også viktig å analysere spenningsforskjellene i bussene, fra minimum til maksimum spenningsverdi. Som sett i figur 5.46 nedenfor vil differansen mellom minimum og maksimum spenningsverdi i løpet av analyseåret stort sett holde seg under 0,1 p.u., med unntak av 7 busser. Likevel vil ikke svingningene i spenning i disse 7 bussene være store nok til å kunne by på store problemer.



Figur 5.46: Case D, differanse mellom minimum og maksimum spenningsnivå i hver buss.

X-akse indikerer buss ID (hvilken buss det er) og Y-akse indikerer forskjellen mellom minimum målte spenningsverdi og maksimum målte spenningsverdi i p.u..

I tillegg inkluderes figur 5.47 nedenfor for å vise hvordan spenningen i nettet varierer mellom dag og natt i en uke i juni. Denne uken er valgt da solproduksjonen her er høy, og spenningsvingningene er store.



Figur 5.47: Case D, spenningsprofiler i en uke i juni.

### 5.4.3 Diskusjon

Analysen av Case D gir innsikt i hvordan implementeringen av et nett med samlokalisert forbruk og produksjon kan påvirke spenningskvaliteten og belastningen i nettet.

#### Belastning i linjer

Implementeringen av samlokalisert forbruk bidrar også til å redusere belastningen på linjene i nettet. Ved å ha en lav terskel for forbruk, opprettes et system der energien ut i nettet fra solkraftverket aldri når nivåer som kan forårsake overbelastning i linjene. Dette sikrer en stabil drift av nettet uten store problemer med belastning eller risiko for overbelastning.

Grafene viser at linjebelastningen i nettet aldri overstiger 40%, noe som indikerer at nettet generelt sett har god kapasitet til å håndtere den tilkoblede energiproduksjonen når man har. Dette tyder på at nettet er godt dimensjonert og at det er få flaskehalsar som kan begrense strømflommen.

#### Spenningsnivå

Implementeringen av samlokalisert forbruk spiller en stor rolle i å opprettholde stabile spenningsnivåer. Lokalt forbruk av overflødig energi bidrar til å unngå store spenningsøkninger i resten av nettet som følge av høy energiproduksjon fra solkraftverket. Dette sikrer at spenningsnivået forblir innenfor ønskede grenser og opprettholder akseptable spenningsverdier uten at man trenger å strupe produksjon.

Grafene viser tydelig at spenningsnivået i nettet aldri overstiger 1,1 p.u. og aldri faller under 0,96 p.u., noe som indikerer et robust og stabilt nett. Videre viser analysen av spenningsforskjellene i bussene at disse forskjellene stort sett holdes under 0,1 p.u., med noen få unntak. Selv om noen busser opplever større spenningsvariasjoner, er disse ikke store nok til å forårsake betydelige problemer med spenningskvaliteten i nettet.



## Konklusjon

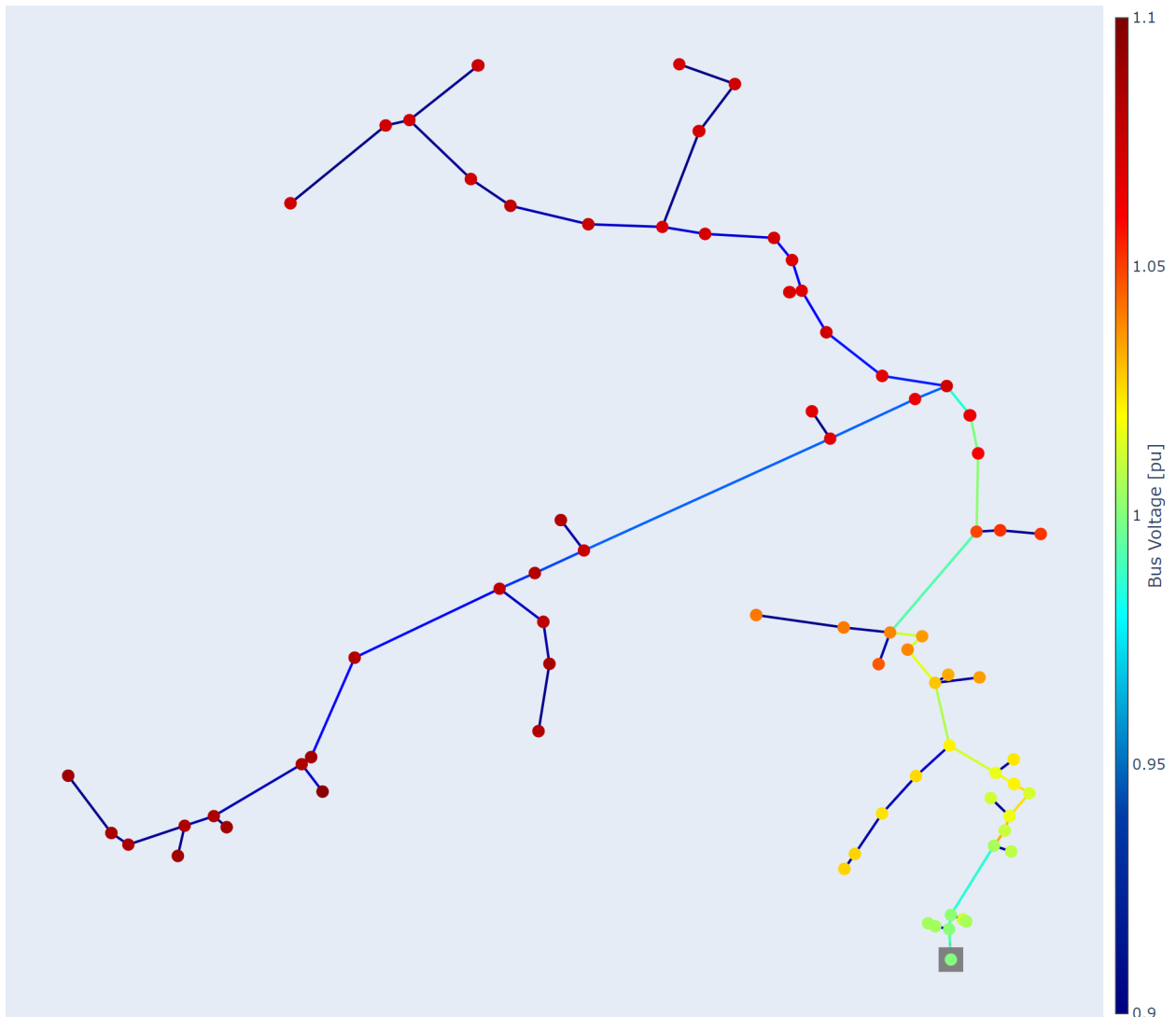
Resultatene fra analysen av Case D indikerer at implementeringen av et nett med samlokalisert forbruk og produksjon kan være en effektiv tilnærming for å opprettholde stabilitet og pålitelighet i energiforsyningen. Ved å utnytte overflødig energiproduksjon til lokalt forbruk, kan man redusere spenningsøkninger og belastning på linjene, og dermed sikre en jevn og stabil drift av nettet. Dette kan være spesielt nyttig i områder med høy andel fornybar energiproduksjon, der produksjonen kan variere mye avhengig av værforholdene. Likevel må man ta i betraktning at forbrukspunktene med høy effekt blir helt avhengig av lokal energiproduksjon, da null lokal energiproduksjon og høyt forbruk vil kunne føre til for store spenningsfall.

## 5.5 Case E

I denne casen skal det undersøkes et scenario der alle husstander får implementert solenergi-produksjon. Bakgrunnen for denne casen er å simulere og visualisere resultatet på mellomspenningsnettet dersom alle husstander implementerer solenergi-produksjon i form av solceller på taket.

### 5.5.1 Beskrivelse av case og nett

I case E skal det implementeres solenergi-produksjon i alle områder med forbruk. størrelsen på solenergi-produksjonen skal skalere på samme måte som forbruket, altså de lavspenningssone som har høyt forbruk vil også ha tilsvarende høyere produksjon av energi fra solkraft. Figur 5.48 nedenfor viser en statisk visualisering av nettet når energiproduksjonen fra solcellene er på sitt maksimum.



Figur 5.48: Case E, nettmodell. Fargekodene indikerer spenningsnivået i punkter/busser (i p.u.) og belastning i linjer (i %).

Ut fra figuren kan man tydelig se at scenariet kan by på problemer med spenningsnivået i nettet, noe som skal analyseres grundigere.

For å finne og beregne energiproduksjonen i hver lavspenkrets er man nødt til å ha parametrene som er listet i tabell 5.6 nedenfor.

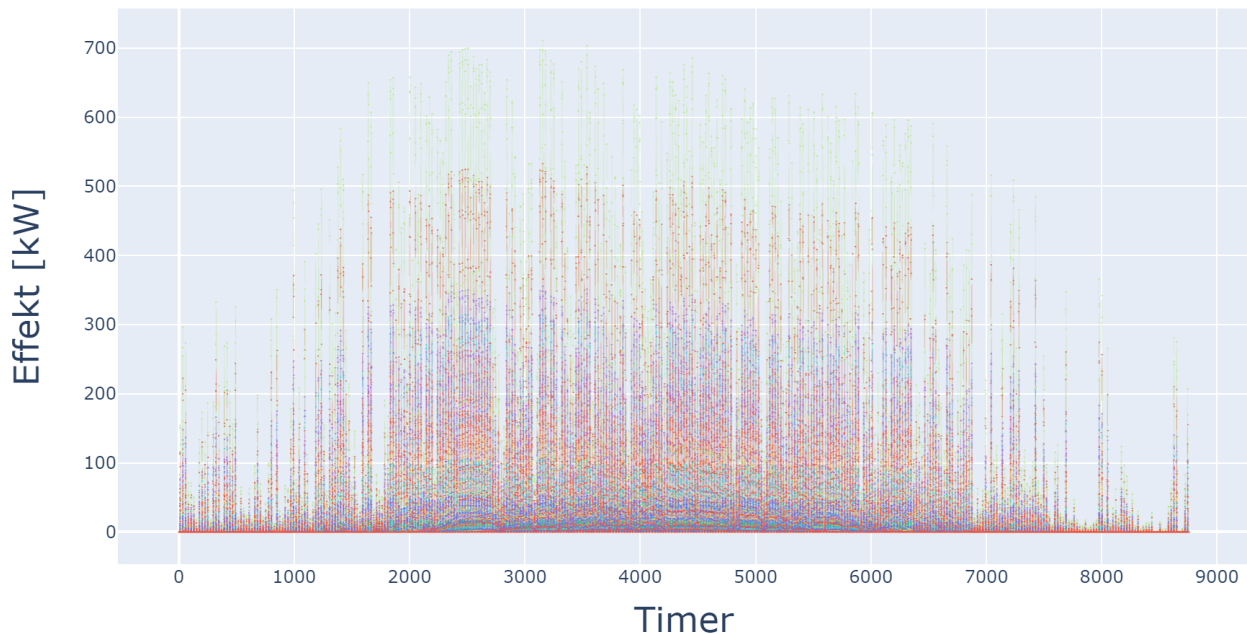
Tabell 5.6: Nødvendig data for å beregne solenergiproduksjon per lavspenkrets.

