



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2020 30 stp

Fakultet for miljøvitenskap og naturforvaltning

Mulighetsstudie av Norges teoretiske solenergipotensial og en scenarioanalyse av energimarkedet i Nord-Europa i 2030.

Feasibility study of Norway's solar potential and
scenario analysis of the energy market in North
Europe in 2030.

Julie Hinderaker Hagevik

Fornybar energi

Forord

Denne masteroppgaven markerer slutten av min toårige mastergrad i fornybar energi ved Norges Miljø- og biovitenskapelige universitet. Det har vært to innholds- og læringsrike år fullpakket med gode opplevelser, vennskap og utfordringer. Utdanningen har vært preget av engasjerte forelesere og interessante diskusjoner. Jeg har fått et bredere blikk på verden og oppdaget kompleksiteten vi står ovenfor i veien mot en mer bærekraftig fremtid. Jeg er nå ivrig etter å komme ut i arbeidslivet og endelig praktisere kunnskapen jeg har tilegnet meg for å, forhåpentligvis, bidra til en bærekraftig fremtid.

Jeg ønsker å takke min veileder Torjus Folsland Bolkesjø for god veiledning og gode tilbakemeldinger gjennom skriveprosessen, og en stor takk til biveileder Jon Gustav Kirkerud for hjelp til kjøring av Balmorel modellen og tilhørende spørsmål. Jeg ønsker også å takke min søster Ida for god mental støtte og forståelse gjennom dette halve året, og takk til min bror og nevø for lattermilde skrivepauser over Facetime. Takk til mine foreldre for støtte gjennom alle årene med høyere utdanning. Jeg vil også rette en stor takk til min samboer, Mikael, for gjennomlesing av oppgaven samt motiverende samtaler og gode avbrekk.

Sammendrag

Formålet med denne masteroppgaven er å estimere Norges teoretiske solenergipotensial og analysere hvordan denne energien, variert CO₂ – kvotepris og ulike investeringer i transmisjonsnett vil påvirke kraftmarkedet i Nord-Europa i 2030. Beregningene av solenergipotensialet gjøres ved hjelp av solinnstrålingsverktøyet The Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), samt en forutsetning om at det kun kan installeres solceller på tak til allerede eksisterende bygg. Det er benyttet en utnyttelsesgrad på 0,34, som vil si at det er lagt til grunn at 34% av alt grunnareal til bebygd areal er egnet for installasjon av solcellepaneler. Videre er det satt en forventet virkningsgrad på 0,2 for solcellepanelene. Dette gav et totalresultat på 38,8 TWh i årlig potensiell elproduksjon. Det gir Norge et gjennomsnittlig solenergipotensial på 70 kWh/m²/år. Beregningene er utført på fylkesnivå med fylkesgrensene for 2019 som utgangspunkt. Resultatene viser at Akershus er fylket med høyest potensial og Finnmark er fylket med lavest potensial.

I analysen av kraftmarkedet blir den delvis likevekstmodellen Balmorel benyttet til å simulere seks ulike scenarioer over hvordan produksjonen av kraft fra ulike energikilder vil se ut i 2030. I alle simuleringene er den teoretiske norske solenergien blitt implementert som et eksogent sjokk i modellen. Det er benyttet et BASE-scenario for hvordan markedet ville sett ut i 2030 uten solenergipotensialet for å kunne sammenligne. Videre inneholder de seks scenarioene forskjellige CO₂ – kvotepriser, henholdsvis 10, 30 og 50 €/tonn CO₂ - ekvivalenter, samt med og uten investeringer i transmisjonsnett utover det planlagte. Resultatene fra analysen viser at i alle scenarioene vil en få en reduksjon i vindkraftproduksjon på mellom 3 og 4 TWh i året. I nesten alle scenarioene ble det også observert en nedgang i lignitt- og kullkraftproduksjon. Naturgassproduksjonen vil øke i scenarioene med en CO₂ – kvotepris på 50 €/tonn CO₂ – ekv., trolig som følge av nedgangen i lignitt- og kullkraftproduksjonen. I flertallet av scenarioene som tillot investeringer i utbyggelse av transmisjonsnett ble det observert en oppgang i kraftproduksjon fra fornybare energikilder.

Abstract

The purpose of this master's thesis is to estimate Norway's theoretical solar potential and analyze how this energy, different carbon prices and various investments in the transmission grid will affect the power market in the Northern Europe in 2030. The solar potential is calculated using the solar radiation tool The Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), with an assumption that solar cells only can be installed on rooftops of already existing buildings. A utilization rate of 0.34 has been used. This means that it is assumed that 34% of all the area covered by buildings in Norway is to be considered suitable for installation of PV. The expected efficiency for the solar panels has been set to 0.2. These calculations have shown that Norway has an annual theoretical solar potential of 38.8 TWh. This gives Norway an average solar potential of 70 kWh/m²/year. The calculations are carried out per county with the county boundaries for 2019. The results show that Akershus is the county with the highest potential and Finnmark is the county with the lowest potential.

In the analysis of the power market, the partial equilibrium model Balmorel is used to simulate seven different scenarios on how the power market would look like in 2030 given the different assumptions taken in this thesis. The assumptions are installation of 38.8 TWh/year Norwegian solar power, carbon prices of 10, 30, and 50 €/tons CO₂- equivalent. and with and without exogenous investments in the transmission grid. A BASE-scenario has been used to illustrate how the energy market would be in 2030 without the solar potential integrated. The results of the analysis show that there will be a reduction in wind power production of 3 to 4 TWh per year. In almost all scenarios there was observed a decline in lignite- and coal power generation. Natural gas production will increase in the scenarios with a carbon price of 50 €/tons CO₂- eq.. This is probably a result of the decline in the lignite- and coal power generation. There was observed an increased power generation from renewable energy sources in the majority of the scenarios that allowed investments in the development of the transmission grid.

Innholdsfortegnelse

FORORD.....	I
SAMMENDRAG.....	II
ABSTRACT	III
FIGUROVERSIKT.....	V
TABELLOVERSIKT	V
1. INNLEDNING.....	1
2. BAKGRUNN	4
2.1 SOLENERGI OG SOLENERGIPOTENSIAL I NORGE.....	4
3. TEORI	7
3.1 TEKNOLOGIUTVIKLING.....	7
3.2 PRISSETTING I KRAFTMARKEDET	7
3.3 KORRELASJONSEFFEKTEN	9
3.4 TRANSMISJONSNETT	10
3.5 KLIMAGASSUTSLIPP	10
4. DATA OG METODE: SOLENERGIPOTENSIAL	11
4.1 AREALSTATISTIKK	11
4.2 THE PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM (PVGIS)	12
4.2.1 Data.....	12
4.2.2 Lokalisasjon.....	13
4.2.3 Helningsvinkel	13
4.2.4 Virkningsgrad.....	14
4.2.5 Utnyttelsesgrad.....	14
5. DATA OG METODE: ENERGIMARKEDSANALYSE	15
5.1 BALMOREL MODELLEN	15
5.2 BALMOREL DATA.....	16
5.2.1 Etterspørsel.....	17
5.2.2 Geografisk oppløsning	17
5.2.3 Transmisjonsnett og overføringskapasitet	18
5.2.4 Installert kapasitet	19
5.2.4 Brenselspris	20
5.2.5 CO ₂ – kvotepris og investeringer i transmisjonsnett	20
5.2.6 Teknologiforutsetninger.....	21
6. RESULTAT: SOLENERGIPOTENSIAL (DEL 1)	23
6.1 FØLSOMHETSANALYSE.....	25
7. DISKUSJON: SOLENERGIPOTENSIAL	28
8. RESULTAT: ENERGIMARKEDSANALYSE (DEL 2).....	31
8.1 SCENARIO 1	32
8.2 SCENARIO 2	33
8.3 SCENARIO 3	34
8.4 SCENARIO 4	35
8.5 SCENARIO 5	36
8.6 SCENARIO 6	37
8.7 IKKE-FORNYBARE ENERGIKILDER	38
8.8 FORNYBARE ENERGIKILDER	42
9. DISKUSJON: ENERGIMARKEDSANALYSE	47

10. KONKLUSJON	50
LITTERATURLISTE	51

Figuroversikt

FIGUR 1 – ILLUSTRASJON OVER PRISAVKLARING I ET LIBERALISERT KRAFTMARKED (TVETEN, 2015).	8
FIGUR 2 - ILLUSTRASJON AV MERIT-ORDER EFFEKTEN VED INNFØRSEL AV VARIABEL FORNYBAR ENERGI I ENERGIMARKEDET (TVETEN, 2015).	9
FIGUR 3 – KART OVER NORGE MED FYLKES- OG KOMMUNEGRENSER 2019 (GEONORGE, 2018).	11
FIGUR 4 - BALMORELS KJERNESTRUKTUR (WIESE ET AL., 2018).	16
FIGUR 5 - KART OVER ELSPOTOMRÅDENE I NORGE (NVE, 2016A)	17
FIGUR 6 - IDENTIFISERTE KAPASITETSØKNINGER MELLOM OMRÅDENE I NORD-EUROPA (ENTSO-E, 2019).	18
FIGUR 7 – NORGES ÅRLIG SOLENERGIPOTENSIALE FORDELT PÅ HVERT FYLKE I GWh.	23
FIGUR 8 - GJENNOMSNTTLIG SOLINNSTRÅLING PER M ² MÅLT I KWh PER FYLKE BASERT PÅ DATA FRA 2005 TIL 2016.	24
FIGUR 9 - AREAL I KM ² SOM ER DEKKET AV BYGNINGER FORDELT PER FYLKE.....	25
FIGUR 10 - NORGES ÅRLIG TEORETISK SOLENERGIPOTENSIAL VED ULIKE UTNYTTETESGRADER.	26
FIGUR 11 - NORGES ÅRLIG TEORETISK SOLENERGIPOTENSIAL VED ULIKE UTNYTTETESGRADER.	27
FIGUR 12 - SAMLET ANALYSERESULTAT OVER HVORDAN ENERGIPRODUKSJONEN FRA DE ULIKE ENERGIKILDENE VIL SE UT I 2030 I DE SYV ULIKE SCENARIOENE.	31
FIGUR 13 - ENDRING I KRAFTPRODUKSJON VED SCENARIO 1: INNFØRSEL AV PV FRA NORGE, CO ₂ -KVOTEPRIS PÅ 10 EURO PER TONN CO ₂ -EKVIVALENTER OG INGEN INVESTERINGER UTOVER DET PLANLAGTE I TRANSMISJONSNETTET.	32
FIGUR 14 - ENDRING I KRAFTPRODUKSJON VED SCENARIO 2: INNFØRSEL AV PV FRA NORGE, CO ₂ -KVOTEPRIS PÅ 10 EURO PER TONN CO ₂ -EKVIVALENTER OG INVESTERINGER I TRANSMISJONSNETTET UTOVER DET ALLEREDE PLANLAGTE.....	33
FIGUR 15 - ENDRING I KRAFTPRODUKSJON VED SCENARIO 3: INNFØRSEL AV PV FRA NORGE, CO ₂ -KVOTEPRIS PÅ 30 EURO PER TONN CO ₂ -EKVIVALENTER OG INGEN INVESTERINGER UTOVER DET PLANLAGTE I TRANSMISJONSNETTET.	35
FIGUR 16 - ENDRING I KRAFTPRODUKSJON VED SCENARIO 4: INNFØRSEL AV PV FRA NORGE, CO ₂ -KVOTEPRIS PÅ 30 EURO PER TONN CO ₂ -EKVIVALENTER OG INVESTERINGER I TRANSMISJONSNETTET UTOVER DET ALLEREDE PLANLAGTE..	36
FIGUR 17 - ENDRING I KRAFTPRODUKSJON VED SCENARIO 5: INNFØRSEL AV PV FRA NORGE, CO ₂ - KVOTEPRIS PÅ 50 EURO PER TONN CO ₂ -EKVIVALENTER OG INGEN INVESTERINGER UTOVER DET PLANLAGTE I TRANSMISJONSNETTET.	37
FIGUR 18 - ENDRING I KRAFTPRODUKSJON VED SCENARIO 6: INNFØRSEL AV PV FRA NORGE, CO ₂ -KVOTEPRIS PÅ 50 EURO PER TONN CO ₂ - EKVIVALENTER OG INVESTERINGER UTOVER DET PLANLAGTE I TRANSMISJONSNETTET.	38
FIGUR 19 - ENDRING I KRAFTPRODUKSJON FRA KJERNEKRAFT I 2030 ETTER INNFØRSEL AV 38,8 TWh/ÅR SOLENERGI FRA NORGE. ..	39
FIGUR 20 - ENDRING I KRAFTPRODUKSJON FRA LIGNITT I 2030 ETTER INNFØRSEL AV 38,8 TWh/ÅR SOLENERGI FRA NORGE.	40
FIGUR 21 - ENDRING I KRAFTPRODUKSJON FRA KULL I 2030 ETTER INNFØRSEL AV 38,8 TWh/ÅR SOLENERGI FRA NORGE.	41
FIGUR 22 - ENDRING I KRAFTPRODUKSJON FRA NATURGASS I 2030 ETTER INNFØRSEL AV 38,8 TWh/ÅR SOLENERGI FRA NORGE.	41
FIGUR 23 - ENDRING I KRAFTPRODUKSJON FRA OLJE I 2030 ETTER INNFØRSEL AV 38,8 TWh/ÅR SOLENERGI FRA NORGE.	42
FIGUR 24 - ENDRING I KRAFTPRODUKSJON FRA BIO I 2030 ETTER INNFØRSEL AV 38,8 TWh/ÅR SOLENERGI FRA NORGE.	43
FIGUR 25 - ENDRING I KRAFTPRODUKSJON FRA VANN I 2030 ETTER INNFØRSEL AV 38,8 TWh/ÅR SOLENERGI FRA NORGE.	44
FIGUR 26 - ENDRING I KRAFTPRODUKSJON FRA VIND I 2030 ETTER INNFØRSEL AV 38,8 TWh/ÅR SOLENERGI FRA NORGE.	45
FIGUR 27 - TOTAL KRAFTPRODUKSJON I 2030 FOR BASE-SCENARIOET OG SCENARIO 1 TIL 6.	46

Tabelloversikt

TABELL 1 - INSTALLERT EFFEKT I MW I 2016 FOR LANDENE SOM ER INKLUDERT I ANALYSEN: BELGIA (BE), TYSKLAND (DE), DANMARK (DK), ESTLAND (EE), FINLAND (FI), FRANKRIKE (FR), LITAUEN (LT), LATVIA (LV), NEDERLAND (NL), NORGE (NO), POLEN (PL), SVERIGE (SV) OG STORBRIANNIA (UK).	19
TABELL 2 - OVERSIKT OVER BRENSLESPRISENE TIL DE ULIKE ENERGIKILDENE SOM LIGGER TIL GRUNN I BALMORELANALYSEN. KILDE: (IEA AND NER, 2016).	20
TABELL 3 - OVERSIKT OVER FORUTSETNINGENE FOR CO ₂ -KVOTEPRISENE OG INVESTERINGER I TRANSMISJONSNETT FOR ALLE SCENARIOENE I ANALYSEN.	21
TABELL 4 - FORUTSETNINGENE FOR DATAGRUNNLAGET TIL DE ULIKE TEKNOLOGIENE OG TILHØRENDE KILDER.....	22
TABELL 5 - OVERSIKT OVER HVOR MANGE TWh I ÅRET PRODUSERT FRA DE ULIKE ENERGIKILDENE I ALLE ANALYSESCENARIOENE.....	32

1. Innledning

Verden befinner seg i en omveltning mot et mer bærekraftig samfunn: «det grønne skiftet» (Solberg and Valseth, 2016). Majoriteten av energiforbruket de siste århundrene har vært dominert av utnyttelse av ikke fornybare energikilder, slik som kull, olje og naturgass. I 2018 satte verden ny rekord i andel klimagassutslipp med en økning på 1,7 % til 33 milliarder tonn CO₂ (IEA, 2019). To tredjedeler av de økte utslippene kommer fra kraftsektoren. Dette til tross for det økte fokuset på bærekraft og fornybar energi. Elektrisitetsetterspørselen økte med 4% fra 2018 til 2019, hvorav majoriteten av denne økningen ble dekket av kjernekraft og fornybar energi, men også en økning i produksjon fra kull og naturgass. I Norge økte elektrisitetsetterspørselen med litt over 2% fra 2017 til 2018 (SSB, u.å.). Den økte etterspørselen etter elektrisitet stammer trolig fra økt elektrifisering av sektorer som tidligere har vært dominert av fossil energi, i tillegg til økt befolkning og levestandard. Det er derfor mye fokus i samfunnet på hvordan vi skal klare å fortsette å dekke vårt og fremtidige generasjoners energibehovet på en bærekraftig måte. For å kunne nå FNs bærekraftsmål er det viktig å forstå energimarkedet og hvordan de ulike energikildene påvirker det (FN, 2020). FNs bærekraftsmål nummer 7 (ren energi for alle) og nummer 13 (stoppe klimaendringene) går hånd i hånd. For å oppnå disse må en øke andelen fornybar energi på markedet. Dette må gjøres ved økt utnyttelse av de fornybare naturressursene vi har; vann-, vind-, sol- og bioenergi. Det er derfor viktig og interessant og undersøke og kartlegge potensialet til de ulike energikildene.

Solenergi er drivkraften til nesten alle energikilder vi har på jordkloden. Teknolog utviklingen til utnyttelsen av solenergi har vært enorm de siste tiårene. Solen som energikilde kan brukes til å produsere både solvarme og solstrøm. Teoretisk sett treffer nok solenergi jordoverflaten til å dekke hele verdens energietterspørsel (Kabir et al., 2017). Et av problemene knyttet til utnyttelse av denne solenergien, og enkelte andre fornybare energikilder, er at produksjonsprofilen er vanskelig å kontrollere og forutsi. Solceller produserer når forholdene for produksjon ligger til rette, og dette er ikke nødvendigvis når etterspørselen er størst. Mangel på lagrings- og transportmuligheter er også en del av utfordringene knyttet til utnyttelse av solenergi. Det er derfor viktig å kartlegge solenergipotensialet i verden, samt hvordan dette potensialet vil kunne påvirke kraftmarkedet. Problemstillingen for del én i denne masteroppgaven er derfor: Hva er Norges teoretiske solenergipotensial hvis det

installeres solceller på alle eksisterende bygg med grunnlag i solinnstrålingsdata fra verktøyet The Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)?

For å effektivt kunne kartlegge solenergipotensialet for større områder er det viktig med enkle og anvendelige verktøy som gir god og oversiktlig informasjon. Det er utarbeidet en rekke komplekse verktøy for å forenkle denne prosessen. Studiet Freitas et al., 2015 redegjør for slike verktøy med ulik oppløsning og metoder (Freitas et al., 2015b). The Photovoltaic Geographical Information System, videre tiltalt som PVGIS, er en kjent database for uthenting av solinnstrålingsdata og inkluderer store globale områder, i tillegg er det en åpen og gratis database. Ved å utarbeide en enkel metode ved PVGIS som datakilde vil en kunne utføre kartlegginger for solenergipotensial for flere og større områder. I første del av denne oppgaven blir derfor verktøyet PVGIS benyttet for å estimere det teoretiske solstrømpotensialet for Norge.

Mennesket utfører stadig større og mer inngripende inngrep i naturen. For å utnytte fornybare energikilder, som sol, er det derfor mest ideelt å bruke areal som allerede er påvirket av menneskelig aktivitet til installasjon av PV. Studiet Freitas et al., 2015 ser på solenergipotensial i allerede bebygde områder (Freitas et al., 2015a). Studiene IEA, 2002 og Bódis, et al., 2019 har forsøkt å forenkle prosessen ytterligere ved å komme frem til ratioer, også kalt utnyttelsesgrader, for hvor stor andel av tilgjengelig takareal som er å anse som egnet for installasjon av solceller, også kalt PV (PhotoVoltaics). I denne oppgaven legges det til grunn at en kun installerer PV anlegg på den allerede eksisterende bygningsmassen i Norge.

For å skape stabilitet i kraftmarkedet og gjøre det attraktivt å investere i fornybar energi er det videre viktig å kunne si noe om effektene av ulike endringer i energimarkedet.

Problemstillingen for del to av denne oppgaven er derfor: Hvordan vil kraftmarkedet i Nord-Europa se ut i 2030 gitt en implementering av Norges teoretiske solenergipotensial, ulike CO₂-kvotepriser, samt med og uten investeringer i transmisjonsnett? Dette simuleres ved hjelp av energisystemmodellen Balmorel (Wiese et al., 2018). Det er lagt til grunn et BASE-scenario som utgangspunkt for analysen. Den illustrerer hvordan Balmorel simulerer at kraftmarkedet vil se ut i 2030 uten implementeringen av Norges teoretiske solenergipotensial. Solenergipotensialet blir implementert i Balmorel som et eksogent sjokk ved seks ulike

scenarioer. Forskjellen mellom scenarioene er ulik CO₂ – kvotepris og om det er mulig med investeringer i transmisjonsnettet utover det allerede planlagte.

Det er en kombinasjon av verktøyet PVGIS og modellen Balmorel som ligger til grunn i denne oppgaven. Det er ikke funnet studier som har benyttet begge disse programmene i en og samme studie tidligere, men det finnes studier som har benyttet dem separat. Et eksempel på dette er artikkelen Fattori et al., 2014 (Fattori et al., 2014). Studiet benyttet den lineær optimaliseringsmodellen EVLS. Et eksempel på et studie som benyttet seg av Balmorel som optimaliseringsmodell er Fedato et al., 2019 (Fedato et al., 2019). Her er flere modeller benyttet sammen ved at resultatene fra Balmorel blir kjørt inn i en annen modell kalt «System Advisor Model». I denne oppgaven blir Balmorel steg nummer to etter beregninger basert på data fra PVGIS.

2. Bakgrunn

2.1 Solenergi og solenergipotensial i Norge

Solceller leverer vanligvis 100 til 170 kWh/m², og et anlegg i Norge produserer i snitt mellom 700 til 1000 kWh per installert kW_p (Solenergiforening, u.å.). Det er utført et fåtall mulighetsstudier for hva PV potensialet i Norge er, både for hvordan en realistisk forventer utbyggingen vil se ut og rent teoretisk hvilket potensial som finnes. De eksisterende studiene og rapportene har benyttet seg av ulike verktøy og forutsetninger. Noen har valgt å studere hva de mener er realistisk og realiserbart i dag og i årene fremover, og andre har sett på et teoretisk potensial. Resultatene er svært sprikende, alt fra 1,5 TWh til 32 TWh.

I Stortingsmeldingen St. 25 fra 2016 fremkommer det fra NVE at Norge har et solenergipotensiale på 1,5 TWh i 2020, og at det skal stige ytterligere til 3,8 TWh innen 2030 (Meld. St. 25 (2015-2016)). Forutsetningene for dette potensialet er at all tilgjengelig og egnet tak- og fasadeareal på bygg som bygges nytt eller renoveres dekkes ved PV frem mot 2030.

I følge rapporten «Analyse og framskrivning av kraftproduksjon i Norden til 2040» fra NVE var det installert ca. 0,06 TWh i Norge i starten av 2019 (Veie et al., 2019). I den samme rapporten fremkom det et solenergipotensial for Norge på 4-10 TWh innen 2040 og 0,5-1,5 TWh innen 2030. Ut fra et basis scenario som er kjørt anslås det at solkraftproduksjonen vil være 7 TWh i 2040. Dette vil da, i følge rapporten, tilsvare installasjon av solanlegg på 15% av alle eneboliger og 20% av alle industri- og næringsbygg. I rapporten er det ikke redegjort for hvordan de har kommet frem til disse tallene annet en merknaden «Dette er et eksempelregnestykke, gjort med konservative anslag på anleggsstørrelser og basert på dagens bygningsmasse og solkraftteknologi.» (Veie et al., 2019). Innen 2030 er det anslått, i følge basisscenarioet, en produksjon på 2 TWh. Det er i rapporten, i likhet med denne masteroppgaven, kun tatt hensyn til PV anlegg installert på bygg og ikke bakkemontert. De insinuerer at det kan være et potensiale for bakkemonterte anlegg i Norge, men tolker det som lite sannsynlig da de har valgt å la dette utebli fra analysen. NVE har i tillegg publisert på sin hjemmeside en oversikt som heter «Ressursgrunnlag» (NVE, 2016b). Her finnes en oversikt over potensiell fremtidig produksjon av de ulike energikildene vi har i Norge. De skriver «50 % av tilgjengelig tak og fasadeareal på nye og rehabiliterte bygg frem mot 2050» (NVE, 2016b) kan benyttes til installasjon av PV, altså en utnyttelsesgrad på 0,5. Dette vil da gi et

ressursgrunnlag på 2,1 TWh for solcelleanlegg i Norge frem mot 2050. Dette er med utgangspunkt i informasjon fra 2015. Det er her altså en forutsetningen om at en installerer solceller på 50% av forventede nye og rehabiliterte bygg frem mot 2050. NVE er kontaktet for å undersøke grunnlaget for deres forutsetninger og resultat. Ansvarlig for solkraft i energiavdelingen til NVE, Jarand Hole, hadde ikke kjennskap til dette og han sa at de hadde fjernet dette fra hjemmesiden november 2019, men den er fortsatt tilgjengelig via søkemonitoren google og oppdatert 03.04.2020.

«Mulighetsstudie Solenergi i Norge» er et studie utført på oppdrag fra Enova SF og publisert i 2011 (Halvorsen et al., 2011). Rapporten gir en oversikt over det de mener kan være realiserbart solenergipotensial i Norge frem mot 2020. Solenergipotensialet er her delt i solvarme og solstrøm. Det tekniske solvarme potensialet er anslått til 1,6 TWh/år og det tekniske solstrøm potensialet er anslått til å være på 4,4 TWh/år innen 2020. Forutsetningene som er lagt til grunn er at solcellene har en virkningsgrad på 0,2 og utnyttelsesgrader på 0,4 for takareal og 0,15 for fasadeareal. Det fremkommer også at i 2020 vil det være 32,7 millioner m² tilgjengelig areal på bygninger til å installere solceller. Dette arealet inkluderer både tak- og fasadeareal. Under forutsetningene om at et solcellepanel leverer 100 kWh/m²/år vil dette gi et teknisk potensiale på 3,3 TWh i året. Dette inkluderer kun installasjon av solceller på ny- og rehabiliterte bygg, altså ikke på allerede eksisterende bygg.

Forutsetningen for utnyttelsesgradene på 0,4 for takareal og 0,15 for fasadeareal, som ble lagt til grunn i rapporten Halvorsen et al., 2011 er hentet fra rapporten “Potential for Building Integrated Photovoltaics” (IEA, 2002). Denne rapporten ble publisert i 2002 av IEA, The International Energy Agency, og skrevet av et teamet «Task 7» som er en del av IEA Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS). For å analysere potensialet for bygningsintegrert PV studerte de bygningsmassenes egnethet ved å se på dens utforming. I artikkelen kalles arealet som anses som egnet for installasjon av bygningsintegrert PV for BIPV (Building Integrated PhotoVoltaics) potensial. Målet med studiet var å vurdere og sammenligne metodikker og verktøy for å estimere BIPV potensial. For så å kunne finne en felles akseptert metodikk for beregninger av BIPV potensial. Rapporten viser til at 60% av alt takareal og 20% av alt fasadeareal anses som arkitektonisk egnet. Hvor 55% og 50% av disse arealene er ansett som egnet med tanke på solinnstrålingsforhold. Dette gir ratene, også kalt utnyttelsesfaktor eller utnyttelsesgrad (utilisation factor), 0,4 for tak og 0,15 for fasade per

kvadratmeter av grunnarealet til bygg. Faktorene er basert på en sammensetning av ulike bygningsmasser og vil ikke passe til alle steder i verden. Norge er ikke inkludert i rapporten.

«Solcellesystemer og sol i systemet» er en rapport skrevet av Multiconsult og Asplan Viak på oppdrag fra Solenergiklyngen i 2017, som også studerer solenergipotensialet i Norge. Her fremkommer det at Norge i 2030 har et solenergipotensialet på ca. 19 TWh/år (Multiconsult and Viak, 2018). Dette med forbehold om at alle tak på bygg i 2030 blir dekket av PV. Dette er et teoretisk potensial, som vil si hva som er fysisk mulig, ikke hva som nødvendigvis realistisk blir installert. I de mer realistiske scenarioene anslår rapporten at en vil ha en produksjon på 2,3 - 4,8 TWh/år i 2030. Rapporten legger da til grunn en forutsetning om en forventet økning i strømpris og nettleie mot 2040 som en del av investeringsgrunnlaget. I utregningene av solenergipotensialene har Multiconsult og Asplan Viak, 2018 forutsatt at 50% av alle bygg med skråtak og 75% av bygg med større flate tak dekkes med PV. Videre er det antatt at 75% av alt fasadeareal kan dekkes med bygningsintegrerte solceller, fratrukket arealet til vinduer. I forutsetningene til solinnstråling regner de med at alle takmonterte anlegg vil kunne produsere 150 kWh/m²/år og fasadeinstallasjonene vil ha en produksjon på 50 kWh/m²/år for sidene vendt mot øst og vest, og tak vendt mot sør vil ha en produksjon på 100 kWh/m²/år. Det teoretiske potensialet er beregnet til å være ca. 26 TWh/år, gitt at en installerer i forhold til forutsetningene ovenfor. Rapporten estimerer et solenergipotensial frem mot 2030 til 32 TWh/år. Om en fjerner solenergi fra fasader og kun tar med takinstallert PV er potensialet henholdsvis 16 TWh i 2020 og 19 TWh i 2030.

I artikkelen Bódis et al. 2019 er det utarbeidet en metodikk for å kvantifisere takareal i Europa som er tilgjengelig og teoretisk egnet for PV utnyttelse (Bódis et al., 2019). Datagrunnlaget er basert på satellittmålinger og statistiskdata for 44 land i EU. I estimeringen av netto tilgjengelig takareal er det benyttet en utnyttelsesgrad på 49-64% (Bódis et al., 2017, Bódis et al., 2019). Det vil si de anser at i snitt litt over halvparten av alt takareal er egnet for installasjon av PV (Bódis et al., 2019). Videre er det lagt inn en ytterligere reduksjonskoeffisient på 60% grunnet arealtap som følge av nødvendig vedlikeholdsareal og hindringer (f.eks. skorsteiner) (Bódis et al., 2017, Bódis et al., 2019).

3. Teori

Dette kapittelet redegjør for bakgrunnskunnskap som er essensiell for forståelsen av oppgavens antakelser, forutsetninger og den videre analysen.