Installert effekt i hver husstand	Antall husstander	Antall lavspenkretser
20 kW	542	52

Den installerte effekten i hver husstand er satt til 20 kW basert på flere simuleringer, og det ble funnet at denne effekten kunne installeres i hver husstand uten at det skaper for høye spenningsnivåer eller belastninger i nettet. Antall husstander og lavspenkretser ble funnet i Glitre Nett sine verktøy, og reflekterer nettet som modellen er basert på.

Energiproduksjonen i hver lavspenkrets er funnet ved å multiplisere den installerte effekten per husstand med antall husstander, for så å dividere med 52 lavspenkretser. Når man deretter angir denne verdien til hver lavspenkrets vil man i praksis ha 52 produksjonsområder

som totalt vil ha en installert effekt på 10 840 kW, eller 10,84 MW, noe som overstiger den installerte effekten i de andre casene med 840 kW. Forbruket i denne casen forblir det samme som i referansenettet, vist i figur 5.3. Profiler for energiproduksjon i case E er vist i figur 5.49 nedenfor.



Figur 5.49: Case E, produksjonsprofiler. Grafene i figuren indikerer hver sin profil for energiproduksjon i lavspenningkretsene. Dette er altså aggregert energiproduksjon for hver lavspenningkrets, og ikke energiproduksjon per husstand.

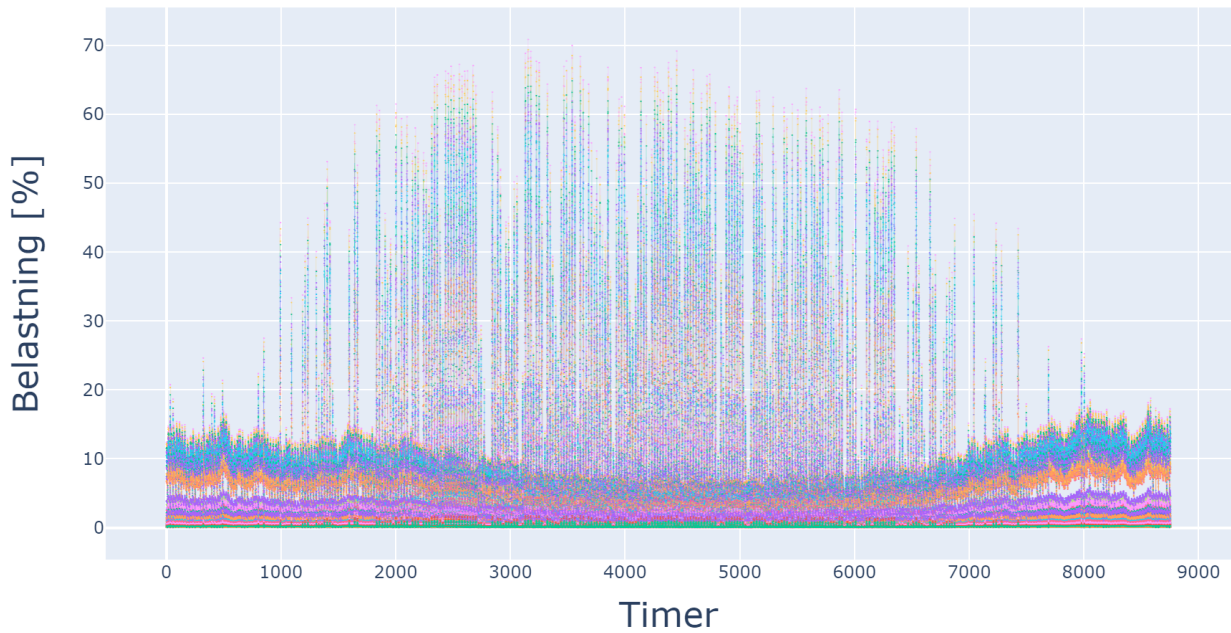
### 5.5.2 Resultater fra analyse

Denne delen av seksjonen dedikeres til å presentere resultatene som ble oppnådd ved simulering av modellen for case E. I hovedsak skal det analyseres spenningsnivåer i nettet, spenningsfluktuasjoner, belastning i linjer og belastning i transformatorer. Det er viktig å undersøke disse resultatene grundig for å kunne diskutere og konkludere dette scenariet.

#### Belastning i nettet

Med implementering av nye energikilder i nettet er det naturlig at belastning på linjer og transformatorer vil øke betydelig i de timene i året der energiproduksjonen er høy og forbruket er lavt. Denne delen av oppgaven dreier seg om hvordan implementering av 20 kW solcellepaneler i hver eneste husstand vil påvirke transformatorer/nettstasjoner som skiller mellomspenningsnettet og lavspenningsnettene, og hvordan linjer i mellomspenningsnettet blir påvirket av den nye energiproduksjonen.

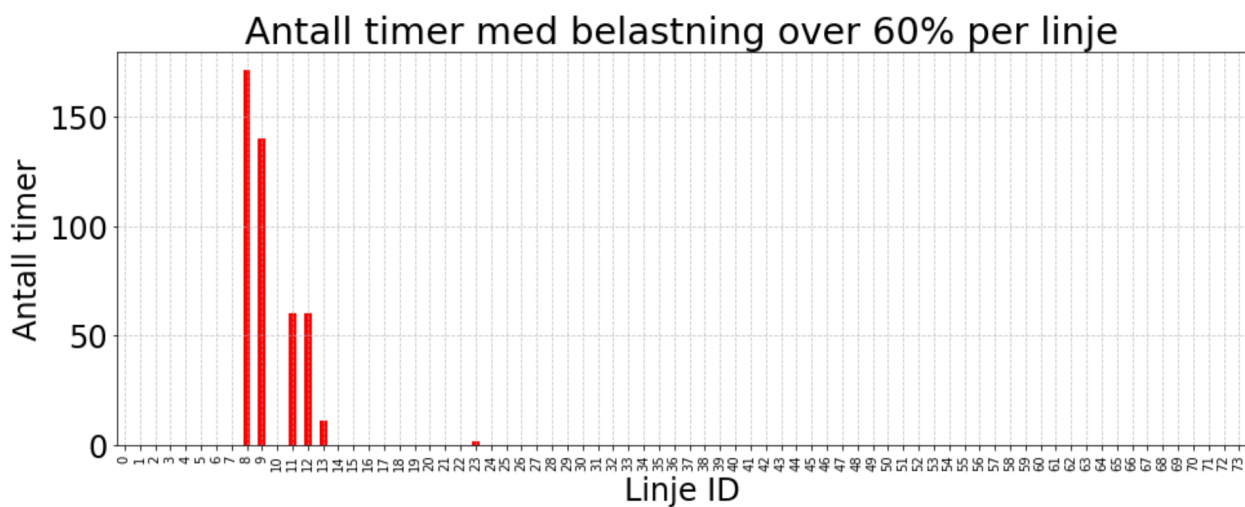
Belastning på linjer i dette scenariet vil være særdeles høyt når man sammenligner med referansenettet og nett uten implementert energiproduksjon. Figur 5.50 nedenfor viser profiler belastning i hver linje.



Figur 5.50: Case E, belastning i linjer. Grafene i figuren indikerer hver sin profil for belastning i linjer i mellomspennettet.

Til tross for at den totale installerte effekten i case E er større enn i de andre casene kan vi se at belastning i linjer omtrent aldri overstiger 70%. Sammenlignet med både case A og case B er dette altså en forbedring. Linjene som blir høyt belastet er i hovedsak linjene som ligger nærme eksternt grid, som sett ut fra fargekodene i figur 5.48. Det er også viktig å merke seg at belastning i linjer vil være lavere enn i referansenettet i de timene energiproduksjonen klarer å dekke forbruket uten å overprodusere masse energi.

I grunn vil ikke de belastningene som er funnet i linjer by på store problemer, men for analysens skyld inkluderes også en figur som indikerer hvor mange timer med belastning over 60% hver linje opplever.

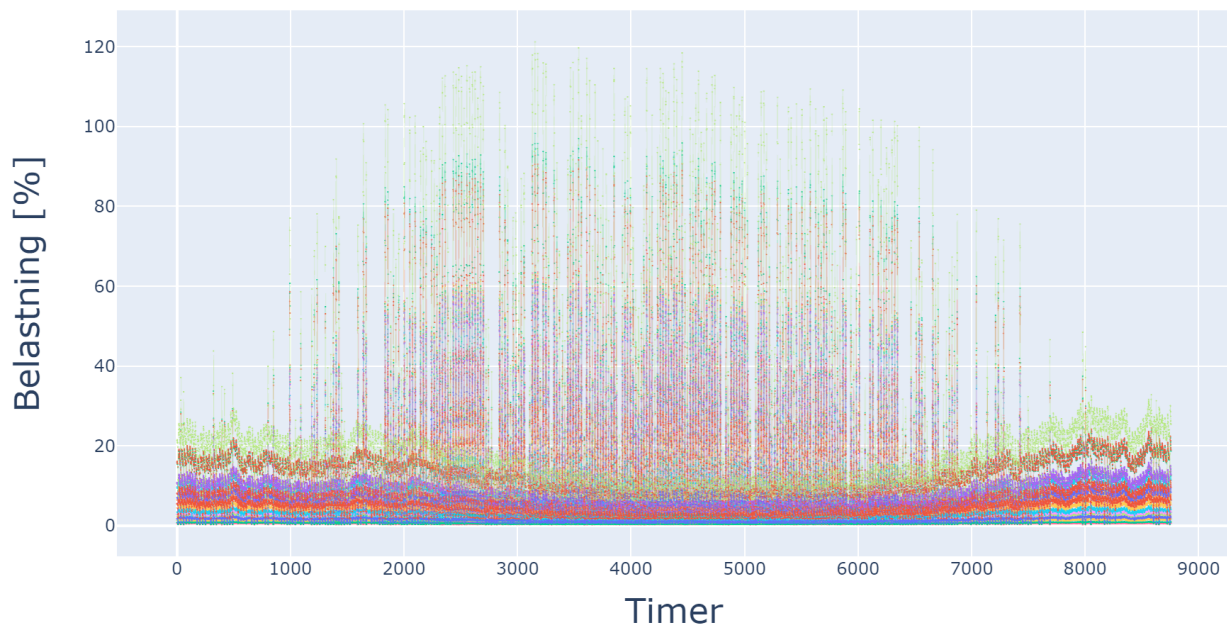


Figur 5.51: Case E, antall timer med belastning over 60% per linje.

I figur 5.51 kan man se at det er særdeles få linjer som opplever belastning på over 60%, og det er noen helt andre linjer som opplever høy belastning i case E enn i de andre casene.

Totalt tilsvarer dette 444 timer med belastning over 60% når man aggregerer hver linje.

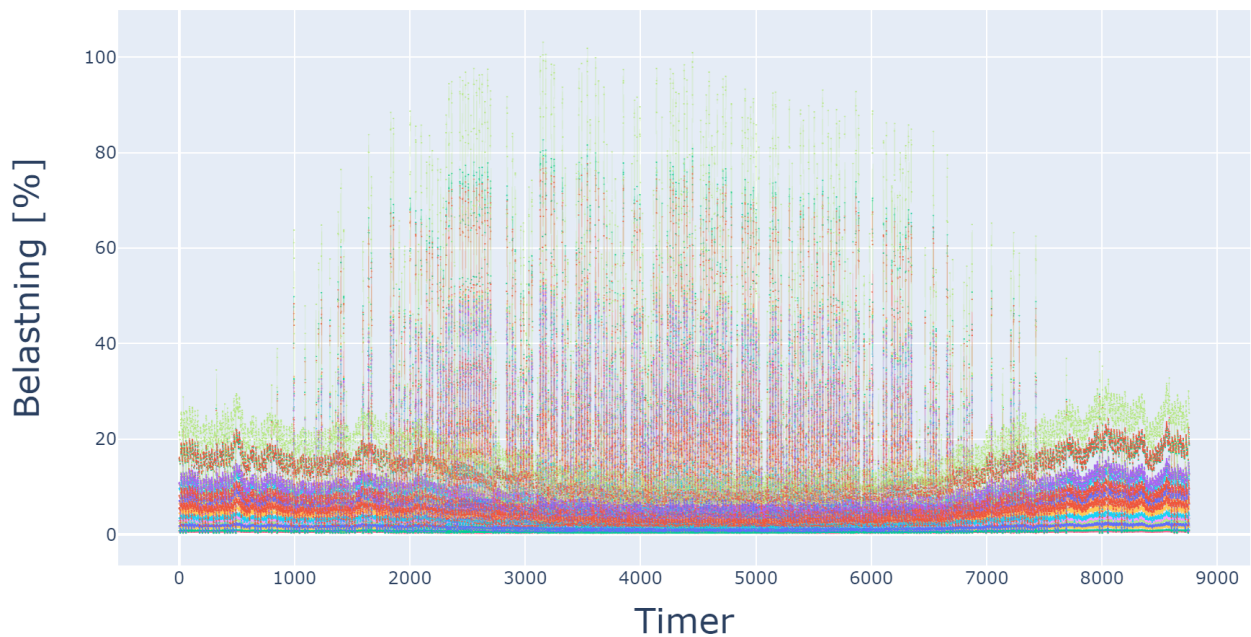
I tillegg til belastning i linjer finner man i denne casen en økt belastning i transformatorer/nettstasjoner i nettet. Dette er noe som er unikt for denne casen, da energiproduksjonen i denne casen kommer fra lavspentkretsene og er ikke koblet direkte på mellomspentsiden. Transformatorene i dette nettet har en merkeytelse på 500 kW, noe som er relativt mye. I realiteten har ikke alle transformatorer/nettstasjoner i nettet som denne modellen er basert på akkurat denne effekten, men for simplifiseringens skyld er alle transformatorer gitt samme attributter. Som sett i figur 5.7 har altså belastningen i transformatorer nesten aldri oversteget 30%, så man kan i grunn argumentere for at merkeytelsen er overdimensjonert. Likevel kan vi se at det kan by på problemer i figur 5.52 nedenfor.



Figur 5.52: Case E, belastning i transformatorer/nettstasjoner ved 20 kW installert effekt per husstand.

Vi kan fra figuren se at belastning i transformatorer i case E kan gå opp mot 120%, noe som er nesten fire ganger så høye belastninger som i referansenettet. I tillegg er det verdt å merke at de store toppene for belastning nå oppnås på sommeren når produksjonen er høy, i motsetning til referansenettet da toppene var på vinteren når forbruket var som høyest.

For å finne den maksimale kapasiteten til transformatorene har modellen blitt simulert flere ganger med ulike verdier for installert effekt per husstand. Det ble funnet at transformatorene begynner å bli overbelastet når den installerte effekten overstiger 17 kW per husstand, som sett i figur 5.53 nedenfor.

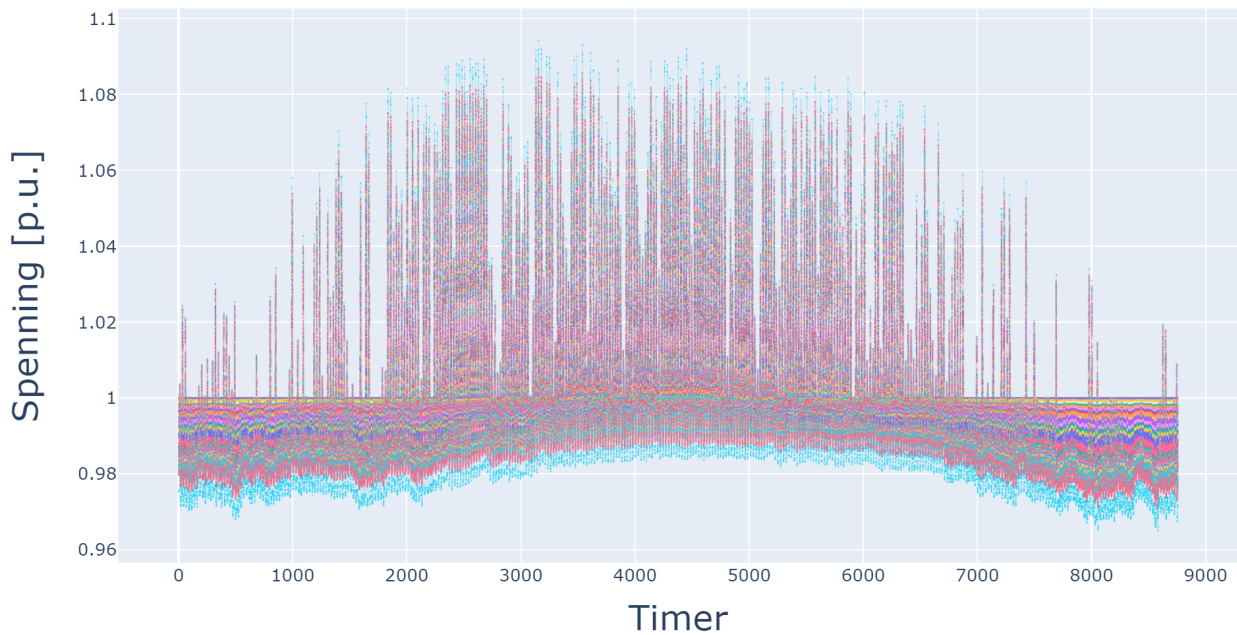


Figur 5.53: Case E, belastning i transformatorer/nettstasjoner ved 17kW installert effekt per husstand.

Dette samsvarer godt med tallene som ble oppgitt i oppgaven "Integrasjon av sol i det norske kraftsystemet" [16], nevnt i litteraturstudiet under kapittel 3.4.2, som argumenterer for at installert effekt på 17,5 kWp vil overskride grenseverdiene for transformatorene.