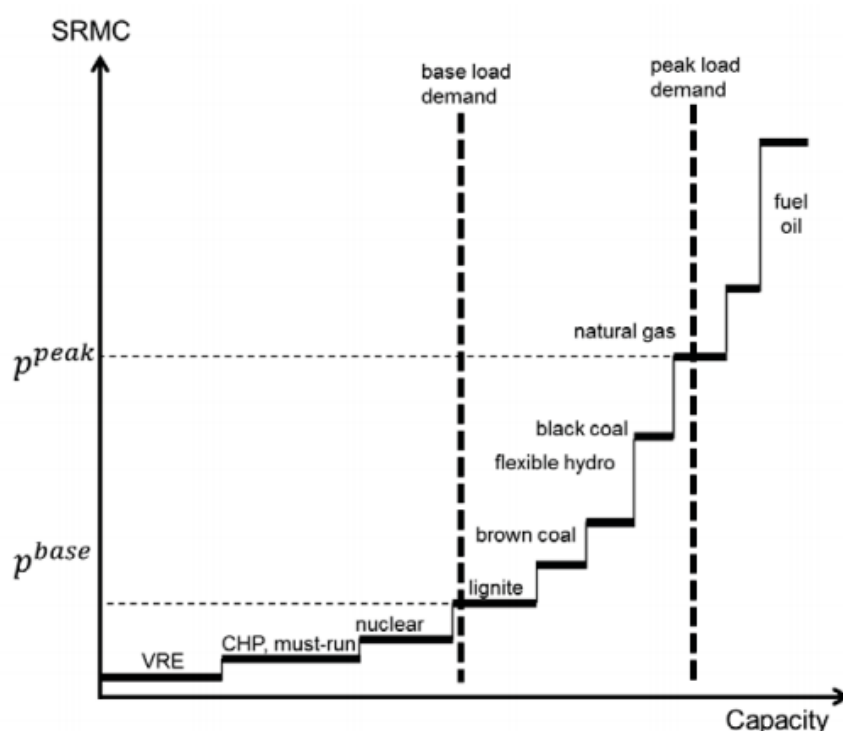
3.1 Teknologiutvikling

Siden januar 1993 har det blitt utarbeidet en rekke rapporter som fremstiller statusen til effektiviteten til solceller, også kalt virkningsgraden (Green et al., 2016). Rapporten Green et al., 2016 er nummer 49 i publikasjonsrekken og er en fremstilling av teknologistatusen til PV på publisitets tidspunktet, som var i 2016. Alle teknologiene som er fremstilt i rapporten måtte oppfylle ulike krav for å forsikre seg om at resultatene var legitime. Der det har vært mulig har de fremstilt resultatene i henhold til de internasjonale referanseaspektene fra IEC, International Electrotechnical Commission. Vanlige krav til testforhold for PV er for eksempel at målinger blir utført under forhold som har en solinnstråling på 1000 W/m² og omgivelses temperatur på 25°C. Rapporten viser at finnes multi-junction PV, som vil si solceller med flere forbindelser, med en virkningsgrad på hele 38,8 (Green et al., 2016). I følge norsk solenergiforening har de fleste kommersielle multikrystallinske solceller i Norge i dag en effektivitet, også kalt virkningsgrad, på 15-20 % (Solenergiforening, u.å.). En av landets største aktører av salg av solceller til private husholdninger i Norge, Otovo AS, selger solcellepanelet FuturaSun 320W (Otovo, u.å.) (FuturaSun, u.å.). Dette er et panel bestående av 60 monokrystallinske celler, med en virkningsgrad på 19,18% (FuturaSun, u.å.). Testforholdene til PV anleggene i studiet Green et al., 2016 er ved en omgivelsestemperatur på 25°C (Green et al., 2016). I studiet «Investigation of the Effect Temperature on Photovoltaic (PV) Panel Output Performance» slås det fast at effektiviteten til solceller avhenger av omgivelsestemperaturen (Amelia et al., 2016). Det er i hovedsak tatt høyde for høyere temperaturer en standard testforhold, men panelene vil unngå denne reduksjonen i effektivitet ved nordligere breddegrader. Grunnen til dette er at det relativt sjeldent er over 25 °C i Norge.

3.2 Prissetting i kraftmarkedet

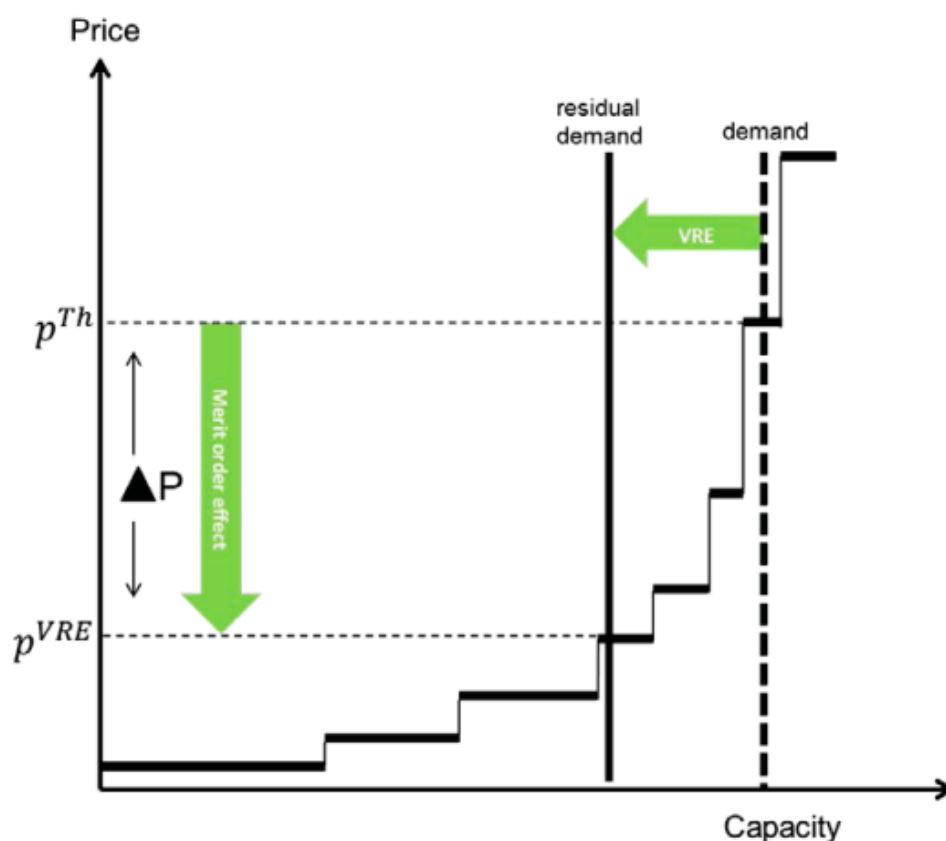
I et velfungerende marked, uten markedsrett, kommer prisene i kraftmarkedet fra de kortsiktige marginale kostnadene. Det vil si de variable driftskostnadene for å produsere én enhet ekstra, for eksempel én MWh. I figur 1 er dette y-aksen, også kalt SRMC som står for kortsiktige marginalkostnader (Tveten, 2015). Investeringene, altså kostnadene ved å bygge et anlegg, er å anse som sunk kost i denne sammenhengen da de ofte er irreversible. Derfor blir

investeringskostnadene utelatt fra spotprisene. I estimeringen av elpriser i markedet blir derfor kun kostnader knyttet til drift hensyntatt, altså SRMC. Figur 1 er hentet fra Åsa Grytil Tveten sin doktoroppgave «Renewable energy in Northern European power markets: effects, challenges and integration options» og viser forholdet mellom de kortsiktige marginale kostnadene for de ulike energikildene. Kurven som stiger fra venstre opp mot høyre illustrerer en liberal tilbudskurve for kraftmarkedet. Fra merit-order effekten kommer det frem at økt andel av variable fornybare energikilder (VFE) på markedet vil føre til lavere kraftpriser som følge av at etterspørselskurven krysser lenger nede på tilbudsgrafen (Tveten, 2015).



Figur 1 – Illustrasjon over prisavklaring i et liberalisert kraftmarked (Tveten, 2015).

Ut fra Figuren 1 ser en at de fossile energikildene som olje, gass og kull har høyest kortsiktige marginale kostnader (Tveten, 2015, Tveten et al., 2013). Grunnen til dette er at de må ta hensyn til både brenselkostnader og CO₂ -kvotepriskostnader. Dette i motsetning til fornybare energikilder som ikke har noen brenselkostnader eller CO₂ – utslipp i produksjon. Et hakk under de fossile energikildene finner man kjernekraft. Kjernekraft har også brenselkostnader, i tillegg til at høye krav til sikkerhet gjør driftskostnadene høyere. Neste hakk ned i figuren er CHP, på norsk kalt kombinert kraft- og varmekraftverk, og must-run som vil si kraftverk som må gå hele tiden, slik som elvekraftverk. Nederst, helt til venstre, er variable fornybare energikilder. Dette er teknologier som har svært lave kortsiktige marginale kostnader, sammenlignet med de øverste. Her finnes blant annet energikilder som sol, vind, vann og bølgekraft.



Figur 2 - Illustrasjon av merit-order effekten ved innførsel av variabel fornybar energi i energimarkedet (Tveten, 2015).

Figur 2 fra Tveten, 2015 illustrerer hvordan økt andel av uregulerbar fornybar energi, i figuren kalt VRE (variable renewable energy), vil påvirke markedets etterspørselskurve og kraftprisen (Tveten, 2015). Etterspørselskurven er vertikal og flyttes til høyre ved høy energietterspørsel og ved lav produksjon fra variable fornybare energikilder. Ved lav energietterspørsel og/eller høy produksjon fra fornybare energikilder vil etterspørselskurven skifte mot venstre. Dette påvirker kraftprisen i markedet ved at en får lavere priser ved økt andel kraft produsert fra variable fornybare energikilder, slik som illustrert i figur 2. Denne effekten kalles merit-order effekten.

3.3 Korrelasjonseffekten

Korrelasjonseffekten ser på korrelasjon mellom produksjonen og etterspørselen etter kraft (Tveten, 2015). Når en tar for seg variabel fornybar energi går dette ut på om en kan produsere når kraften etterspørres eller ikke. Solenergi produserer på dagtid når mennesker er våkne og etterspørselen etter kraft er størst, både i næringslivet og hos privatpersoner. Korrelasjonseffekten er derfor her positiv. Vindkraft har også positiv korrelasjonseffekt da den produserer mest på vinteren når det ofte er økt etterspørsel etter kraft til oppvarming.

Variabel vannkraft på den andre siden har negativ korrelasjonseffekt. Her produseres det mest kraft på vår og sommer. Dette som følge av snø- og issmelting. Det etterspørres mindre energi på denne tiden av året grunnet høyere temperaturer, og dermed lavere oppvarmingsbehov. Positiv korrelasjonseffekt vil øke verdien av en energikilde, imens negativ korrelasjonseffekt vil senke verdien. Grunnen til dette er fordi det er høyere energipris i perioder med høy etterspørsel (dag og vinter), sammenlignet med perioder med lav etterspørsel (natt og sommer).

3.4 Transmisjonsnett

Transmisjonsnettet er infrastrukturen som transporterer kraft fra produsent til forbruker (NVE, 2015). Kapasiteten på kablene kalles gjerne overføringskapasitet og kabelkapasitet, og setter en begrensning for hvor mye strøm som kan transporteres mellom områdene. Dette inkluderer også kraftoverføringer mellom land. Det kan dannes flaskehals mellom områdene. En flaskehals i denne sammenheng er når et område har et kraftoverskudd og et annet område har kraftunderskudd (EnergifaktaNorge, 2019). Det vil da være naturlig å overføre kraft fra området med overskudd til det med underskudd. Mengden kraft som kan transporteres mellom områdene avhenger av kabelkapasiteten mellom områdene. Er denne for lav oppstår flaskehals, og tilbudet og etterspørselen på tvers av områdene blir ikke møtt samfunnsøkonomisk optimalt.

3.5 Klimagassutslipp

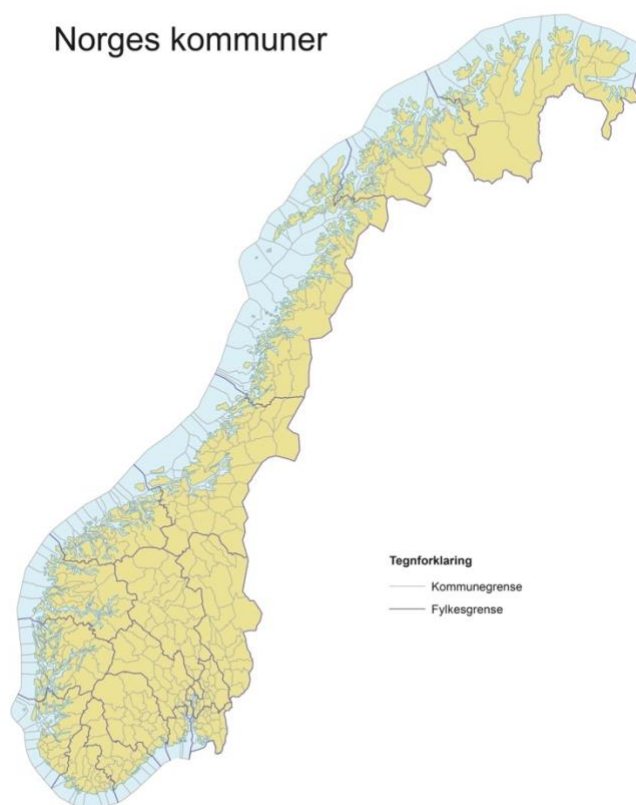
Kull er den energikilden som slipper ut høyest konsentrasjon av CO₂ når den forbrennes i et kraftverk (EIA, 2019). Lignittkull slipper ut litt mindre, men er langt oppe på listen over kraftproduksjon som generer høye CO₂- utslipp. Et hakk lenger ned på listen av fossile brensler finner vi olje. Naturgass er lengst nede på listen som den fossile energikilden som slipper ut minst CO₂ i kraftproduksjon. På den andre siden av skalaen finne vi fornybar energi. Produksjon av kraft fra vann, vind og sol genererer ingen CO₂ - utslipp.

4. Data og metode: Solenergipotensial

Dette kapitlet tar for seg beregningsmetodikken benyttet for å estimere et teoretisk solenergipotensiale for Norge, del én i denne masteroppgaven. Forutsetningene som ligger til grunn er installasjon av PV paneler på alle eksisterende bygg.

4.1 Arealstatistikk

Arealstatistikk for kommunen i Norge er hentet fra Statistisk Sentralbyrås, videre tiltalt som SSB, databank. Det er statistikken fra tabell 10781: Fysisk nedbygd areal (km²) (K) 2011 – 2019 som er benyttet (SSB, 2019). Statistikkvariabelen er «areal dekket av bygninger». Denne statistikken tar for seg grunnflatearealet til bygninger (Steinnes, 2020). Kilden SSB har benyttet for innhenting av denne dataen er FKB som er en felles kartbase fra Kartverket (Kartverket, u.å.). Det ble hentet ut arealstatistikk for kommunene fra 2019 (SSB, 2019). For å knytte kommunene til riktig elspotmarked hentet Jon Gustav Kirkerud en oversikt fra Balmorel over «nettoforbruk av elektrisk kraft (GWh)» slik de kunne matches riktig (Kirkerud, 2020a, NVE, 2016a). Dette var nødvendig for å kunne overføre solinnstrålingsdataen videre inn i Balmorel, del to av denne oppgaven.



Figur 3 – Kart over Norge med fylkes- og kommunegrenser 2019 (Geonorge, 2018).

4.2 The Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)

PVGIS er et åpent og gratis verktøy for uthenting av solinnstrålingsdata (PVGIS, 2020). EU Science Hub drifter verktøyet på oppdrag fra EU (Den Europeiske Unionen). EU Science Hub er en plattform som samler inn data og informasjon fra «The Joint Research Center» (JRC) og deres vitenskapsinstitusjoner. Dette gjøres for å sørge for at all forskningen er åpen og tilgjengelig (EU, 2019d).

4.2.1 Data

I PVGIS kan man hente ut data for solinnstråling for hele Europa og Afrika, samt deler av Asia og Amerika (PVGIS, 2020). PVGIS består av tre verktøy: PV Performance tool, Solar radiation tool og TMY Tool. Det er i denne oppgaven benyttet verktøyet «Solar radiation tool», som videre er delt inn i tre funksjoner: Månedlig, daglig og times stråling. Funksjonen månedlig solinnstråling estimerer et månedsgjennomsnitt for solinnstråling på en bestemt lokalisasjon (EU, 2020a). Det er denne funksjonen som er benyttet i denne oppgaven. PVGIS inkluderer både direkte solinnstråling (beam solar radiation), diffuse solinnstråling (diffuse solar radiation) og reflektert solinnstråling (reflected radiation) i fremstillingen av solinnstrålingen for de gitte lokalisasjonene (EU, 2019a).

Majoriteten av data for solinnstråling i PVGIS stammer fra geostasjonære meteorologiske satellitter (EU, 2019a). For å omgjøre satellittdata til bakkenivådata er informasjonen fra satellittene prosessert ved en rekke ulike avanserte matematiske algoritmer som hensyntar diverse faktorer i atmosfæren og på bakken som påvirker den endelige solinnstrålingen som treffer jordoverflaten. Eksempler på faktorer er vanndamp, aerosoler (små partikler), snø og ozon. I tillegg til satellitter samles også data inn fra sensorer på bakken, samt data fra simuleringsverktøy som simulerer solinnstråling på bakkenivå basert på meteorologiske værvarslingsmodeller og historisk data.