### Spenningsnivå

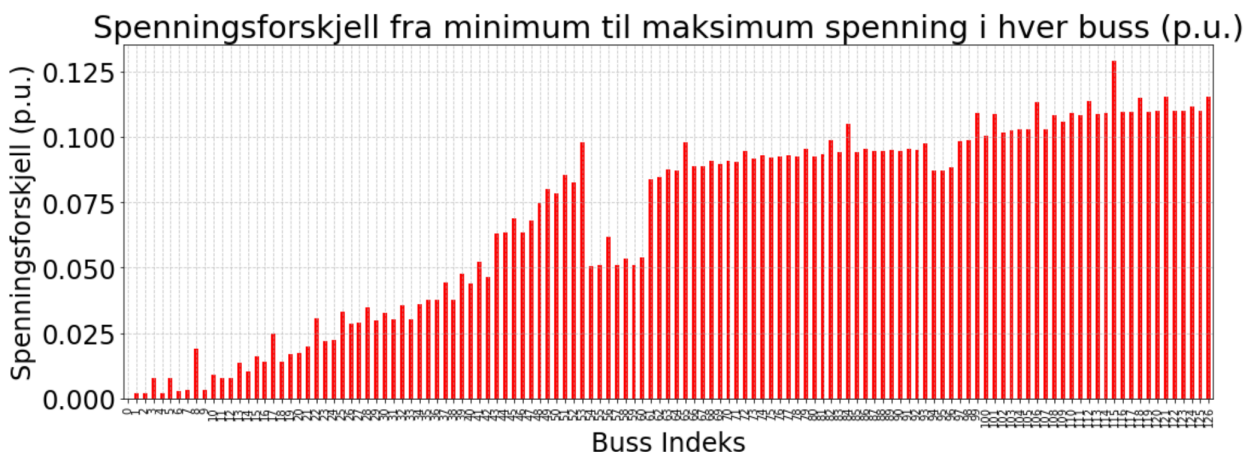
I case B ble det funnet at å spre solenergiproduksjonen til flere produksjonsområder vil forårsake lavere spenningstopper enn om man hadde ett stort solkraftverk plassert på én plass i nettet. Case E er i grunn en videreføring av dette, der solenergiproduksjon foregår i alle lavspenningkretsene i nettet. Likevel er den totale energiproduksjonen i case E høyere enn i de andre casene, noe som kan forårsake større spenningsproblemer.



Figur 5.54: Case E, profil for spenningsnivå i hver buss i nettet. Fargekoder indikerer forskjellige busser.

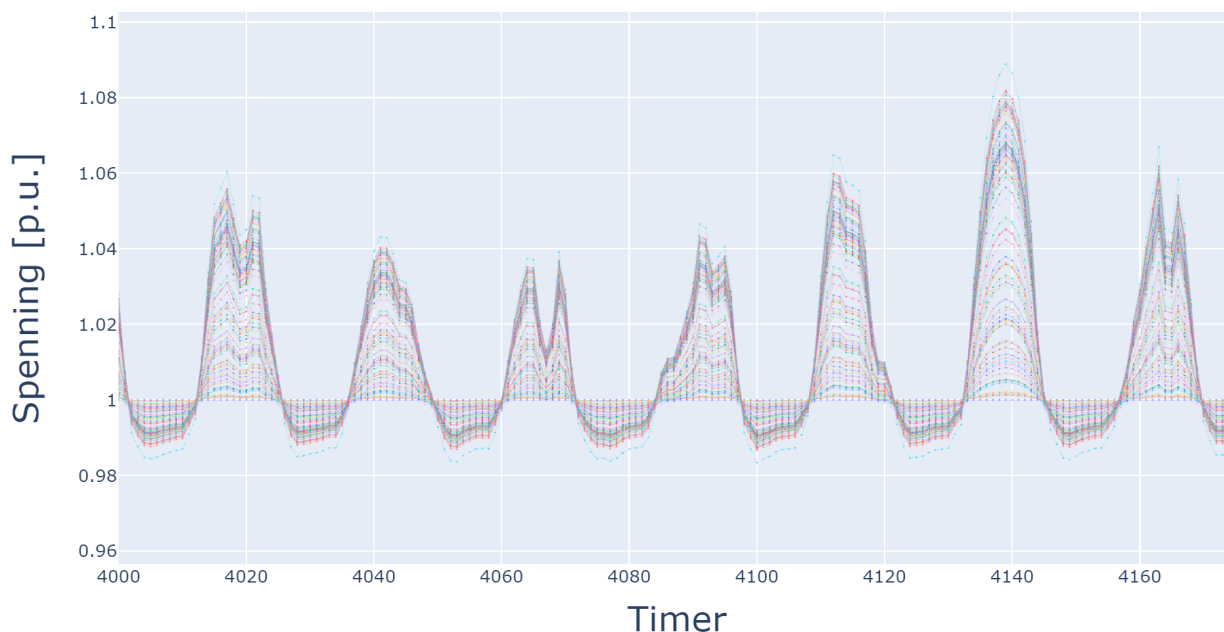
Figur 5.54 viser at spenningsnivåene i nettet når alle husstander har installert solceller med 20 kW effekt vil forbli under 1,1 p.u.. Dette er akseptable verdier, da problemene med spenningskvalitet begynner å oppstå når man overstiger 1,1 p.u.. Etter å ha gjennomført flere simuleringer av modellen ble det funnet at spenningsverdiene overstiger 1,1 p.u. når man implementerer solceller i hver husstand med 22 kW installert effekt eller mer. 20 kW er likevel verdien som er satt som grense da man ønsker å ha marginer.

Det er også viktig å vurdere hvor store svingninger i spenning som vil oppstå som følge av ny energiproduksjon i nettet. Dette gjøres ved å se på differansen mellom laveste og høyeste målte spenning i hver buss i løpet av analyseåret, visualisert i figur 5.55 nedenfor.



Figur 5.55: Case E, differanse mellom laveste og høyeste målte spenningsverdi i hver buss.

I tillegg er det viktig å vurdere hvor store svingningene i spenning er fra dag til natt, da solenergiproduksjon ikke kan forekomme på natten. Dette gjøres ved å se på spenningsnivåene i alle busser i nettet i en uke i juni, fremvist i figur 5.56 nedenfor.



Figur 5.56: Case E, spenninger i nettet i en uke i juni.

Som sett i figuren er svingningene høye fra dag til natt.

### 5.5.3 Diskusjon

I Case E, der alle husstander har implementert solenergiproduksjon med en installert effekt på 20 kW per husstand, har vi analysert effekten på spenningsnivåer, linjebelastning og transformatorbelastning i mellomspenningsnettet. Resultatene fra simuleringen gir verdifull innsikt i utfordringene og potensielle løsninger for omfattende integrering av solenergiproduksjon.

#### Belastning i linjer og transformatorer

Analysen viser at belastningen på linjene sjelden overstiger 70%, selv med den økte energiproduksjonen, noe som er en forbedring sammenlignet med Case A og Case B. Dette indikerer at mellomspenningsnettet har tilstrekkelig kapasitet til å håndtere høy solenergiproduksjon uten å oppleve betydelige flaskehals. Imidlertid opplever noen linjer, spesielt de nær eksternt grid, høyere belastning enn andre. Disse linjene er samlingspunkter der energi fra flere andre linjer samles, noe som skaper større trafikk i disse linjene sammenlignet med andre. Disse linjene kan derfor kreve forsterkninger for å sikre langsiktig stabilitet.

Transformatorene derimot, viser en betydelig økning i belastning, med toppbelastninger som kan nå opp til 120% av merkeytelsen. Dette er en utfordring fordi det kan føre til overbelastning og redusert levetid for transformatorene. Det er viktig å merke seg at alle transformatorer har sin egen merkeytelse, og det er viktig å vurdere dette når man skal se om det er plass til å integrere ny energiproduksjon i lavspenningsnettsene.

#### Spenningsnivå

Implementeringen av solenergiproduksjon i alle husholdninger resulterer i betydelige spenningsvingninger mellom dag og natt, selv om spenningsnivåene forblir under den kritiske grensen på 1,1 p.u.. I tillegg vil spenningen aldri nå verdier lavere enn 0,96 p.u., noe som indikerer lavt forbruk i nettet og/eller god strømforsyning.



## Konklusjon

Case E demonstrerer at implementering av solenergiproduksjon i husholdninger kan håndteres av det eksisterende mellomspenningsnett, men det krever nøye planlegging. Spesielt er det viktig å adressere spenningsvingninger og overbelastning av transformatorer for å sikre stabilitet og pålitelighet i strømforsyningen.

# Kapittel 6

## Diskusjon

Dette kapitlet diskuterer de viktigste funnene fra casestudiene, med spesiell vekt på samlokalisert forbruk som vist i case D, og utforsker hva overskuddsenergien kan brukes til. Videre sammenlignes energilagringmetodene basert på lokasjon, miljøhensyn, bruksområde og kostnader. Regulatoriske og policy-utfordringer som påvirker integreringen av solenergi i kraftnettet diskuteres også. Til slutt vurderes studiens begrensninger og hvordan de kan påvirke resultatene.

### 6.1 Viktigste funn i casene

#### Case A: Overspenninger uten energilagring

I case A ble det oppdaget at et stort solkraftanlegg kan føre til høye overspenninger som overstiger 1.1 p.u. i de mest utsatte bussene, noe som bryter med kravene i Forskrift om Leveringskvalitet (FoL). Uten batterier eller andre energilagringmuligheter, blir den eneste kortsiktige løsningen å strupe produksjonen. Ifølge litteraturstudiet [16] vil for mye struping gjøre solcelleanlegget ulønnsomt, da redusert produksjon betyr lavere inntekter.

Det er derfor essensielt at solcelleanlegget blir riktig dimensjonert etter hva nettet kan håndtere, og at nettets kapasitet vurderes nøye ved planlegging av nye anlegg. Riktig dimensjonering og integrering av energilagringløsninger kan bidra til å unngå overspenninger og sikre at produksjonen kan opprettholdes uten å kompromittere lønnsomheten.

#### Case B: Fordeling av solkraftverk

I case B ble det vurdert en strategi der en stor solkraftinstallasjon erstattes med fire mindre anlegg fordelt rundt på mellomspenningsnettet. Analysen i case B er todelt, hvor den ene analysen fokuserer på fire mindre anlegg som er plassert lengre unna eksternt grid, sett i figur 5.16, mens den andre analysen vurderer anleggene plassert nærmere eksternt grid, sett i figur 5.18.

Lokasjonen av anleggene har stor innvirkning på overspenninger og belastning på nettet. Nettets oppbygging innebærer at kabler og ledninger er dimensjonert for større belastning nærmere det eksterne gridet, og derfor kan større anlegg kobles til der. Det er derfor naturlig å anta at anleggene bør være mindre jo lengre ut i nettet man kommer for å holde overspenninger og belastning innenfor akseptable grenser.

Fordelene med å ha flere mindre anlegg inkluderer større fleksibilitet når det kommer til valg av lokasjon. Det er lettere å finne plass til mindre solcelleanlegg enn et stort. Dette gir også muligheter for å utnytte arealer som ellers ville vært upassende for større anlegg. I

tillegg vil flere mindre anlegg bidra til å spre belastningen mer jevnt over nettet, noe som kan redusere risikoen for lokale overbelastninger og spenningsproblemer.

### **Case C: Betydningen av korrekt dimensjonering av batterier**

I case C fremheves viktigheten av å dimensjonere batterier eller annen lagring i forhold til størrelsen på solcelleanlegget for å opprettholde balanse i nettet og unngå spenningsproblemer. Hvis et batteri jevnlig blir mettet fordi solcelleanlegget produserer mer energi enn batteriet kan lagre, vil det være som om ingen lagring er til stede, noe som kan føre til overspenning. Ved riktig dimensjonering kan man effektivt balansere produksjon og forbruk.

Batterier bidrar også til peak-shaving, der overskuddsenergi lagres i perioder med høy solinnstråling og frigjøres når produksjonen er lavere. Dette stabiliserer spenningsnivåene i nettet. For eksempel, dersom man ønsker å peak-shave energiproduksjon over 4 MWh per time i et 10 MW solkraftverk, trenger man et batteri med minst 6 MW effekt.

### **Case D: Optimal drift med lokale forbrukspunkter**

I case D utforskes mulighetene for å integrere et lokalt forbrukspunkt sammen med et solkraftverk, for eksempel et hydrogenanlegg. Dette anlegget kan bruke overskuddsenergien fra solkraftverket til å produsere hydrogen, som kan lagres og brukes ved behov. Denne strategien gir fleksibilitet i systemet og hindrer at produksjonen må strupes på grunn av overkapasitet.

Det lokale forbrukspunktet trenger imidlertid ikke å være begrenset til hydrogenproduksjon. Alternativer inkluderer batterilagring, pumpekraft, eller fleksible industrielle prosesser som kan ta imot overskuddskraft når den er tilgjengelig. Ved å bruke slike fleksible laster kan man optimalisere bruken av solenergi og sikre at produksjonen alltid har et formål, selv når etterspørselen er lav. Dette bidrar til en mer stabil og effektiv energiforsyning.

### **Case E: Distribuert solproduksjon hos forbrukerne**

I case E utforskes det hvor mye solproduksjon det kan være hos hver forbruker før det oppstår problemer. Analysen viser at det kan være installert 20 kW med solenergi hos hver forbruker, som aggregert tilsvarer dette 10,84 MW med installert solenergi. Dersom man sammenligner med case A, der det var én stor solcellepark med en installert effekt på 10 MW, kan man se at spenningsnivåene og linjebelastningene er innenfor de akseptable grenseverdiene. Man kan se at ved å fordele kapasiteten rundt om i nettet på flere punkter vil man kunne ha en større andel installert effekt før problemene oppstår.

Det som er unikt med case E i forhold til de andre casene er at tilkoblingen skjer på lavspent distribusjonsnett. Det vil derfor være mer belastning på transformatorene sammenlignet med de andre casene, og man er derfor nødt til å vurdere effekten av energiproduksjonen med merkeytelsen på transformatorer. I casen ble det funnet at transformatorer begynte å bli overbelastet (over 100% belastning) da installert effekt oversteg 17 kW per husstand, noe som samsvarer godt med oppgaven "Integrasjon av sol i det norske kraftsystemet" [16], nevnt i litteraturstudiet under kapittel 3.4.2, som mener for at 17,5 kW vil overskride grenseverdiene for transformatorene/nettstasjonene.

## **6.2 Samlokalisert forbruk som løsning**

Case D viser at integrering av et samlokalisert forbrukspunkt kan effektivt redusere problemene knyttet til overskuddsproduksjon fra solenergi. Ved et 10 MW solcelleanlegg ble

det observert en overflødig energiproduksjon på 2 443 MWh i løpet av et år. Denne overskuddsenergien kan utnyttes på flere måter, som å produsere hydrogen, pumpe vann tilbake i magasiner, lade og utlade batterier, eller til industriell bruk.

Denne strategien gir en fleksibel løsning som forhindrer struping av produksjonen og optimaliserer bruken av tilgjengelig energi. Ved å bruke overskuddsenergi til hydrogenproduksjon kan man lagre energi i form av hydrogen, som senere kan brukes i transportsektoren eller konverteres tilbake til elektrisitet. Alternativt kan overskuddsenergi brukes til pumpekraftverk, der vann pumpes tilbake i magasiner og lagres til senere bruk. Batterilagring gir mulighet for rask respons på energibehov, mens fleksible industrielle prosesser kan tilpasse seg tilgjengelig energi.

Ved å implementere samlokalisert forbruk oppnår man en mer stabil og effektiv energiforsyning, reduserer risikoen for overspenninger og bidrar til å opprettholde nettstabiliteten. Denne løsningen gir også økonomiske fordeler ved å utnytte overskuddsenergi i stedet for å la den gå til spille.

Under er det gitt noen eksempler på hva overskuddsenergien kan bli brukt til:

### **Produksjon av hydrogen**

For å produsere 1kg hydrogen kreves det omtrent 50 KWh, gitt en elektrolyseeffektivitet på 70%. Med 2 443 MWh kan en derfor produsere omtrent 48 860 kg hydrogen ( $2\,443\text{ MWh}/50\text{ KWh/kg}$ )[20]. En typisk hydrogenbil bruker omtrent 1 kg hydrogen per 100 km. Med 48 860 kg hydrogen kan hydrogenbilene kjøre omtrent 4 886 000 km ( $48\,860\text{kg}\cdot 100\text{km/kg}$ )[18].

### **Pumpekraft**

Med en energimengde på 2 443 MWh kan det brukes til å pumpe vann fra et lavere til et høyere reservoar, og deretter generere strøm når det trengs. Med en virkningsgrad på 80% for pumpekraftverk, kan vi bruke 2 443 MWh til å lagre omtrent 1 954,4 MWh ( $2\,443\text{ MWh} \cdot 0.80$ ) i form av potensialenergi i det øvre reservoaret.

### **Batterilagring**

Med moderne litium-ion batterier, som har en effektivitet på rundt 90%, kan 2 443 MWh lagres og senere utvinnes som omtrent 2 198,7 MWh brukbar energi ( $2\,443\text{ MWh} \cdot 0.90$ ).

### **Industriell bruk**

En industriell prosess som smelting av aluminium krever rundt 15 MWh per tonn produsert aluminium.[19] Med 2 443 MWh kan en derfor produsere omtrent 163 tonn aluminium ( $2\,443\text{ MWh}/15,7\text{ MWh/tonn}$ ).

### **Varmeproduksjon**

1 MWh kan produsere omtrent 900 kWh varmeenergi for fjernvarme. 2 443 MWh kan derfor produsere omtrent 2 198 700 kWh varme ( $2\,443\text{ MWh} \cdot 900\text{ kWh/MWh}$ ).[13]

Varmtvannsberedere:

En standard varmtvannsbereder har en kapasitet på 14 - 21 kWh som vil si at en kan varme opp mellom 116 000 og 174 500 varmtvannsberedere. ( $2\,443\text{ MWh} \cdot 1\,000\text{ kWh/MWh} / 14\text{ kWh}$ ).

## 6.3 Sammenligning av energilagringmetoder

Oppgaven fokuserer på tre kjente og velprøvde teknologier for lagring av overskuddsenergi fra solenergi i kraftnettet: litium-ion-batterier, hydrogenlagring og pumpekraft. Hver av disse teknologiene har sine særegne styrker og svakheter, som er detaljert beskrevet i kapittel 2.5.

### Litium-ion-batterier

Litium-ion-batterier er kjent for sin høye energitetthet og raske responstid, noe som gjør dem ideelle for kortvarig lagring og hurtige utladninger. Batteriene kan raskt lades opp og levere energi når det er behov, noe som gjør dem spesielt nyttige for å jevne ut svingninger i produksjon og forbruk på kort sikt. Imidlertid er de mindre egnet for langtidsoppbevaring av energi på grunn av selvutladning og begrenset levetid.

En utfordring med litium-ion-batterier er miljøpåvirkningen knyttet til utvinning av råmaterialer som litium, kobolt og nikkel, samt produksjonsprosessen som ofte er energikrevende og miljøskadelig. Videre er resirkulering av batterier en utfordring som må adresseres for å redusere miljøpåvirkningen.

### Hydrogenlagring

Hydrogenlagring tilbyr stor fleksibilitet ved at det kan justere lastuttaket etter behov og er velegnet for langtidslagring. Hydrogen kan produseres gjennom elektrolyse ved bruk av overskuddskraft fra solenergi og lagres for senere bruk. Dette gjør hydrogen til en egnet løsning for perioder med lav solinnstråling eller høyt energibehov.

Hydrogen har et lavt miljøfotavtrykk ettersom produksjonsprosessen primært bruker vann og produserer oksygen som biprodukt. Dette bidrar til å redusere klimagassutslipp og gir muligheten til å erstatte fossile brennstoff i transport- og industrisektoren. En utfordring med hydrogenlagring er imidlertid den høye kostnaden for elektrolyseutstyr og infrastruktur for lagring og transport.

### Pumpekraft

Pumpekraftverk bruker overskuddsenergi til å pumpe vann fra et lavere til et høyere reservoar, som deretter kan slippes ned gjennom turbiner for å produsere elektrisitet ved behov. Dette gjør pumpekraft ideelt for langtidslagring av energi og for å balansere energisystemet over lengre perioder.