I PVGIS for Norge er det tre databaser som er tilgjengelig; PVGIS-SARAH, PVGIS-ERA5 og PVGIS-COSMO (EU, 2020b, EU, 2019c, EU, 2019a). Dataen i dette studiet er hentet fra «databasen» PVGIS-SARAH. Det er her tilgjengelig data for månedlig gjennomsnittlig solinnstråling for årene 2005 til og med 2016. Denne dataen ble hentet ut i CSV-format for videre å bli omformatert til XLSX-format. Dette ble gjort for å kunne bearbeide dataen ytterligere i Excel. Basert på denne dataen ble det beregnet et estimat for gjennomsnittlig

månedlig solinnstråling på de valgte lokalisasjonene. Videre kunne en da regne ut hva det årlige solinnstrålingsgjennomsnittet har vært i løpet av de elleve årene fordelt på hver måned.

4.2.2 Lokalisasjon

Beregningene er utført på kommunenivå da data i dette formatet blir mer nøyaktig enn på fylkesnivå. Denne beregningsmetodikken passer også bedre inn i en videre Balmoreanalyse, slik som redegjort for i foregåendekapittel (4.1 Arealstatistikk). Kommunearealene fra 2019 er benyttet da Balmore ikke tar hensyn til de nye kommune- og fylkesgrensene som trådte i kraft i 2020. Solinnstrålingsdataen er hentet ut for hvert av de 18 fylkene som var registret i 2019. I PVGIS må en velge en spesifikk lokalisasjon å hente ut solinnstrålingsdata fra. Det er derfor valgt et punkt som befinner seg omtrent midt i hvert fylket. Denne solinnstrålingen, på fylkesnivå, er brukt som grunnlag for videre beregninger av solinnstråling ned på kommunenivå. Forenklingen er gjort fordi det hadde vært svært tidkrevende å hente ut og omformate datasettene for alle 423 kommunene. Det er relativt liten forskjell i solinnstråling innenfor fylkesgrensene. Det er derfor blitt vurdert som en rimelig og nødvendig forenkling for å kunne prosessere all dataen.

4.2.3 Helningsvinkel

Flere tidligere studier har brukt solinnstrålingsdata for horisontal innstråling (Halvorsen et al., 2011, IEA, 2002). PVGIS har en funksjon som lar en legge inn helningsvinklene på solcellene (EU, 2019b). Dette gjøres enten ved å huke av på «Global irradiation, selected angle» og legge inn ønsket helningsvinkel eller huke av på «Global irradiation, optimal angle» (Global bestråling, optimal vinkel). Global bestråling er summen av den månedlige strålingen som treffer et plan på en kvadratmeter vendt mot ekvator. Ved å velge «Global irradiation, optimal angle» velger PVGIS det den anser som den mest optimale helningsvinkelen. Det er denne funksjonen som er benyttet i uthenting av solinnstrålingsdata i dette studiet. I praksis når en installerer solceller vil en alltid vinkle og tilte den for å utnytte den tilgjengelige solinnstrålingen mest optimalt. Det er en svært tid og ressurskrevende prosessen å beregne manuelt for hver lokalisasjon i en så stor skala som denne oppgaven tar for seg. Det er derfor valgt å benytte funksjonen «Global irradiation, optimal angle» slik PVGIS velger det den mener er den mest optimale vinkelen og oppgir data for denne innstrålingen.

4.2.4 Virkningsgrad

Med bakgrunn i utredningen fra teorikapittelet 3.1 Teknologiutvikling antas det en virkningsgrad på 0,2. Altså i det øvre sjiktet av hva man finner på markedet i dag.

4.2.5 Utnyttelsesgrad

Det er, som tidligere nevnt, hensiktsmessig å sette en utnyttelsesgrad for hvor stor andel av alt tilgjengelig takareal som kan anses som egnet for installasjon av PV. I bakgrunnskapittelet ble det redegjort for ulike studier som har benytte ulike rater for utnyttelsesgrad (Bódis et al., 2017, Bódis et al., 2019, NVE, 2016b, Halvorsen et al., 2011, IEA, 2002, Multiconsult and Viak, 2018). I artikkelen Bódis et al., 2019 fremkom det en utnyttelsesgrad på 49-64% og en ytterligere reduksjonskoeffisient på 60%. Utnyttelsesgraden på 49-64% var hentet fra artikkelen Bódis et al., 2017 (Bódis et al., 2017, Bódis et al., 2019). Ved å ta medianen av utnyttelsesgraden og multiplisere denne med reduksjonskoeffisienten får en utnyttelsesgraden $\approx 0,34$. Det er denne utnyttelsesgraden som er benyttet i denne oppgaven.

5. Data og metode: Energimarkedsanalyse

Dette kapitlet redegjør for Balmorelmodellen og dataen som ligger til grunn i analysen.

Postdoktor Jon Gustav Kirkerud har bistått med simuleringene i Balmorel.

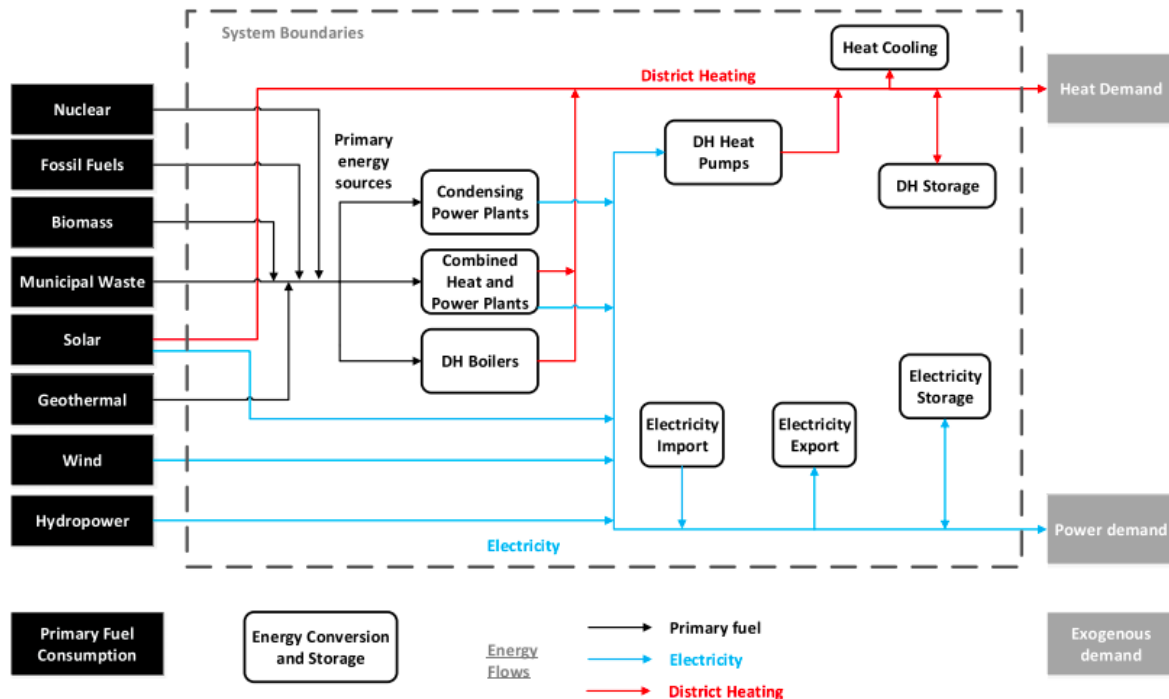
5.1 Balmorel modellen

I analysen av energimarkedet i 2030 er den delvis likevektsmodellen Balmorel benyttet.

Balmorel er en «bottom-up» (nedenfra og opp) delvis likevektsmodell for optimalisering av elektrisitet- og varme generering, overføring og forbruk, gitt en forutsetning om perfekt konkurranse i markedet (Wiese et al., 2018). Den er en «open source» modell. Det vil si at det er mulig for andre å innsisere, endre og forbedre koden. Dette styrker troverdigheten til resultatene i en analyse da de kan undersøkes av allmenheten i ettertid.

Modellen er programmert til å finne den optimale løsningen i energimarkedet hvor energibehovet tilfredsstilles, altså hvor tilbudet og etterspørselen etter elektrisitet og varme møtes til enhver tid (Wiese et al., 2018). Dette gjøres med hensyn på å maksimere levestandard, minimerer kostnad for forbruker, produksjon, lagring, overføring og distribusjon. Geografiske segmenter blir også hensyntatt i modellen.

Balmorel er en deterministisk (strengt årsaksbestemt) modell og forutsetter perfekt innsyn i fremtiden. Den tar altså ikke hensyn til stokastiske variabler (utfall av en tilfeldig hendelse). Hypotetiske og teoretiske scenarioer, slik som potensiell utnyttelse av solenergi i Norge, kan legges til som tilleggsinformasjon (addons) i det lineære programmet som et eksogent sjokk. Det er dette som er gjort for solenergipotensialet i Norge. For de resterende teknologiene bestemmer modellen endogent om og hvor det skal investeres i utbyggelse i produksjonskapasitet.



Figur 4 - Balmores kjernestruktur (Wiese et al., 2018).

Figur 4 illustrerer strukturen til Balmore. De svarte boksene til venstre, utenfor den svarte striplete linjen, viser energikildene som er inkludert i simuleringene til modellen. Videre kan en følge energiens vei via de svarte, røde og blå linjene. De svarte linjene illustrerer veien til primær drivstoffet, de blå linjene veien til elektrisitetsgenerering og de røde linjene representerer veien til fjernvarmegenerering. Videre går veien ut til forbruker, illustrert ved de grå boksene til høyre «heat demand» (varmeetterspørsel) og «power demand» (el-etterspørsel).

5.2 Balmore data

Ressursens markedspris og energietterspørselen er eksogene variabler i modellen (Wiese et al., 2018). Kostnader og tap knyttet til konverteringen fra energikilden til elektrisitet samt lagring og distribusjon blir hensyntatt. Overføringskabler mellom ulike geografiske områder er også inkludert i modellen. I tillegg inneholder modellen 1189 mulige energi konverterings teknologier og 569 investeringsmuligheter.

Objektfunksjonen til Balmore er å maksimere den sosial velferden i forhold til tekniske, fysiske og regulatoriske begrensninger (Wiese et al., 2018). Det er summen av systemkostnader (drivstoff, overføring, faste kostnader, variable kostnader og drift- og

vedlikeholdskostnader, skatter og subsidier) minus forbrukerens nytteverdi. Det ligger ytterligere en rekke forutsetninger til grunn i kjøringen av modellen for denne oppgaven.

5.2.1 Etterspørsel

Hovedandelen av etterspørselen etter elektrisitet blir estimert eksogent i modellen (Kirkerud et al., 2020). Data for årsetterspørsel er hentet fra Eurostat (table nrg 105a) og 2016 er brukt som basis år. Data for timesnivå er hentet fra Nordpoolspot og Entso-E og 2012 er brukt som basis år.

5.2.2 Geografisk oppløsning

Balmorels geografisk oppløsning er delt i tre lag: Land, region og område (Wiese et al., 2018). Når dataen for det teoretiske solstrømpotensialet i Norge ble faset inn i modellen som et eksogen sjokk ble dette gjort på et områdenivå. De fem elspotområdene i Norge ble benyttet: NO1, NO2, NO3, NO4 og NO5, illustrert i figur 5.



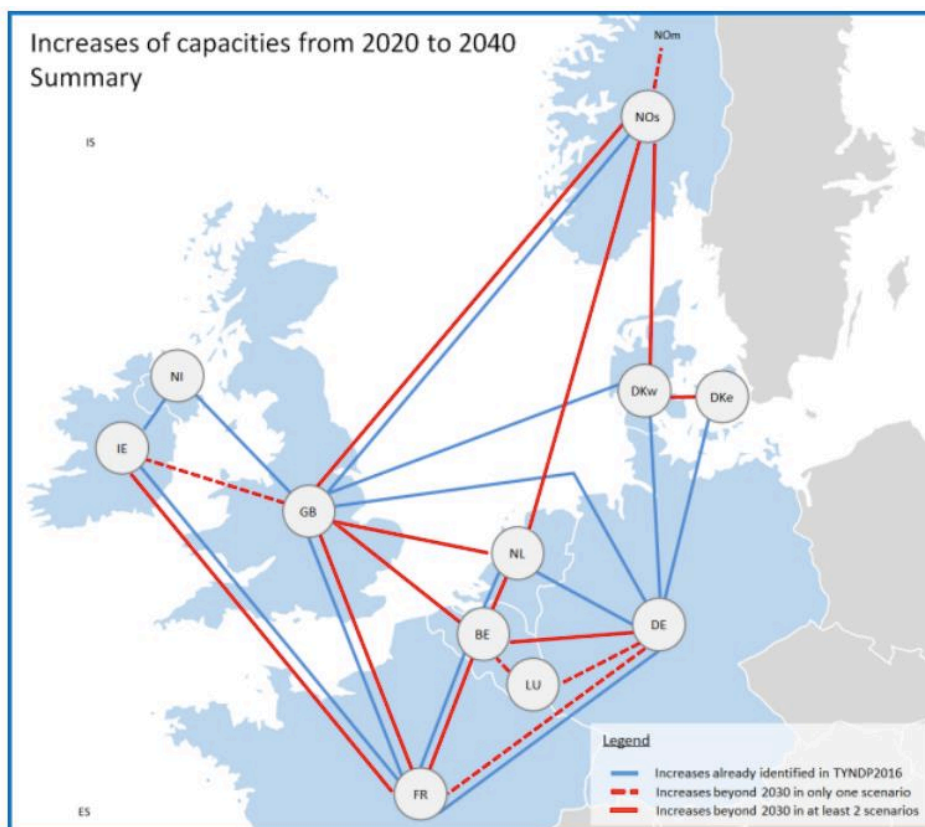
Figur 5 - Kart over elspotområdene i Norge (NVE, 2016a)

Når en videre simulerer hvordan kraftmarkedet vil bli seende ut i 2030 kjøres analysen på områdenivå. Følgende land er inkludert i denne analysen: Belgia (BE), Tyskland (DE), Danmark (DK), Estland (EE), Finland (Fi), Frankrike (FR), Litauen (LT), Latvia (LV),

Nederland (NL), Norge (NO), Polen (PL), Sverige (SV) og Storbritannia (UK). Alle land representerer et område, med unntak av Tyskland som har fire områder.

5.2.3 Transmisjonsnett og overføringskapasitet

De eksisterende og planlagte overføringskablene mellom områdene er lagt til grunn i modellen fra start. Det gjelder for eksempel overføringskabelen North Connect mellom Norge og Skottland (NorthConnect, u.å., ENTSO-E, 2019). Videre estimerer modellen i noen scenarioer med investeringer i utbyggelse av overføringskapasitet mellom ytterligere områder. Disse utbyggelsene er lagt inn eksogent i modellen og innebærer en utvidelse av transmisjonsnettet på 1400 MW fra Norge til Storbritannia, Tyskland og Danmark, samt 700 MW til Nederland. Grunnen til at utbyggelsene av transmisjonsnettet blir implementert eksogent i modellen er at det blir for ekstreme scenarioer om modellen får bestemme investeringene selv, endogent. Det blir derfor lagt inn med grunnlag i TYNDP (The Ten-Year Network Development Plan) (ENTSO-E, u.å.). Investeringene modellen legger til grunn er basert på data og kostnader fra ENTSO-E sin «Regional Investment Plan 2017 North Sea» (ENTSO-E, 2019). Figur 6 viser de planlagte utbyggingene av transmisjonsnettet mellom områdene i Nord-Europa fra 2020 til 2040 fra ENTSO-E. Balmorel simulerer like transmisjonskostnader for alle områder.



Figur 6 - Identifiserte kapasitetsøkninger mellom områdene i Nord-Europa (ENTSO-E, 2019).

5.2.4 Installert kapasitet

Den installerte kapasitet som er lagt til grunn i modellsimuleringene er den allerede installerte kapasiteten i markedet i 2016 (Kirkerud et al., 2020). Det er lagt inn forventet levetid på de ulike installerte anleggenes teknologier. Videre simulerer modellen når de ulike teknologiene må byttes ut. For eksempel modelleres det med en levetid på 40 år for kullkraftverk. Har kraftverket allerede vært i drift i 35 år, simulerer modellen at det fases ut etter fem år. Det er også prøvd å ta hensyn til avgjørelser om nedleggelse av større kraftverk hvor levetiden ikke er utgått. Et eksempel er Tysklands planlagte utfasing av kjernekraft. Denne utfasingen er inkludert i modellen og faser ut etter en vedlagt tidsplan. Et annet unntak er i simuleringen av fjernvarme i Nederland. Det er her lagt inn et dummy-anlegg for å kunne estimere installert kapasitet av fjernvarme fra anleggene som det mangler data fra. Tabell 1 illustrere den installerte effekten for alle landene som er inkludert analysen.

Tabell 1 - Installert effekt i MW i 2016 for landene som er inkludert i analysen: Belgia (BE), Tyskland (DE), Danmark (DK), Estland (EE), Finland (Fi), Frankrike (FR), Litauen (LT), Latvia (LV), Nederland (NL), Norge (NO), Polen (PL), Sverige (SV) og Storbritannia (UK).

År	Land	Bio	Kull	Vann	Lignitt	Naturgass	Kjernekraft	Olje	Annet	Sol	Vind
2016	BE	752		78		6808	5931	200	621	3325	2370
2016	DE	7586	26996	8966	20569	24046	10800	3365	3027	40293	46775
2016	DK	1006	3163	7		2052		889	370	784	5158
2016	EE	164	23	4		124			2158	2	320
2016	FI	2405	1784	3242		2127	2769	1273	1803		1532
2016	FR	839	2930	20552		11830	63130	7020	1150	6773	11761
2016	LT	98		128		1722		160	153	80	509
2016	LV	116		2471		1193					60
2016	NL	525	4680	37		15914	485		793	2135	4257
2016	NO			31621		795			53		1159
2016	PL	1842	21222	953	5354	483		220	34	1	3030
2016	SE	3067	265	16315		954	8849	3017	712		6348
2016	UK	4708	14302	1836		34359	8883	1608	1364	11931	16126

5.2.4 Brenselspris

Marginalkostnaden og lønnsomheten til kraft produsert fra kull, olje, gass, kjernekraft og bio avhenger av brenselsprisen i markedet. Tabell 2 viser hvilke brenselspriser som ligger til grunn i analysen. I Balmorel er det simulert en hypotetisk utvikling i disse prisene. Modellen hensyntar ikke svingninger innad i et år, men svinger fra år til år. Det er antatt en relativt stor økning i pris på naturgass. Kullprisen er også antatt å øke, men ikke like kraftig som naturgassprisen.

Tabell 2 - Oversikt over brenselsprisene til de ulike energikildene som ligger til grunn i Balmorelanalysen. Kilde: (IEA and NER, 2016).

Energikilde	Brenselspris (€/GJ)
Kull	2,67
Lignitt	0,86
Olje	12,10
Naturgass	8,32
Kjernekraft	0,76
Bio (pellets)	10,65
Bio (flis)	8,29

5.2.5 CO₂ – kvotepris og investeringer i transmisjonsnett

Tabell 3 viser en oversikt over CO₂ – kvoteprisene, også kalt karbonpris, som ligger til grunn i de ulike scenarioene i analysen. BASE scenarioet har en CO₂ – kvoteprisen på 27,34 euro per tonn CO₂-ekvivalenter. De seks scenarioene har CO₂-kvotepriser på 10, 30 og 50 euro per tonn CO₂-ekvivalenter. I scenarioene 1, 3 og 5 er det ingen investeringer i transmisjonsnettet utover det planlagte. Det vil si at transmisjonsnettet og dens tilhørende overføringskapasitet forbli lik som i BASE scenarioet. I scenario 2, 4 og 6 investeres det i transmisjonsnettet utover det planlagte. Denne investeringen, som tidligere nevnt, innebærer en utvidelse av transmisjonsnettet på 1400 MW fra Norge til Storbritannia, Tyskland og Danmark, samt 700 MW til Nederland. Utvidelsene i transmisjonsnettet oppstår ved å legge dem inn som eksogene sjokk i modellen.

Tabell 3 - Oversikt over forutsetningene for CO₂-kvoteprisene og investeringer i transmisjonsnett for alle scenarioene i analysen.

Scenario	CO ₂ – kvotepris i euro/tonn CO ₂ - ekv.	Investeringer i transmisjonsnett	Navn i Balmorel
BASE	27		BASE
1	10	<u>Ingen</u> investeringer utover det planlagte	PV_10_NOTRANS
2	10	Investeringer utover det planlagte	PV_10_TRANS
3	30	<u>Ingen</u> investeringer utover det planlagte	PV_30_NOTRANS
4	30	Investeringer utover det planlagte	PV_30_TRANS
5	50	<u>Ingen</u> investeringer utover det planlagte	PV_50_NOTRANS
6	50	Investeringer utover det planlagte	PV_50_TRANS

Kolonnen til høyre «Navn i Balmorel» viser hva de ulike scenarioene heter i analysen. De representerer de tre nye parameterne som er lagt inn i modellen, endret i fra BASE scenarioet. PV vil si at solenergipotensialet til Norge er implementert. Tallene i midten, 10, 30 og 50, representerer CO₂ – kvoteprisen i de ulike scenarioene. NOTRANS er forkortelse for no transmission, som vil si at det ikke, utover det planlagte, investeres i utbygging av transmisjonsnett. TRANS vil si at det investeres utover det planlagte.

5.2.6 Teknologiforutsetninger

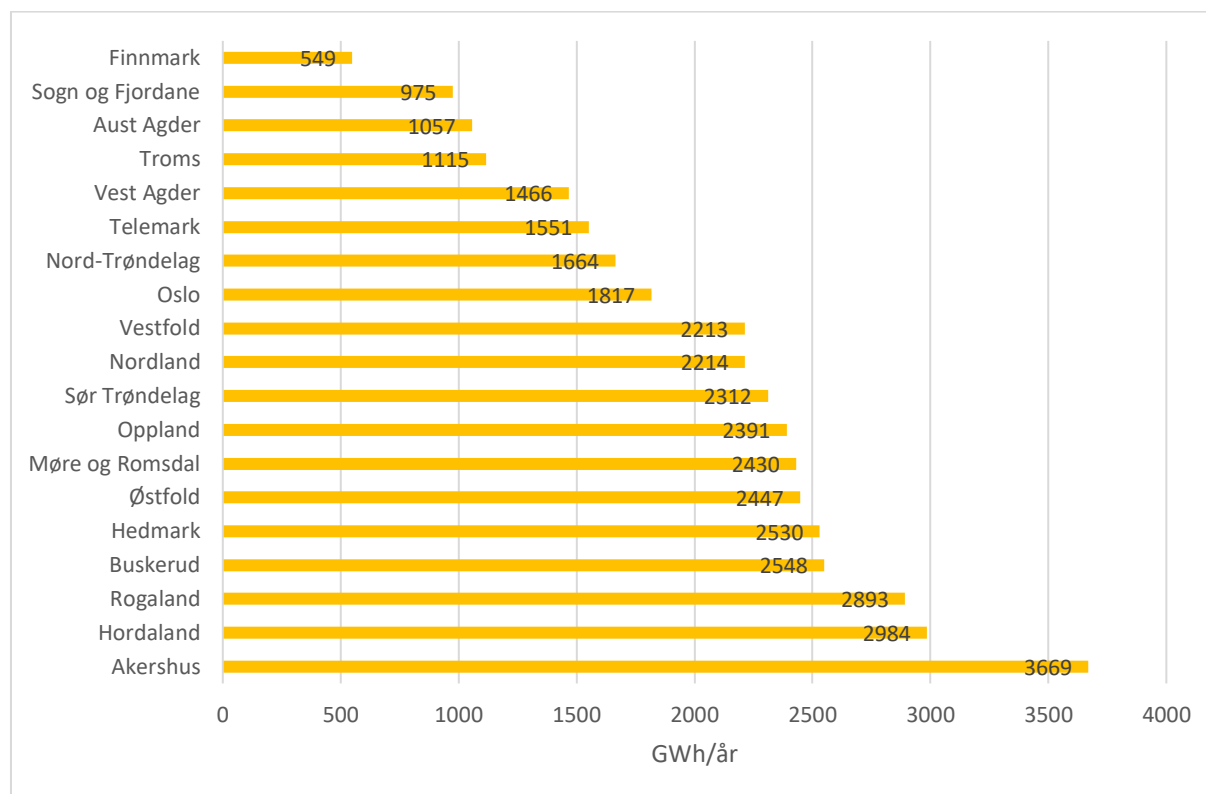
Tabell 4 redegjør for forutsetningene bak datagrunnlaget som ligger til grunn i Balmorel, samt tilhørende kilder.

Tabell 4 - Forutsetningene for datagrunnlaget til de ulike teknologiene og tilhørende kilder.

	Forutsetning	Kilde
Teknologikostnader	Kostnadene for nye teknologier er hentet fra den danske samlingen av energikataloger; Energistyrelsen.	(Energistyrelsen, u.å.)
Kullkraftverk	De eksisterende kullkraftverkene i områdene er en del av analysen, men de fases ut med tiden. Det er forutsatt at et kullkraftverk har en gjennomsnittlig levetid på 40 år. Når dette fases ut bestemmer modellen hvilke teknologier som skal erstatte kullkraften.	Møte med postdoktor Jon Gustav Kirkerud.
Bioenergi	Det er lagt til grunn bærekraftig utnyttelse av bioenergipotensialet i modellen.	(Kirkerud et al., 2020)
Vannkraft	Data for vannkraft stammer fra ulike organisasjoner for hvert land. I Norge er dataen for eksempel hentet fra NVE, for Sverige fra Swedenergy og for Finland fra Stat.fi. Både regulerbar og uregulerbar vannkraft er inkludert.	(Kirkerud et al., 2020).
Vindkraft	For å simulere tilbudet av vind er simuleringsverktøyet «Correlations in Renewable energy sources (CorRES)» blitt benyttet. CorRES simulerer tidsserier for mulig produksjon ved å kombinere stokastiske simuleringer og meteorologiske tidsserier. På den måten generer den en prognose for hvordan produksjonsforholdene vil være i områdene, for så å videre kunne simulere hvordan produksjonen av vindkraft vil bli. Ved å simulere på denne måten får en frem usikkerheten ved variasjoner i vindkrafttilbudet, da dette avhenger av klimatiske forhold. En får her dannet vindprofiler.	(Koivisto et al., 2018, Kirkerud et al., 2020)
Solkraft	<p>Solenergipotensialet i Norge, som er estimert i dette studiet del 1, er lagt inn i Balmorel som et eksogent sjokk. Det vil si at vi tvinger denne energien inn i modellen, uavhengig om det er lønnsomt eller ikke. For de andre områdene ligger de allerede installerte PV-anleggene til grunn. Potensielle nye solenergiinstalleringer blir generert endogent av modellen ut fra om den finner det lønnsomt eller ikke.</p> <p>PV blir i modellen estimert på grunnlag av data fra ENSPRESSO. Det er her antatt en horisontal solinnstråling på 85 kWh/m²/år og at 3% av alt tilgjengelig areal er å anse som ikke egnet for PV.</p> <p>Det er brukt en solprofil fra Danmarks tekniske universitet i simuleringene av solvarme og solstrøm. Dette gjelder for alle områdene, med unntak av Tyskland og Storbritannia som har egne datakilder for solenergi.</p>	(Ruiz et al., 2019, Kirkerud et al., 2020)
P2H	P2H står for «Power to heat», som vil si bruk av strøm inn i fjernvarmeanlegg.	(Kirkerud, 2020b)
Annet	Kategorien «Annet» vil si energiproduksjon fra avfallsbrenning, torv og gasser som er biprodukt fra en industriell prosess.	(Kirkerud, 2020b)

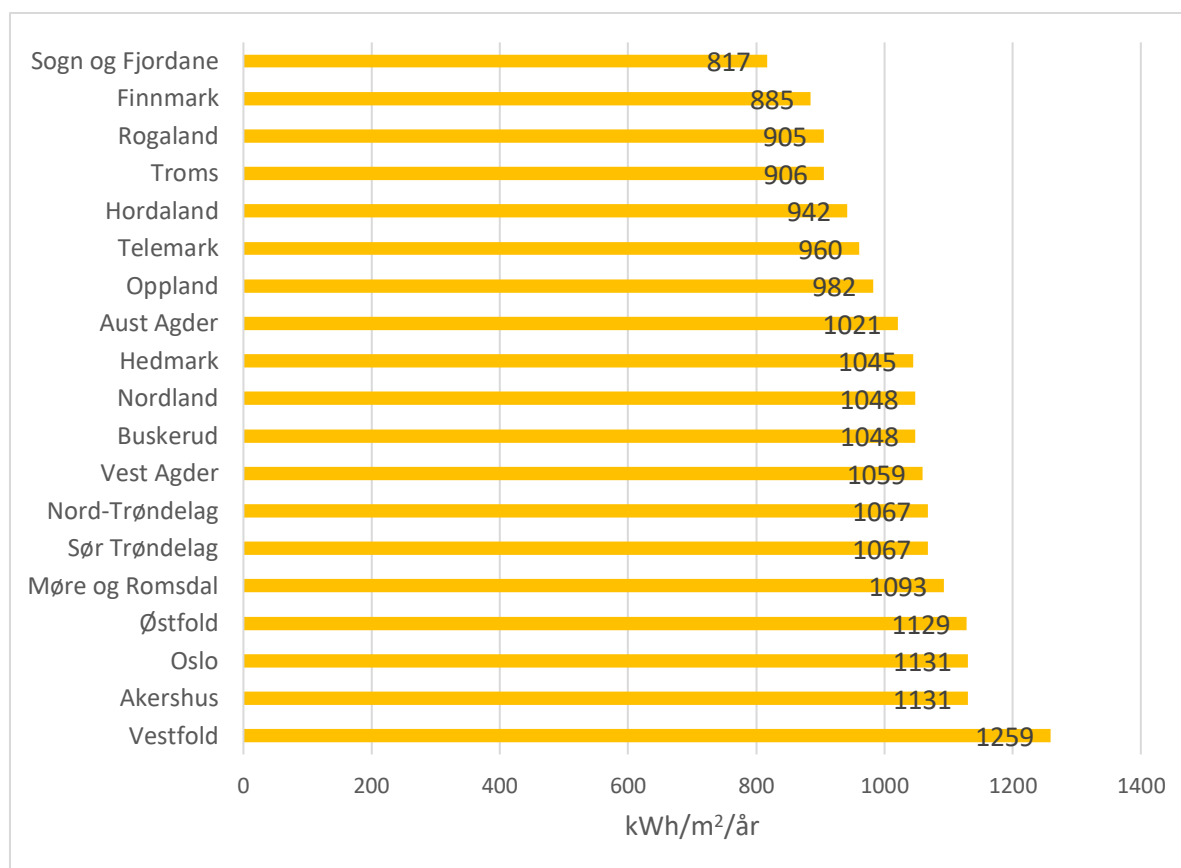
6. Resultat: Solenergipotensial (del 1)

Med bakgrunn i metoden som er benyttet i denne oppgaven fremkommer det at det teoretiske solenergipotensialet i Norge er 38,8 TWh i året. Dette er gitt forutsetningene om at det blir installert PV på takene på 34% av alt areal dekket av bygninger, samt at anleggene har en virkningsgrad på 20%.