I motsetning til andre europeiske land har Norge en relativt lav andel pumpekraft. Dette kan virke overraskende gitt landets rike vannkraftressurser. En grunn til den begrensede utbyggingen av pumpekraft kan være at det naturlige vannkretsløpet har vært tilstrekkelig for å fylle opp vannmagasinene. Selv om det kan antas at dette vil fortsette i fremtiden, kan pumpekraft spille en viktig rolle ved å forbedre dekningsgraden i magasinene. Pumpekraft kan avlaste nettet i timer med høy solinnstråling; i stedet for å strupe produksjonen, kan energien lagres og brukes senere, som midtvinters når solproduksjonen er på sitt laveste. Selv om investeringskostnadene for pumpekraftverk er høye, kan lang levetid og høy virkningsgrad gjøre det til en kostnadseffektiv lagringsmetode sammenlignet med de andre metodene som er diskutert.

Miljøpåvirkning ved bygging av pumpekraftverk og etterfølgende drift kan være betydelige. Bygging av store reservoarer og dammer kan føre til endringer i økosystemer og lokalmiljøer. Likevel har pumpekraft en høy virkningsgrad og lang levetid, noe som kan gjøre det til en

kostnadseffektiv og miljøvennlig løsning over tid.

### Smart styring av varmtvannsberedere

Elvia sin rapport [4] indikerer at økonomisk styring av varmtvannsberedere, basert på strømpris og nettspenning, kan være kostnadseffektivt for kunden. Dette skyldes at varmtvannsberedere kan utnytte perioder med lav strømpris, som ofte sammenfaller med høy solproduksjon, til å varme opp vann. Ikke bare reduserer dette direkte kostnader for forbrukeren gjennom redusert strømforbruk i perioder med høy pris, men det bidrar også til å stabilisere nettet ved å øke forbruket når det er overskudd av energi, dermed også potensielt redusere de høyeste spenningstoppene.

Smart styring av varmtvannsberedere kan være spesielt relevant i forhold til case E, der alle husstander har implementert egen energiproduksjon fra solceller. Med merkeeffekt på 2-3 kW og 14-21 kWh lagringskapasitet [4] har varmtvannsberedere store muligheter for å redusere spenningstopper i nettet. Store spenningsøkninger forårsaket av implementert energiproduksjon fra sol vil dessuten kun være i omtrent 12 timer, avhengig av sesong, der et fåtall av disse timene faktisk kan by på store spenningsproblemer. Med tallene som er gitt for merkeeffekt og lagringskapasitet kan vi derfor anta at vi kan redusere spenningstoppene i maksimum 7 timer om dagen, og med 2-3 kW per husstand. Selv om dette ikke høres mye ut i forhold til case E der det ble implementert 20 kW solceller i hver husstand, kan det absolutt bidra med å redusere spenningstoppene såpass mye at det ikke blir nødvendig med andre lagringsmetoder eller samlokalisert forbruk. I tillegg kan man anta at dersom man implementerer en slik smart styring av varmtvannsberedere i alle husstander i case E, kan man installere solceller med 2-3 kW høyere installert effekt enn de 20 kW som ble funnet som maks grense i case E. På denne måten vil man i teorien kunne ha 22-23 kW installert effekt i solceller i alle husstander uten at det oppstår høyere spenningstopper i nettet enn det som ble observert i resultatene i case E. Da vil man kunne øke den totale installerte effekten i nettet fra 10 840 kW til 11 924 - 12 466 kW. I tillegg er det verdt å merke seg at solceller med 20 kW installert effekt sjelden oppnå høyere effekt enn 16 kW.

En slik smart styring av varmtvannsberedere kan derimot møte utfordringer som strømskotten, som introduseres av staten under perioder med særdeles høye strømpriser. Strømskotten, designet for å avlaste forbrukere under spesielt dyre strømperioder, kan også redusere insentivene for energieffektiv atferd og smart styring av energiforbruk. Forbrukere får mindre økonomisk gevinst av å tilpasse seg strømprisene når en del av kostnaden er dekket av staten.

Dette leder til en viktig diskusjon om behovet for statlige insentiver for å installere smarte styrere i varmtvannsberedere. Slike insentiver ville ikke bare oppmuntre til implementering av smart teknologi i hjemmet, men også styrke målet om energieffektivitet og spenningsstabilitet i nettet. Ved å gi økonomiske insentiver eller subsidier for installasjon av smarte styringsenheter, kan staten fremme en mer bærekraftig og økonomisk lønnsom bruk av energi. Dette ville støttet integrasjonen av fornybare energikilder, som solenergi, ved å sørge for at energiproduksjon og energiforbruk synkroniseres bedre til nettets kapasitet og stabilitet.

## 6.4 Regulatoriske og policy utfordringer

Ved å nå målet om 8 TWh produsert solenergi innen 2030 har antall konsesjonssøknader hos NVE økt betraktelig, noe som har ført til lange køer hos NVE. Dette kan begrense utviklingen av solenergi i Norge, da tidsforsinkelser i godkjenningssøknader kan virke avskrekkende på investorer og utviklere. En mulig løsning som NVE har foreslått er å unnta solcelleanlegg på inntil 5 MW fra konsesjonsplikten. Dette kan føre til raskere beslutninger om konsesjon

og hurtigere implementering for å nå målet om 8 TWh solenergi. [38]

I rapporten “Batterier i distribusjonsnettet” fra litteraturstudiet reises spørsmålet om eierskap og regulatoriske føringer for implementering av batterier. Et nettselskap kan ikke drive med konkurranseutsatt virksomhet ettersom et nettselskap drives som et monopol og dermed ikke bør eie batterier ettersom mye av potensialet til batteriet forsvinner om batteriet kun skal brukes til et netttformål. Løsningen her vil være å introdusere en tredjepart for å eie og operere batterilagringssystemene eller å revurdere regelverket for å tillate visse typer integrerte energilagringstjenester fra nettselskapet under streng regulering for å unngå interessekonflikter.

## 6.5 Begrensinger

Dataene som er brukt i denne studien er hentet fra et spesifikt distribusjonsnett i Agder. Hvert distribusjonsnett har unike egenskaper og avgrensninger som kan påvirke resultatene på ulike måter. Dette innebærer at funnene fra analysen av dette spesifikke nettet ikke nødvendigvis kan generaliseres til alle nett i Norge. For eksempel kan topografi, befolkningstetthet, og eksisterende infrastruktur variere betydelig mellom ulike regioner, noe som påvirker hvordan solenergi integreres og hvilke utfordringer som oppstår.

En annen begrensning ved denne studien er den begrensede geografiske dekkningen av datainnsamlingen. Dataene er primært samlet inn fra ett område, noe som kan begrense generaliserbarheten av resultatene. Det er mulig at andre regioner med forskjellige nettstrukturer og klimatiske forhold kan oppleve andre utfordringer og muligheter ved integrasjon av solenergi.

Prosjektet ble gjennomført innenfor en stram tidsramme, noe som begrenset omfanget av datainnsamlingen og analyseprosessen. På grunn av tidsbegrensningene måtte vi prioritere visse aspekter av datainnsamlingen og analysen, noe som kan ha ført til at noen potensielt viktige variabler ikke ble fullt ut undersøkt. Videre kunne en mer omfattende datainnsamling og lengre analyseperiode gitt et mer nyansert bilde av nettets responser på solenergiintegrasjon.

Simuleringene som er utført i denne studien er basert på visse antakelser og forenklinger som kan påvirke nøyaktigheten av resultatene. For eksempel kan modellene ha forenklet visse aspekter av nettets dynamikk eller ikke fullt ut representert alle variablene som påvirker nettstabiliteten. Disse forenklingene er nødvendige for å gjøre analysene håndterbare innenfor rammene av dette prosjektet, men de introduserer også en viss grad av usikkerhet.

Studien har fokusert på dagens tilgjengelige teknologier og eksisterende regelverk. Dette betyr at fremtidige teknologiske fremskritt eller endringer i regelverket ikke er tatt i betraktning. For eksempel kan utviklingen av mer avanserte energilagringsteknologier eller endringer i lovgivningen som fremmer fornybar energi ha betydelige effekter på hvordan solenergi integreres i distribusjonsnettet.

Variabiliteten i solenergiproduksjon er en annen faktor som kan påvirke resultatene. Solenergi er avhengig av værforhold, som kan variere betydelig fra dag til dag og fra sesong til sesong. Dette betyr at resultatene fra studien, som er basert på data fra en begrenset tidsperiode, kanskje ikke fullt ut reflekterer de langsiktige variasjonene og utfordringene.

Til tross for disse begrensningene gir studien verdifulle innsikter i hvordan solenergi kan integreres i et distribusjonsnett og hvilke utfordringer og muligheter som oppstår. Fremtidige studier bør søke å utvide omfanget av datainnsamlingen, inkludere flere geografiske

områder, og bruke mer omfattende simuleringsmodeller for å bygge videre på disse funnene og bidra til en mer robust forståelse av solenergiens rolle i fremtidens energisystemer.



## Kapittel 7

# Konklusjon

Denne rapporten har undersøkt effekten av økt energiproduksjon fra solkraft på mellomspenningsnivå i distribusjonsnett og de tekniske utfordringene og mulighetene dette presenterer for nettstabiliteten. Selv om solenergi bidrar positivt til reduksjon av klimagassutslipp og lokalt energibehov, fører den også med seg utfordringer som reversert effektstrøm, overspenninger og belastning i nettet.

Fra casene kan man se at riktig dimensjonering og plassering av solkraftverk er essensielt for å unngå overspenninger og overbelastning i nettet. I case A kan man se at et 10 MW solkraftverk fører til store overspenninger som er utenfor de lovlige grenseverdiene som er oppgitt i FoL. Basert på de to analysene i case B vises det til at spenningen ved implementering av fire solkraftverk med en samlet kapasitet på 10 MW er innenfor de lovlige grenseverdiene om de er strategisk plassert i nettet. Resultatene viser at plassering av kraftverk nærmere ekstern grid medfører færre timer med overspenning og overbelastning i linjer.