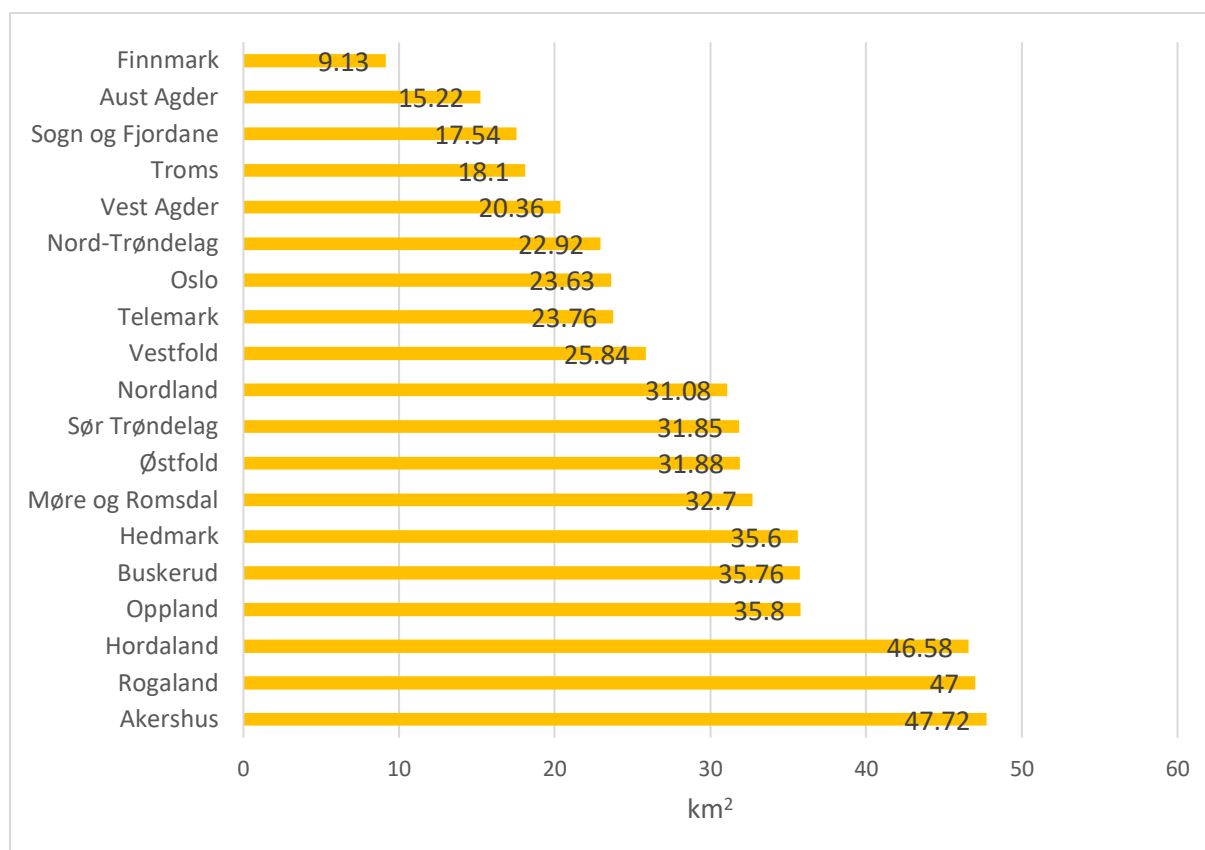
Figur 7 – Norges årlig solenergipotensiale fordelt på hvert fylke i GWh.

Figur 7 viser den teoretisk elproduksjonen fra PV i Norge fordelt på hvert fylke (fylkesfordeling 2019). Akershus har høyest potensialet med en årlig elproduksjon på 3669 GWh/år. Figur 8 og 9 viser at Akershus har den høyeste andel bebyggt areal i tillegg til ant høyest årlig solinnstråling. Hordaland og Rogaland kommer deretter på andre og tredje plass med et årlig solstrømpotensial på 2984 og 2893 GWh. Dette på tross av at de er på bunn fem i verdi av solinnstråling per fylke (figur 8), men på topp tre i areal (figur 9). Finnmark er fylket med lavest solstrømpotensial med en potensiell årlig produksjon på 549 GWh/år. Det tilsvarer mer enn seks ganger så lite som i Akershus. Dette henger sammen med relativt lav årlig solinnstråling samt lav andel bebyggt areal. Ut fra resultatene fremkommer det at det høyeste solenergipotensialet er der det er høyest solinnstråling og mest bebyggt areal. Andel areal er den største påvirkningsfaktoren.



Figur 8 - Gjennomsnittlig solinnstråling per m² målt i kWh per fylke basert på data fra 2005 til 2016.

Figur 8 viser at den årlige gjennomsnittlige solinnstrålingen per kvadratmeter i kWh per fylke spriker mellom 817 til 1259 kWh/m²/år. Dette gir en gjennomsnittlig solinnstråling per kvadratmeter i Norge på 1026 kWh/år. Gitt en virkningsgrad på 20% og en utnyttelsesgrad på 34% vil dette gi et solstrømpotensial på ca 70 kWh/m²/år. Flertallet av fylkene med høyest innstråling per kvadratmeter befinner seg i Sør-Norge. Av fylkene med lavest solinnstråling per kvadratmeter ser vi en blanding av nordlige fylker, samt vestvendte kystfylker.

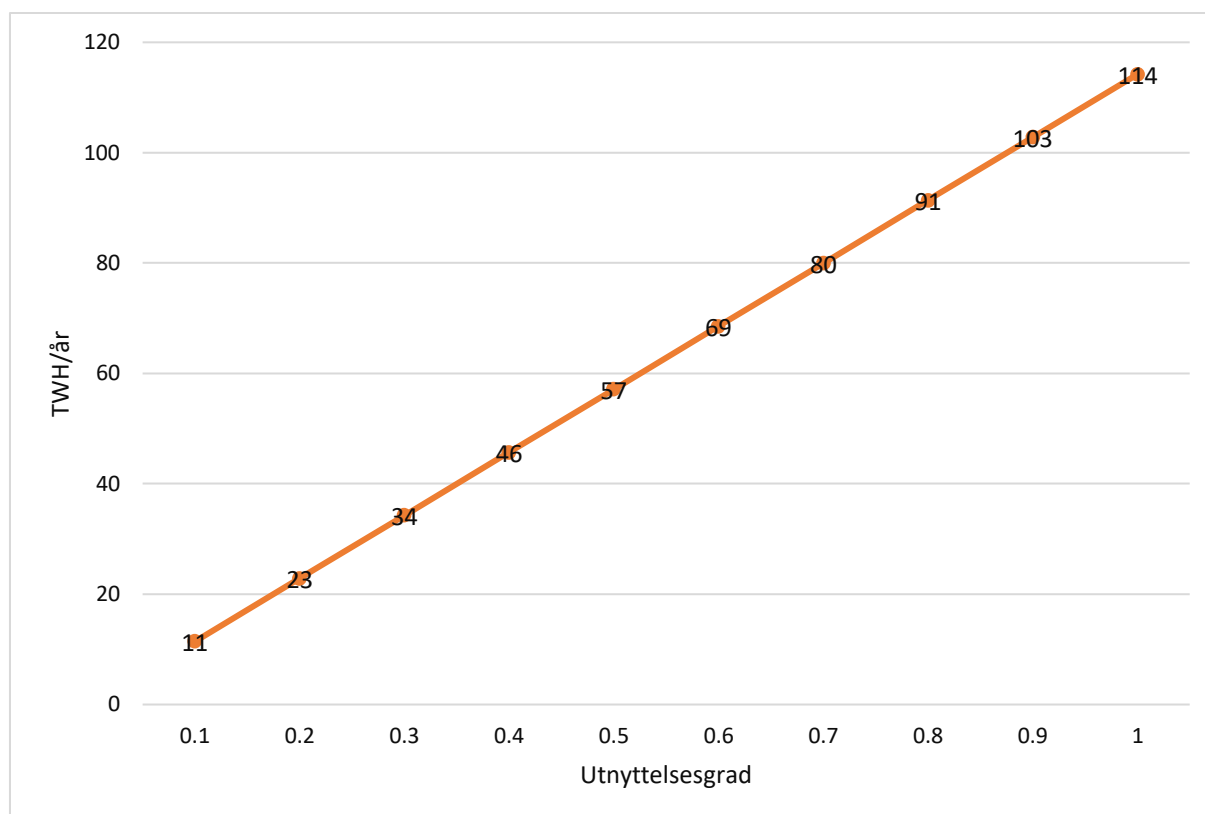


Figur 9 - Areal i km² som er dekket av bygninger fordelt per fylke.

Figur 9 viser areal i kvadratkilometer som er dekket av bygninger fordelt på hvert fylke. Dette gir en totalsum på ca 552 km² i Norge som er dekket med bygg.

6.1 Følsomhetsanalyse

Figur 10 og 11 viser hva den potensielle solenergiproduksjonen i Norge vil være ved ulike utnyttelses- og virkningsgrader. Resultatene viser at en økning i både utnyttelsesgraden og virkningsgraden vil gi høyere teoretisk solenergipotensiell enn det som er forutsatt i denne oppgaven.

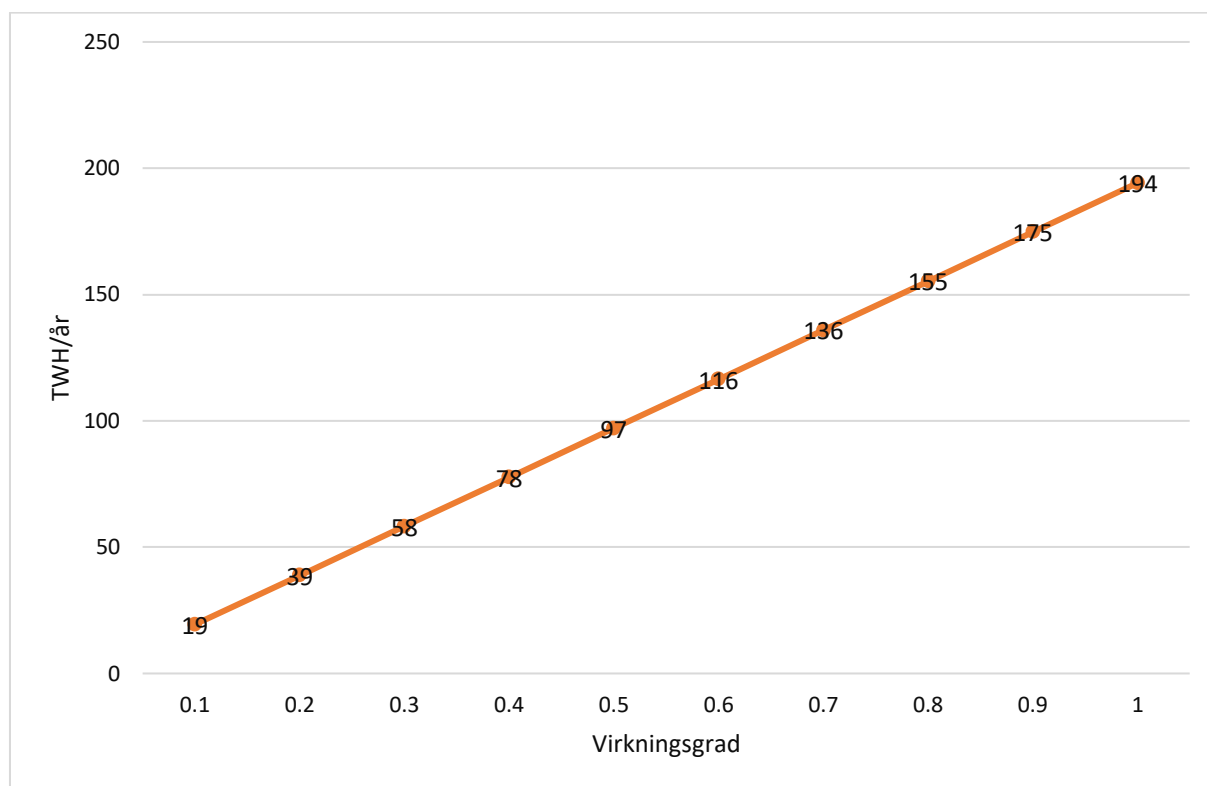


Figur 10 - Norges årlig teoretisk solenergipotensial ved ulike utnyttelsesgrader.

Norge er et land med relativt små og få storbyer, sammenlignet med andre land i Europa. De store byene, slik som Oslo, Trondheim og Stavanger, har en del tettbebygde strøk og høye bygg, men andelen og størrelsen er relativt liten. Norge med sin lave befolkning og stort landareal har hatt muligheten til å bygge spredt. Dette skaper mindre potensielle skyggeproblemer, som følge av skyggelegging fra nabobygg, enn i andre land. Dette kan bety at Norge kunne hatt en høyere utnyttelsesgrad enn den som fremkommer fra studiet Bóris et al., 2019. Grunnen til dette er at Bóris et al., 2019 har inkludert land med høyere befolkningstetthet enn Norge, slik som Italia, Tyskland og Storbritannia.

I følsomhetsanalysen av endringer i utnyttelsesgraden er det satt en virkningsgrad på 0,2. Figur 10 illustrerer hvordan solenergipotensialet endrer seg etter hvert som utnyttelsesgraden endrer seg fra 0,1 til 1. Resultatene spriker fra 11 til 114 TWh/år. I dette studiet er utnyttelsesgraden, som tidligere nevnt, satt til 0,34. Dette gav et teoretisk solenergipotensial på nær 39 TWh/år. Ved en nær dobling av utnyttelsesgraden, til 0,70, ville en hatt et teoretisk solenergipotensial på 80 TWh/år. Utnyttelsesgraden er satt for å anslå hvor stor del av takarealet som er egnet for PV installasjon. Det er vanskelig å bestemme et tall som skal representere alle takarealer på nasjonalbasis, men nødvendig for å kunne anslå et nasjonalt

potensial. Figur 10 viser hvor annerledes resultatene kunne vært ved andre forutsetninger for denne graden. Valg av utnyttelsesgrad spiller derfor signifikant ut på resultatet.



Figur 11 - Norges årlig teoretisk solenergipotensial ved ulike utnyttelsesgrader.

Figur 11 illustrerer følsomhetsanalysen ved ulike virkningsgrader. Det er lagt til grunn en utnyttelsesgrad på 0,34 i scenarioene for å illustrere hvordan den potensielle produksjonen varierer ved virkningsgrader fra 0,1 til 1. I beregningene i denne oppgaven er det satt en virkningsgrad på 0,2. Dette gir, som tidligere nevnt, et solenergipotensial på nesten 39 TWh/år. I artikkelen Green et al., 2016 fremkom det at det finnes solceller ved virkningsgrader opp mot 0,4 (Green et al., 2016). Hadde det blitt installert solceller av denne typen ville det gitt et solenergipotensial på 78 TWh/år. Dette viser at den teknologiske utviklingen av solcellepaneler og valg av virkningsgrad spiller en stor rolle for hvor mye solenergi som potensielt kan utnyttes i dag og i fremtiden.

7. Diskusjon: Solenergipotensial

Resultatene viser at Norge har et teoretisk solenergipotensialet på 38,8 TWh/år gitt forutsetningene om at det blir installert PV paneler på alle bygg i Norge, en utnyttelsesgrad på 0,34 og en virkningsgrad på 0,2. Dette resultatet skiller seg ut fra de andre studiene ved å være betraktelig høyere. Grunnen til de ulike resultatene kommer fra ulike forutsetninger og ulike data for solinnstråling. «Solcellesystemer og sol i systemet» er den rapporten som kan vise til resultater likest dette (Multiconsult and Viak, 2018). Der er det estimert et solenergipotensial for takareal innen 2030 på 19 TWh/år. I tillegg til et rent teoretisk potensial, som inkluderte både tak- og fasadeareal, på 32 TWh/år i 2030. Forutsetningene i rapporten la til grunn at 50% av alt takareal på bygg med skråtak dekkes av PV og hele 75% av takarealet til store, flate bygg. Det er en mye høyere andel enn i dette studiet. Her er det lagt til grunn en tilsvarende utnyttelsesfaktor på 34% for hele bygningsmassen i Norge. Grunnen til dette var at en ikke klarte oppspore mer detaljert data for takarkitektur, og en valgte å bruke deler av metodikken til studiene Bódis et al., 2019 og Bódis et al., 2017 (Bódis et al., 2019, Bódis et al., 2017). I tillegg har rapporten fra Multiconsult og Asplan Viak forutsatt at «øst- og vestfasader vil ha en produksjon på 50 kWh/m²/år, sørfasaden 100 kWh/m²/år, mens et takmontert anlegg er forutsatt med årlig produksjon på ca. 150 kWh/m²», uten noen tydelig kildehenvisning eller begrunnelse for denne antakelsen (Multiconsult and Viak, 2018). I rapporten «Solcellesystemer og sol i systemet» er det forutsatt en produksjon på 150 kWh/m²/år, det det i denne oppgaven er tilsvarende tall i gjennomsnitt for Norge 70 kWh/m²/år. De ulike forutsetningene som redegjort for her er trolig grunnen til de ulike resultatene.

Denne oppgaven etterstreber å estimere et teoretisk solenergipotensial for Norge. Rapportene fra Enova og NVE, samt Stortingsmelding 25 forsøker å finne et realistisk potensial for hvor mye elektrisitet som vil komme fra PV i årene fremover (Halvorsen et al., 2011, Meld. St. 25 (2015-2016), NVE, 2016b, NVE, 2015). I disse rapportene har de kommet frem til betraktelig lavere estimer for solenergipotensial enn denne oppgaven, og det blir vanskelig å sammenligne grunnet ulike forutsetninger og problemstilling. Til tross for dette er det interessant å se på valg av metodikk. Både rapporten fra NVE og stortingsmeldingen ser i hovedsak på installasjon av PV på ny- og rehabiliterte bygninger. Denne studien tar for seg alle eksisterende bygg per 2019. Felles for alle er at det er benyttet en utnyttelsesgrad og en virkningsgrad for å bestemme forventet output fra solcellene. Hvorav alle har valgt ulike verdier for disse ratene, som nok er en av grunnen til de ulike resultatene. Metodikken i

studiene IEA, 2002, Halvøresen et al., 2011, Multiconsult and Viak, 2018 og Bódis et al., 2019 gikk ut på å benytte seg av en rate for utnyttelsespotensialet til takareal for å avgjøre hvor mye areal som var tilgjengelig til installasjon av PV (IEA, 2002, Halvorsen et al., 2011, Multiconsult and Viak, 2018, Bódis et al., 2019). Disse varierte fra 0,34 til 0,75. Valg av utnyttelsesgrad har stor innvirkning på resultatene da en utnyttelsesgrad på for eksempel 0,70 vil gi et dobbelt så høyt solenergipotensial som et studie med en utnyttelsesgrad på 0,35. Det ble valgt å legge en tilsvarende utnyttelsesrate til grunn i dette studiet da flere av studiene spesialiserte seg på å utvikle en god metode for denne type beregninger. Forutsetningen i dette studiet baserer seg på utnyttelsesgraden som kommer frem i det nyeste studiet, altså Bódis et al., 2019. Dette fordi forskningen har kommet en lang vei siden starten på 2000-tallet og når en da har troverdig, nyere litteratur tilgjengelig ble denne lagt til grunn.

I uthenting av data for solinnstråling på de ulike lokalisasjonene ble det tatt utgangspunkt i et sted som befant seg omtrent midt i fylket. Dette kan være en svakhet ved at det kan ha vært et uheldig punkt som ikke er representativt for majoriteten av fylket. Til tross for dette ble denne metoden valgt for å ha en effektiv prosess. Det kan være vanskelig å si noe om hvor mye dette har spilt inn på resultatene uten flere og mer nøyaktige undersøkelser. Til tross for dette vil det være rimelig å anta at dette elementet ikke ville spilt signifikant ut på resultatene da det ikke er observert særlig store forskjeller i solinnstrålingen mellom nabofylker. Det ville derfor mest sannsynlig ikke spille så stor rolle om en hadde valgt et punkt noen kilometer lenger borte fra det originale.

Valg av virkningsgrad på en annen side spiller en sentral rolle for resultatene. Dette ble redegjort for i kapittel 6.1 Følsomhetsanalyse. Det vil gi signifikante utslag hvis virkningsgraden for eksempel er halvert eller doblet. Den ble satt til 0,2 da dette fremstod som det mest realistiske for Norge basert på teknologien som er på markedet i dag. Hadde en lagt til grunn at solceller med høyere virkningsgrad ble mer kommersielle i årene fremover ville solenergipotensialet vært betraktelig høyere.

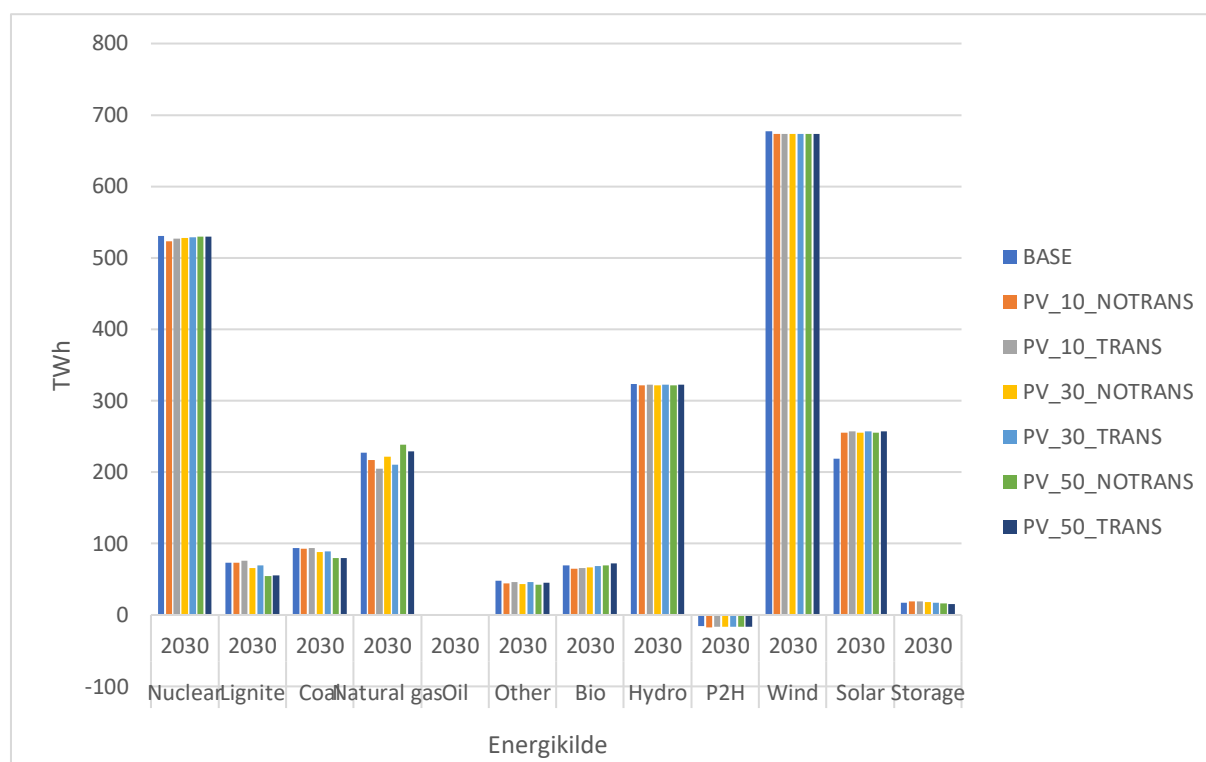
Et teoretisk solenergipotensial på 38,8 TWh i Norge er trolig ikke realiserbart i dag da det ville vært et svært kostbart prosjekt med dagens priser, men mye kan skje i fremtiden. Teknologien utvikler seg hele tiden i takt med at interessen for mer bærekraftig energiproduksjon øker. Dette kan presse prisene på solceller ned, i tillegg kan mer subsidier gjøre utbyggingen realiserbar. På den andre siden vil, i følge merit order effekten, økt

solstrøm på kraftmarkedet generere lavere elektrisitetspriser. Det er kostbart å installere solceller og det er usikkerhetsfaktorer i beregningene knyttet spesielt til utnyttelsesfaktoren og solinnstrålingen. Når en prosjekterer og planlegger et PV anlegg studerer en nøye de lokale forholdene. Solinnstråling, takets vinkling og helning mot solen, meteorologiske forhold, skyggeforhold og arkitektoniske forhold er noen av de mest sentrale faktorene som burde bli studert på et mer detaljert plan enn det som er gjort i denne oppgaven. En vurderer ulike typer solceller, for eksempel silisium eller tynnfilm, opp mot pris, fremtidig elpris og regner på tilbakebetalingstid. Alt dette er svært tid og ressurskrevende prosesser. For å kunne estimere et potensial på nasjonalbasis har det derfor vært nødvendig å ta en rekke forutsetninger. Bruken av verktøyet PVGIS har bidratt til å forenkle og effektivisere denne prosessen ved å bidra med solinnstrålingsdata som inkluderer direkte solinnstråling (beam solar radiation), diffuse solinnstråling (diffuse solar radiation) og reflektert solinnstråling (reflected radiation), samt meteorologiske forhold og en egnet helningsvinkel på PV panelene (EU, 2019a). Til tross for at det er på et mer overfladisk plan, er resultatene interessante da de skiller seg ut fra tidligere studier.

Videre kunne det vært interessant å teste validiteten til resultatene ved å kalkulere på et mer detaljert nivå, samt teste andre verktøy for innhenting av solinnstrålingsdata. På den måten kunne en sammenligne resultatene og se hva som er mest riktig, realistisk og realiserbart. Det ville også vært interessant å forsøke å kalkulere hva en slik utbyggelse ville kostet og hvordan det ville påvirket klimaregnskapet i Nord-Europa.

8. Resultat: Energimarkedsanalyse (del 2)

Beregningene i denne oppgaven har vist at Norge har et teoretisk solenergiptensial på 38,8 TWh/år. For å analysere hvilke effekter en slik utbygging ville hatt på kraftmarkedet i Nord-Europa ble denne informasjonen implementert i Balmorel modellen som et eksogent sjokk. Dette i tillegg til de ulike forutsetninger for CO₂-kvotepriser, samt med og uten investeringer i transmisjonsnettet utover det planlagte. Analysen inkluderer syv ulike scenarioer. Der BASE scenarioet er hvordan energimarkedet vil se ut i 2030 uten implementeringen av den norske solkraften. Scenario 1 til 6 er hvordan energimarkedet vil se ut i 2030 med norsk solkraft. Figur 12 viser overordnet resultatene fordelt på hver energikilde. Scenarioene har forskjellige farger som er beskrevet til høyre i figuren.



Figur 12 - Samlet analyseresultat over hvordan energiproduksjonen fra de ulike energikildene vil se ut i 2030 i de syv ulike scenarioene.

Ved første øyekast ser en at det er størst variasjon i produksjonen av kraft fra de ikke-fornybare energikildene, men det er små variasjoner også i enkelte av de fornybare. Dette stemmer overens med merit order kurven da økt integrasjon av variabel fornybarkraft, slik som solenergi, vil senke prisene i kraftmarkedet. Dette gjør det mindre konkurransedyktig for ikke-fornybare energikilder å produsere. Tabell 5 viser hvor mange terrawattimer kraft som vil bli produsert årlig gitt de ulike forutsetningene i scenarioene.

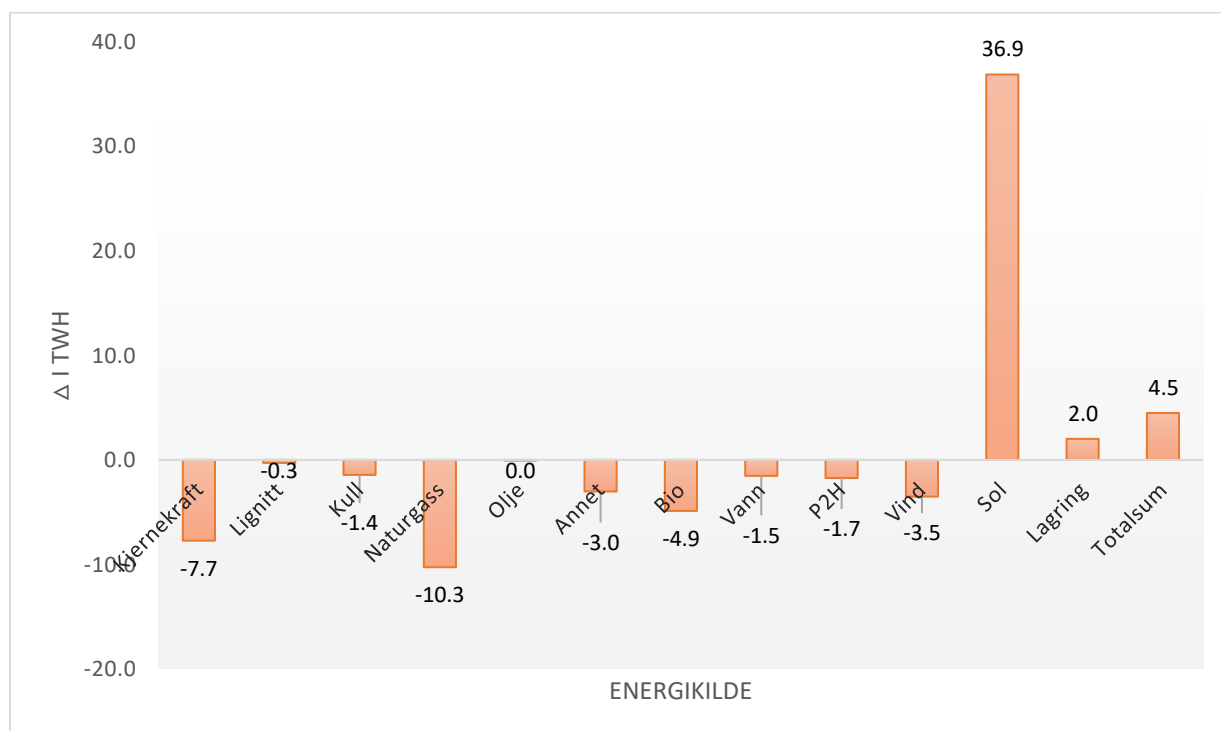
Tabell 5 - Oversikt over hvor mange TWh i året produsert fra de ulike energikildene i alle analysescenarier.

	Kjernekraft	Lignitt	Kull	Naturgass	Olje	Annet	Bio	Vann	P2H	Vind	Sol	Lagring
BASE	531	73	94	227	0	47	70	323	-16	677	219	17
Scenario 1	523	73	93	217	0	44	65	322	-17	673	255	19
Scenario 2	527	76	94	205	0	46	66	323	-17	674	257	19
Scenario 3	528	66	88	222	0	44	67	321	-17	673	256	18
Scenario 4	529	70	89	211	0	46	69	323	-16	674	257	17
Scenario 5	529	54	79	238	0	42	70	321	-17	673	256	16
Scenario 6	529	56	80	229	0	45	72	323	-16	674	257	15

I de neste delkapitlene vil en se nærmere på hvordan implementeringen av solenergien har påvirket fordeling av energiproduksjon i scenario 1 til 6. Dette er illustrert ved differansen i produksjon fra BASE-scenariet.

8.1 Scenario 1

Figur 13 viser endringene i kraftproduksjon fra de ulike energikildene i forhold til BASE-scenariet i 2030. Scenario 1: PV_10_NOTRANS innebærer en årlig innførsel av 38,8 TWh solenergi fra Norge, en CO₂ – kvotepris på 10 €/tonn CO₂-ekv. og ingen investeringer i transmisjonsnettet utover det allerede planlagte.