I case C kan man se at energilagringmetoder som batterier har vist seg å være effektive tiltak for å håndtere solcellens variable natur. Det kommer frem i case C at riktig dimensjonering er viktig for å balansere spenningen og belastningen i nettet. Ved å underdimensjonere batteriet kan energien fra solcellene føre til metting i batteriet, og problemene vi så i case A kan manifestere seg også i case C.

I case D vises betydningen av samlokalisert forbruk. Ved å utnytte overflødig energiproduksjon kan man tilføre samfunnet verdi samtidig som man reduserer belastningen på nettet og opprettholder stabile spenningsnivåer. Case D viser at ved en implementering av et 10 MW solkraftverk, som produserer 10 515 MWh årlig, er man nødt til å bruke 23% (2 443 MWh) av den produserte energien i andre industrier for å unngå å måtte strupe energiproduksjon. Ved å bruke denne mengden energi til hydrogenproduksjon kan man produsere 48,9 tonn med hydrogen.

Case E tar for seg et scenario der alle husstander i nettet implementerer egen energiproduksjon fra solceller med installert effekt på 20 kW. Fra resultatene ble det funnet at 20 kW var det meste alle husstandene kunne installere uten at det oppstod overspenninger i nettet. Med 542 husstander tilsvarer dette en total installert effekt på 10 840 kW, hvilket betyr at nettet tåler høyere installert effekt om hver husstand skulle installert egen energiproduksjon, enn om man skulle installert ett eneste stort solkraftverk, sett i case A. Likevel er det viktig å vurdere merkeytelsen til transformatorer/nettstasjoner i nettet, da transformatorer begynte å bli overbelastet når husstander installerte solceller med 17 kW installert effekt eller høyere. Belastning på linjer var også redusert fra case A og B, da linjebelastning så og si aldri oversteg 70%.

Oppgaven undersøkte også ulike energilagringmetoder og konkluderte med at pumpekraft

er den rimeligste av de evaluerte metodene, men den er begrenset av geografiske plasseringer for pumpekraftverk. Hydrogen, som er fleksibel og den nest rimeligste energilagringemetoden, har stort potensial for bruk som samlokalisert forbruk. Hydrogen anses som den beste energilagringemetoden i områder hvor pumpekraft ikke er mulig.

Dette arbeidet bidrar til den pågående diskusjonen om fremtidens energisystemer og legger grunnlaget for videre innovasjoner innen integrering av solenergi i kraftsystemet.

## 7.1 Videre forskning

Videre studier bør fokusere på flere aspekter for å bygge videre på funnene fra denne studien og for å sikre en mer omfattende forståelse av solenergiens integrasjon i distribusjonsnett.

En viktig retning for videre forskning er å undersøke andre distribusjonsnett for å se om funnene fra denne studien kan generaliseres. Dette inkluderer å evaluere hvordan solenergi-produksjon påvirker nettstabiliteten i ulike typer distribusjonsnett med forskjellige topologier og belastningsprofiler. Ved å analysere flere nett kan vi avgjøre om de identifiserte problemene og løsningene er spesifikke for GlitreNetts nett eller om de gjelder bredere.

Det vil også være nyttig for andre nettselskaper å undersøke hvordan deres distribusjonsnett reagerer sammenlignet med GlitreNetts nett. Selv om kraftnettene kan ha lignende strukturer, kan det være spesifikke faktorer som gjør at reaksjonene på solenergi-produksjon varierer. En mer generalisert studie vil være til nytte for å tette hull i eksisterende kunnskap og bekrefte eller utfordre antakelser gjort i denne studien.

En annen viktig retning for videre forskning er å utvide nettmodellen som er programmert i pandapower. Dette inkluderer å omfatte et større distribusjonsnett og muligens også programmere høyere nettnivåer for å undersøke hvordan problemer i distribusjonsnettet kan forplante seg til de høyere nettnivåene.

Fremtidige studier bør også fokusere på kostnads-nytte-analyser av ulike energilagringsteknologier. Dette inkluderer å vurdere både de økonomiske og tekniske aspektene ved implementering av energilagringsteknologier som batterier, hydrogenproduksjon og pumpekraftverk. Langtidseffektene på nettstabilitet og effektivitet bør også analyseres for å sikre bærekraftige og økonomisk forsvarlige løsninger.

Videre forskning bør også undersøke miljøpåvirkningen av de ulike energilagringsteknologiene. Dette inkluderer en livssyklusanalyse av batterier, hydrogenproduksjon og pumpekraftverk for å vurdere deres totale karbonavtrykk og miljøpåvirkning. En bærekraftig integrasjon av solenergi krever løsninger som både er teknisk effektive og miljømessig ansvarlige.

En annen viktig retning for videre studier er å analysere og utvikle regulatoriske rammeverk som kan støtte en mer effektiv integrasjon av solenergi i kraftnettet. Dette inkluderer å identifisere nødvendige endringer i dagens regelverk og utvikle nye retningslinjer som kan stimulere til investeringer i fornybare energikilder og energilagringsteknologier.

## 7.2 Avsluttende kommentar

Denne studien bidrar til en bedre forståelse av hvordan solenergi kan integreres i det norske kraftnettet på en måte som sikrer stabilitet og effektivitet. Videre forskning og implementering av anbefalte tiltak vil være avgjørende for å møte fremtidens energibehov på en bærekraftig måte.

# Bibliografi

- [1] Nasjonal Digital Læringsarena (NDLA). *Transformatoren*. URL: <https://ndla.no/subject:1:8c5a9fdd-4fa4-456b-9afe-34e7e776b4e7/topic:5a2a8f85-cbf6-4f24-8311-404f30c38c02/resource:1:56569>. (accessed: 10.03.2024).
- [2] Store Norske Leksikon (SNL). *transformator*. URL: <https://snl.no/transformator>. (accessed: 10.03.2024).
- [3] Universitetet i Agder. *Kunstig intelligens i oppgaveskriving*. URL: <https://www.uia.no/studier/for-studenter/eksamen/kunstig-intelligens-i-oppgaveskriving.html>. (accessed: 11.05.2024).
- [4] Alf Inge Tunheim, Bjørn Viljugrein og Stein Roger Aspmodel, Elvia, Stein Arne Riis, OSO Energy og Magnar Bjørk, EPOS Consulting. *Nytteverdier fra smarte varmtvannsberedere*. Tekn. rapp. Smart bruk av varmtvannsberedere, IDE. Elvia, 2022.
- [5] ev-bee. *NMC and LFP Lithium-ion Batteries*. URL: <https://www.ev-bee.com/article/9-nmc-and-lfp-lithium-ion-batteries#:~:text=LFP%20and%20NMC%20are%20two,and%20Cobalt%20as%20cathode%20material>. (accessed: 14.04.2024).
- [6] Clean Energy Council. *GUIDE TO INSTALLING SOLAR PV FOR BUSINESS AND INDUSTRY*. URL: [https://assets.cleanenergycouncil.org.au/documents/consumers/CEC\\_SOLAR\\_BUS\\_0114\\_v10\\_JUNE2020v2\\_WEB.pdf](https://assets.cleanenergycouncil.org.au/documents/consumers/CEC_SOLAR_BUS_0114_v10_JUNE2020v2_WEB.pdf). (accessed: 14.04.2024).
- [7] Håvard Egge/Gemini.no/Sintef. *Hva er egentlig grått, grønt, blått og turkis hydrogen?* URL: <https://www.sintef.no/siste-nytt/2020/hva-er-egentlig-gra-gronn-bla-og-turkis-hydrogen/>. (accessed: 05.03.2024).
- [8] Energidepartementet. *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet*. URL: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>. (accessed: 14.02.2024).
- [9] Norges vassdrags- og energidirektorat. *Batterier i distribusjonsnettet*. URL: <https://publikasjoner.nve.no/diverse/2020/batterier.i.distribusjonsnettet.pdf>. (accessed: 05.04.2024).
- [10] Norges vassdrags- og energidirektorat. *Nett*. URL: <https://www.nve.no/energi/energisystem/nett/>. (accessed: 13.02.2024).
- [11] Norges vassdrags- og energidirektorat. *NVE anbefaler at solkraftanlegg opp til 5 MW ikke trenger konsesjon*. URL: <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/nve-anbefaler-at-solkraftanlegg-opp-til-5-mw-ikke-trenger-konsesjon/>. (accessed: 14.02.2024).
- [12] Norges vassdrags- og energidirektorat. *Plusskunder*. URL: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettleie/tariffer-for-produksjon/plusskunder/>. (accessed: 14.02.2024).
- [13] Norsk Fjernvarme. *Energimerket FJERNVARME*. URL: [https://www.fjernvarme.no/uploads/Faktaark\\_energimerket\\_fjernvarme\\_26%2010%2010%203.pdf](https://www.fjernvarme.no/uploads/Faktaark_energimerket_fjernvarme_26%2010%2010%203.pdf). (accessed: 21.04.2024).
- [14] Folkehelseinstituttet. *Fordelingsnett til dusjer og andre aerosoldannende tappepunkter*. URL: <https://www.fhi.no/ss/veiledere/legionellaveilederen/temakapitler/interne-vannfordelingsnett-som-forsyner-dusjer-og-andre-aerosoldannende-tappepunkter/?term=#risikovurdering>. (accessed: 12.02.2024).

- [15] AICHELIN Ges.m.b.H. *LFP VS. NMC BATTERY: UNVEILING THE DIFFERENCES FOR A SUSTAINABLE FUTURE*. URL: <https://www.aichelin.at/en/products/topics/lfp-vs-nmc-battery>. (accessed: 09.04.2024).
- [16] Signe Eika Gjørven. *Integrasjon av sol i det norske kraftsystemet*. URL: [https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/2559920/19192\\_FULLTEXT.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/2559920/19192_FULLTEXT.pdf?sequence=1&isAllowed=y). (accessed: 06.04.2024).
- [17] Hannah Glenn. *Do Solar Panels Work Less Efficiently at Certain Temperatures?* URL: <https://www.solar.com/learn/do-solar-panels-work-less-efficiently-at-certain-temperatures/>. (accessed: 30.03.2024).
- [18] Norsk Hydrogenforum. *Hvordan virker et brenselcellekjøretøy?* URL: <https://www.hydrogen.no/faktabank/ofte-stilte-sporsmal#:~:text=i%20batterielektriske%20kj%C3%B8ret%C3%B8y,-,Med%20%20kg%20hydrogen%20p%C3%A5%20tanken%20vil%20en%20brenselcellebil%20typisk,hydrogengass%20med%20700%20bars%20trykk..> (accessed: 23.04.2024).
- [19] Norsk Industri. *Om Aluminiumsbransjen*. URL: <https://www.norskindustri.no/bransjer/aluminium/om-aluminiumsbransjen/>. (accessed: 21.04.2024).
- [20] Sustainability Info. *Green Hydrogen Production Cost Calculator*. URL: <https://sustainabilityinfo.com/energy/green-hydrogen-production-cost-calculator/>. (accessed: 23.04.2024).
- [21] Electric Power Research Institute. *Flicker Measurements at Photovoltaic Plants*. URL: <https://www.epri.com/research/products/000000003002011897>. (accessed: 20.04.2024).
- [22] International Energy Agency, Shin-Ichi Inage. *Modelling Load Shifting Using Electric Vehicles in a Smart Grid Environment*. Tekn. rapp. Rapport utarbeidet av IEA som omhandler å bruke el-biler i lastforskyvning. OECD, IEA, 2010.
- [23] Sintef Kjell Sand. *Samfunnsøkonomiske tapkostnader for dimensjonering av kraftnett kostnadsnivå 2014*. URL: <https://sintef.brage.unit.no/sintef-xmlui/bitstream/handle/11250/2598670/TR%2BA7346.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. (accessed: 13.02.2024).
- [24] SNL Knut A. Rosvold. *Fullturbin*. URL: <https://snl.no/fullturbin#:~:text=Fullturbin%2C%20reaksjonsturbin%2C%20turbintype%20hvor%20vannet,fullturbiner%20er%20francisturbiner%20og%20kaplanturbiner>. (accessed: 02.04.2024).
- [25] SNL Knut A. Rosvold. *Spenningskvalitet*. URL: <https://snl.no/spenningskvalitet>. (accessed: 24.03.2024).
- [26] Store Norske Leksikon Knut A. Rosvold. *Solceller*. URL: <https://snl.no/solceller#:~:text=Effektiviteten%20til%20solceller%20angis%20ved,mellom%2015%20og%2025%20prosent..> (accessed: 21.03.2024).
- [27] SNL Knut A. Rosvold og Jo Halvard Halleraker. *pumpekraftverk*. URL: <https://snl.no/pumpekraftverk#:~:text=Det%20er%20installert%20ti%20pumpekraftverk,av%20Europas%20st%C3%B8rste%20vannkraftsmagasin%20Bl%C3%A5sj%C3%B8>. (accessed: 02.04.2024).
- [28] Knut A. Rosvold og Knut Hofstad. *energilagring*. URL: <https://snl.no/energilagring>. (accessed: 09.04.2024).
- [29] Energi og klima Lars Ursin. *Ekspertintervjuet: Ren energi fra vann*. URL: <https://www.energiogklima.no/to-grader/ekspertintervjuet-ren-energi-fra-vann>. (accessed: 05.03.2024).
- [30] Energi og klima Lars Ursin. *Ekspertintervjuet: Strøm + vann = hydrogen*. URL: <https://www.energiogklima.no/to-grader/ekspertintervju/ekspertintervjuet-strom-vann-hydrogen>. (accessed: 05.03.2024).
- [31] Store Norske Leksikon. *solenergi*. URL: <https://snl.no/solenergi#:~:text=Solkraftens%20%C3%B8kende%20konkurrensekraft%20de%20siste,35%20prosent%20i%20hele%20perioden>. (accessed: 05.05.2024).

- [32] SINTEF Michael Martin Belsnes. *Norsk pumpekraft kan hjelpe med å stabilisere strømprisene*. URL: <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/norsk-pumpekraft-kan-hjelpe-med-a-stabilisere-stromprisene/>. (accessed: 02.04.2024).
- [33] Ingunn Mjønerud. *Alt du bør vite om solceller og solenergi*. URL: <https://xn--strm-ira.no/solceller-og-solenergi>. (accessed: 13.03.2024).
- [34] Modernebolig. *Inverter solceller – Slik fungerer en vekselretter*. URL: <https://modernebolig.no/guide/inverter-solceller-slik-fungerer-en-vekselretter/>. (accessed: 29.03.2024).
- [35] Multiconsult. *Solkraft i bygningsmassen og samfunnet*. Tekn. rapp. Rapport utarbeidet for Solenergiklyngen, Nelfo, og NBBL. Multiconsult for Solenergiklyngen, Nelfo, og NBBL, aug. 2023.
- [36] Jannicke Nilsen. *Køen for solkraftverk vokser kraftig. NVE har kun gitt én konsesjon i år*. URL: <https://www.europower.no/solenergi/koen-for-solkraftverk-vokser-kraftig-nve-har-kun-gitt-n-konsesjon-i-ar/2-1-1525323>. (accessed: 06.04.2024).
- [37] NVE. *NVEs svar på oppdrag om solkraft og annen lokal energiproduksjon*. Tekn. rapp. NVE sitt svar på oppdrag om 8TWh. NVE, 2024.
- [38] NVE. *NVEs svar på oppdrag om solkraft og annen lokal energiproduksjon*. URL: <https://www.nve.no/media/16752/notatet-nves-svar-paa-oppdrag-om-solkraft-og-annen-lokal-energi-produksjon.pdf>. (accessed: 08.04.2024).
- [39] NVE. *Oversikt over solkraft i Norge*. URL: <https://www.nve.no/energi/energisystem/solkraft/oversikt-over-solkraft-i-norge/>. (accessed: 09.02.2024).
- [40] OpenAI. *GPT (versjon GPT-3.5)*. 2020. URL: <https://openai.com/index/chatgpt/>. (accessed: 11.05.2024).
- [41] SMA Phillip Meywirth. *CENTRALIZED SYSTEM LAYOUT – DECENTRALIZED INVERTER CONCEPT*. URL: [https://www3.sma.de/1/226412/2019-06-13/87v1n/226412/62871/Whitepaper\\_DecentralizedSystemLayout\\_12.pdf](https://www3.sma.de/1/226412/2019-06-13/87v1n/226412/62871/Whitepaper_DecentralizedSystemLayout_12.pdf). (accessed: 29.03.2024).
- [42] SMA Phillip Meywirth. *Her er grunnen til at det er best å underdimensjonere vekselretteren*. URL: <https://www.minenergi.no/her-er-grunnen-til-at-det-er-best-a-underdimensjonere-vekselretteren/s/5-147-4989>. (accessed: 29.03.2024).
- [43] IEEE Power og Energy Society. *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*. URL: <https://standards.ieee.org/ieee/1547/5915/>. (accessed: 20.04.2024).
- [44] IEEE Power og Energy Society. *IEEE Standard for Measurement and Limits of Voltage Fluctuations and Associated Light Flicker on AC Power Systems*. URL: <https://standards.ieee.org/ieee/1453/10459/>. (accessed: 20.04.2024).
- [45] Henrik Kirkeby og Thor Holm PQA AS v/Martin Lillebo. *Prosumenters innvirkning på lavspente distribusjonsnett*. URL: [https://publikasjoner.nve.no/rme\\_eksternrapport/2020/rme\\_eksternrapport2020\\_09.pdf](https://publikasjoner.nve.no/rme_eksternrapport/2020/rme_eksternrapport2020_09.pdf). (accessed: 09.02.2024).
- [46] SNL Ragnar Heggstad. *pumpeturbin*. URL: <https://snl.no/pumpeturbin>. (accessed: 02.04.2024).
- [47] REN. *Tekniske verdier for kabel og luftnett 0,23 - 24 kV*. Tekn. rapp. Linjer, kabler. REN, 2024.
- [48] PNNL Richard Baxter Mustang Prairie Energy. *2022 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment*. URL: <https://www.pnnl.gov/download-reports>. (accessed: 05.04.2024).
- [49] Språkrådet. *Solinnstråling*. URL: <https://termwiki.sprakradet.no/wiki/Solinnstr%C3%A5ling>. (accessed: 30.03.2024).
- [50] Iain Staffell Stefan Pfenninger. *About Renewables.ninja*. URL: <https://www.renewables.ninja/about>. (accessed: 24.03.2024).

- [51] Stortinget. *Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om Redegjørelse gitt i Stortinget 19. september 2022 av olje- og energiministeren om kraftsituasjonen samt ni representantforslag innenfor temaet energi*. URL: <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Publikasjoner/Innstillinger/Stortinget/2022-2023/inns-202223-025s/?all=true>. (accessed: 09.02.2024).
- [52] UngEnergi. *Norge og EUs plan for en fornybar fremtid*. URL: <https://ungenergi.no/miljo-klima-samfunn/miljopolitikk/norge-og-eus-plan-for-en-fornybar-fremtid/>. (accessed: 05.05.2024).
- [53] UngEnergi. *Solceller*. URL: <https://ungenergi.no/energikilder/solenergi/solceller/>. (accessed: 10.03.2024).
- [54] 10. april) UngEnergi.no (2024). *Pumpekraft*. URL: [https://ungenergi.no/energikilder/hav-og-vannkraft/pumpekraft/#:~:text=N%C3%A5r%20det%20er%20mye%20vind,her%20\(ungenergi.no\)](https://ungenergi.no/energikilder/hav-og-vannkraft/pumpekraft/#:~:text=N%C3%A5r%20det%20er%20mye%20vind,her%20(ungenergi.no).). (accessed: 02.04.2024).
- [55] VDMA. *International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV) 2022 Results*. Tekn. rapp. Internasjonal Roadmap for PV teknologi. VDMA, 2023.