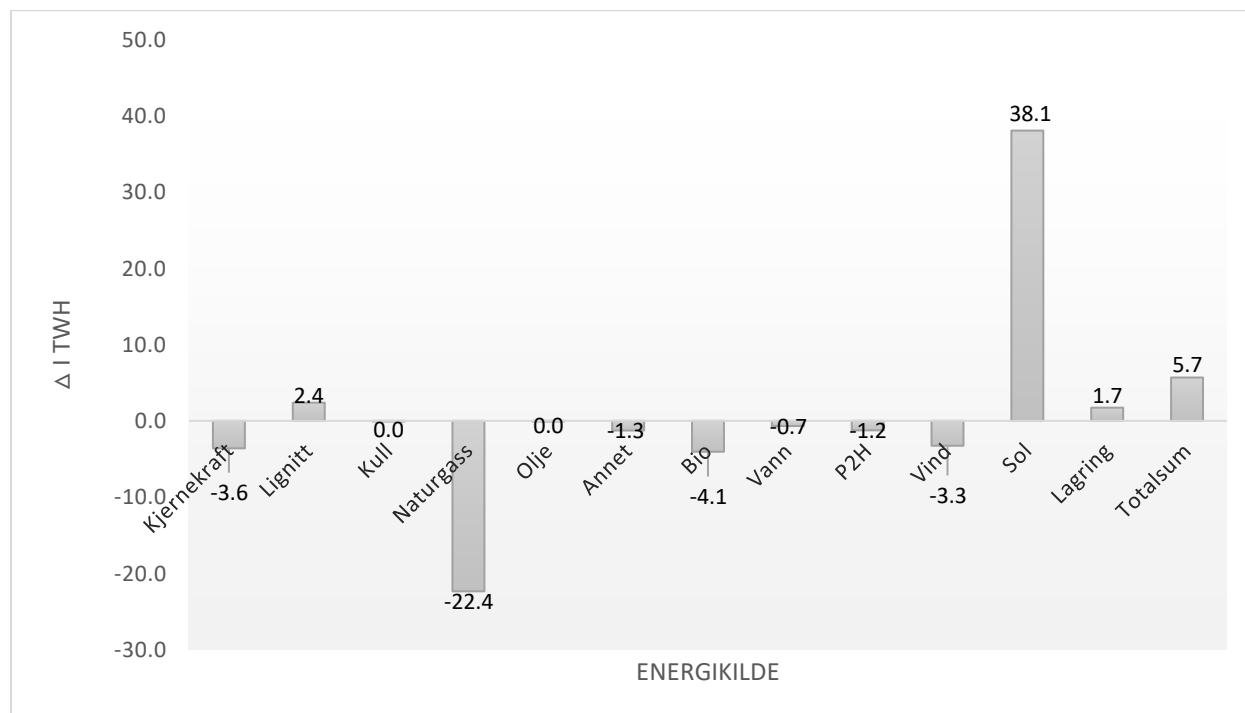


Figur 13 - Endring i kraftproduksjon ved scenario 1: Innførsel av PV fra Norge, CO₂-kvotepris på 10 euro per tonn CO₂-ekvivalenter og ingen investeringer utover det planlagte i transmisjonsnettet.

Tallene representerer differansen mellom BASE scenarioet og scenario 1. De negative tallene viser nedgangen i produksjon for den gitte energikilden og de positive tallene oppgangen. Felles for alle energikildene er at det blir en nedgang i produksjon sammenlignet med BASE scenarioet. Størst nedgang finner sted i produksjonen av naturgass på 10,3 TWh/år og kjernekraft på 7,7 TWh/år. Dette stemmer overens med merit order effekten da økt integrasjon av variabel fornybar energi vil generer lavere priser i energimarkedet. Denne effekten kan da bidra til å utkonkurrere kraft produsert fra dyrere energikilder, slik som energikilder som må kjøpe brensel og betale CO₂-kvoteavgift. Vindkraftproduksjonen går ned 3,5 TWh/år. Det kan komme fra at den høye produksjonen av solstrøm på sommeren gjør det mindre attraktivt å investere i vindkraft. Dette fordi det vil bli lavere priser i markedet, som følge av merit order effekten.

8.2 Scenario 2

Figur 14 viser endringene i kraftproduksjon fra de ulike energikildene i forhold til BASE scenarioet i 2030. Scenario 2: PV_10_TRANS innebærer en årlig innførsel av 38,8 TWh solenergi fra Norge, en CO₂ – kvotepris på 10 €/tonn CO₂-ekv. og investeringer i transmisjonsnettet utover det allerede planlagte.

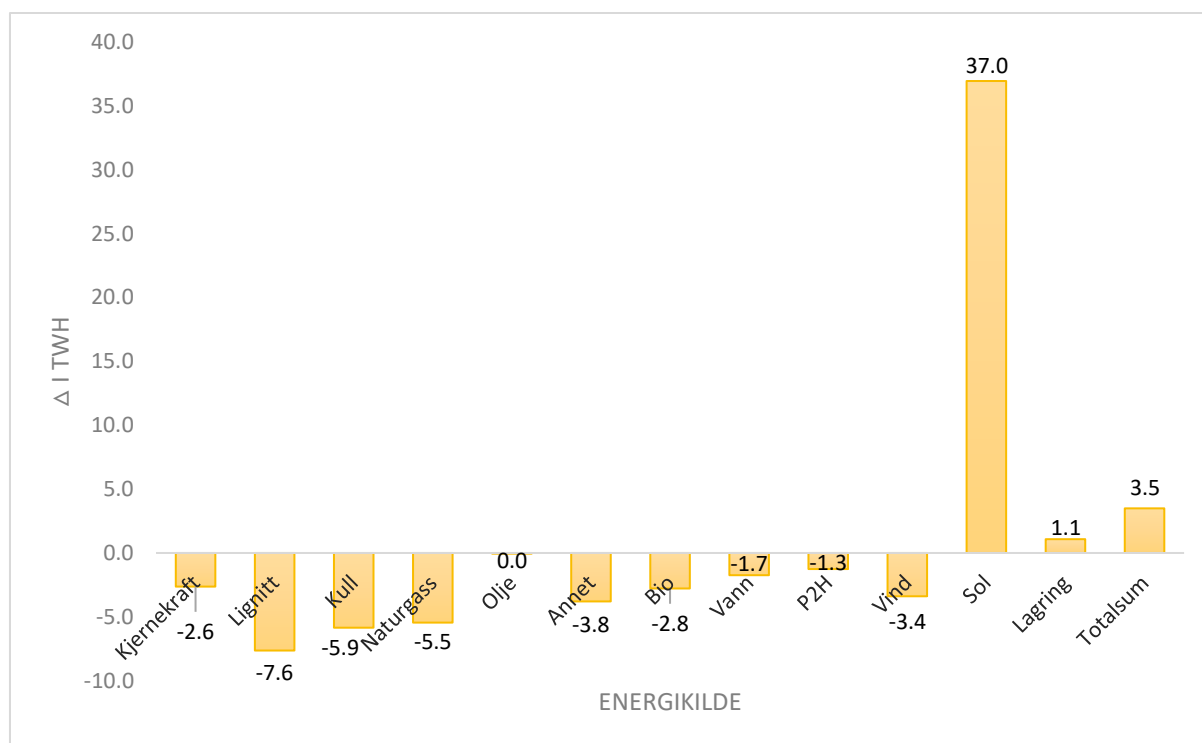


Figur 14 - Endring i kraftproduksjon ved scenario 2: Innførsel av PV fra Norge, CO₂-kvotepris på 10 euro per tonn CO₂-ekvivalenter og investeringer transmisjonsnettet utover det allerede planlagte.

Fra figur 14 fremkommer det at innførselen av den norske solenergien vil gi en nedgang i naturgassproduksjonen på hele 22,4 TWh/år. En grunn til dette kan være den lave CO₂ – kvoteprisen og større transmisjonsnett som gjør at solstrømmen kan eksporteres til land med høy naturgassproduksjon. Videre simulerer Balmorel blant annet at det vil bli en nedgang i bioenergiproduksjonen på 4,1 TWh/år, nedgang på 3,6 TWh/år i kjernekraftproduksjon og en nedgang på 3,3 TWh/år i vindkraftproduksjon. På den positive siden av grafen finner vi lignittproduksjonen som vil gå opp 2,4 TWh/år. Det er billigere å produsere kraft fra kull og lignitt enn fra naturgass, derfor vil trolig lignittproduksjonen øke og kullproduksjonen forbli lik. Dette til tross for at en ønsker å fase ut kullkraftproduksjon grunnet høye klimagass- og partikkelutslipp. En annen potensiell grunn til nedgangen i naturgassproduksjonen er at før integrasjonen av solenergien (BASE-scenariet) ble det produsert kraft fra naturgass på dagtid til høye priser når etterspørselen var høy. Når solkraften ble integrert i markedet priser den seg inn helt nede til venstre i merit order kurven. På denne måten presser solkraft elprisene ned på dagtid. Det fører videre til at det blir mindre lønnsomt med kraftproduksjon fra andre energikilder på dette tidspunktet.

8.3 Scenario 3

Figur 15 viser endringene i kraftproduksjon fra de ulike energikildene i forhold til BASE scenarioet. Scenario 3: PV_30_NOTRANS innebærer en årlig innførsel av 38,8 TWh solenergi fra Norge, en CO₂ – kvotepris på 30 €/tonn CO₂-ekv. og ingen investeringer i transmisjonsnettet utover det allerede planlagte.

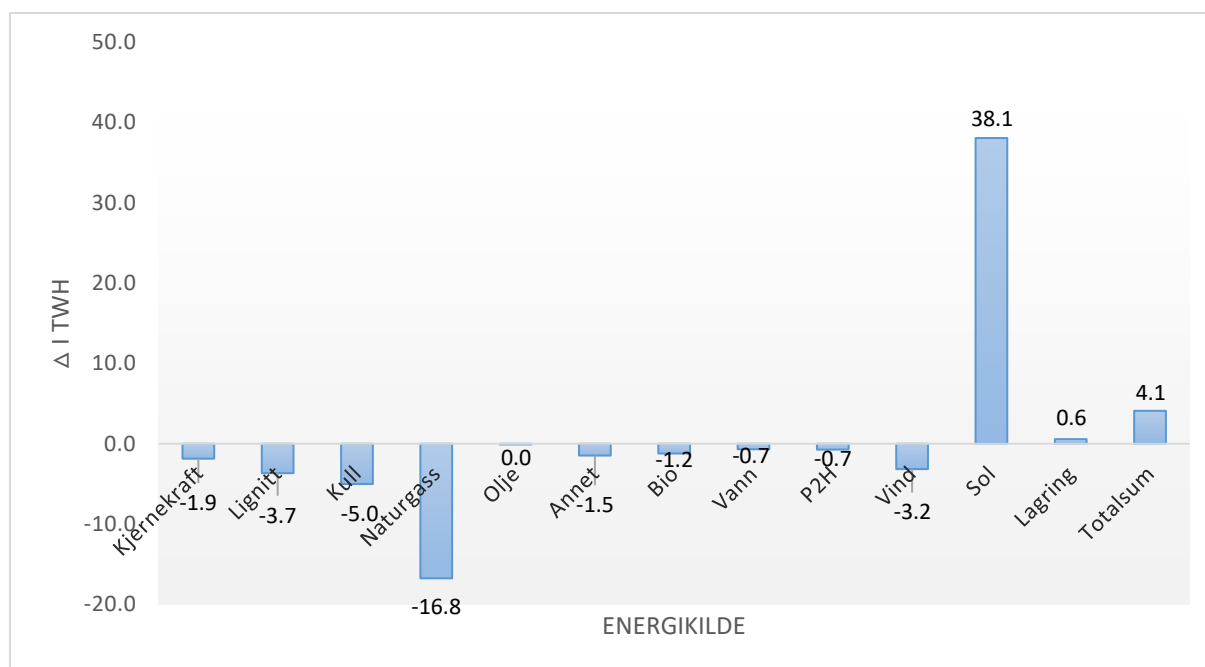


Figur 15 - Endring i kraftproduksjon ved scenario 3: Innførsel av PV fra Norge, CO₂-kvotepris på 30 euro per tonn CO₂-ekvivalenter og ingen investeringer utover det planlagte i transmisjonsnettet.

Figur 15 illustrer endringen i kraftmarkedet ved innfasing av norsk solkraftpotensial. Dette resulterer i en jevn nedgang av alle andre energikilder på markedet. Det er observert høyest nedgang i produksjon fra ikke fornybare energikilder. Lignitt har høyest nedgang på 7,6 TWh/år, etterfulgt av kull og naturgass med henholdsvis en nedgang på 5,9 og 5,5 TWh/år. I dette scenarioet er det ingen energikilder som får økt produksjon. Nedgangen hos alle energikildene kommer trolig som følge av merit order effekten som oppstår ved økt innførsel av variabel fornybar energi på markedet. Når solenergien produserer på dagtid priser den seg inn lavest på merit order kurven og utkonkurrerer andre, dyrere energikilder.

8.4 Scenario 4

Figur 16 viser endringene i kraftproduksjon fra de ulike energikildene i forhold til BASE scenarioet i 2030. Scenario 4: PV_30_TRANS innebærer en årlig innførsel av 38,8 TWh solenergi fra Norge, en CO₂ – kvotepris på 30 €/tonn CO₂-ekv. og at det investeres i transmisjonsnettet utover det allerede planlagte.



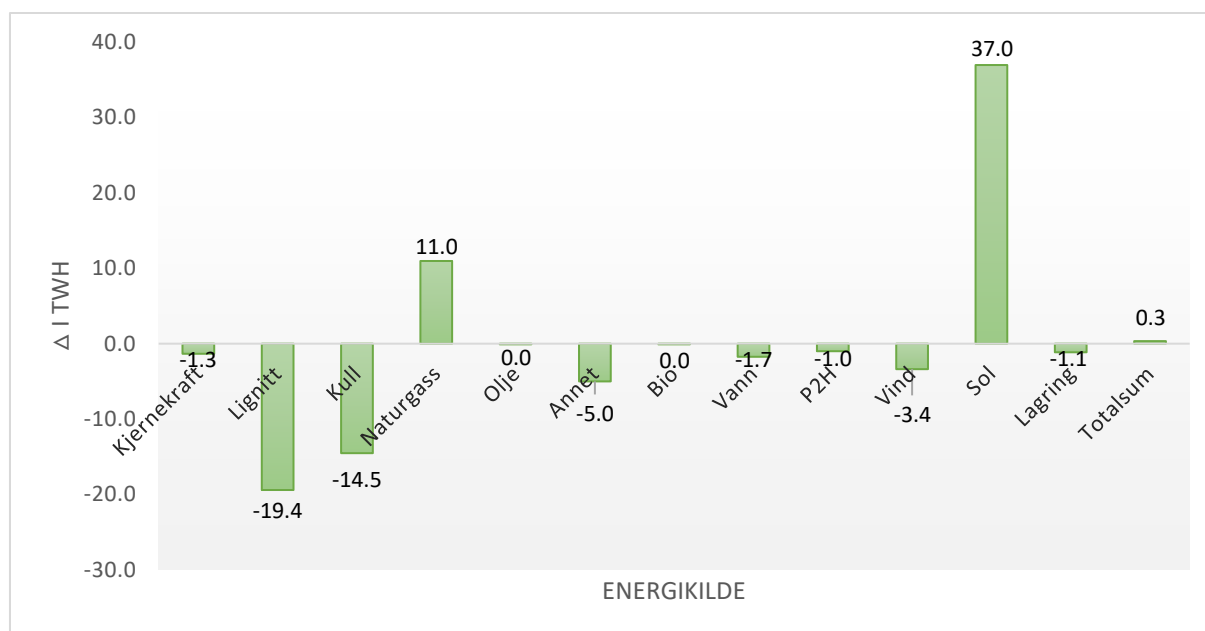
Figur 16 - Endring i kraftproduksjon ved scenario 4: Innførsel av PV fra Norge, CO₂-kvotepris på 30 euro per tonn CO₂-ekvivalenter og investeringer i transmisjonsnettet utover det allerede planlagte..

I scenario 4, illustrert i figur 16, observeres det en nedgang i produksjon fra alle energikildene. Høyest nedgang i produksjon finner sted hos naturgass på 16,8 TWh/år, etterfulgt av kull og lignitt med henholdsvis en nedgang på 5,0 og 3,7 TWh/år.

CO₂ – kvoteprisen i BASE scenarioet er 27 €/tonn CO₂-ekv. og dette illustrerer omtrent dagens CO₂-kvotepris. Scenario 3 og 4 er dermed de scenarioene som er likest hvordan markedet faktisk er i dag og hvordan det ville reagert på integrasjon av norsk solkraft. Det er observert en nedgang i vindkraftproduksjon på ca. 3 TWh/år i både scenario 3 og 4. Bakgrunnen for denne nedgangen kan komme fra at økt solkraft på markedet vil gjøre det mindre attraktivt å investere i vindkraft på sommeren da solkraft dominerer.

8.5 Scenario 5

Figur 17 viser endringene i kraftproduksjon fra de ulike energikildene i forhold til BASE scenarioet i 2030. Scenario 5: PV_50_NOTRANS innebærer en årlig innførsel av 38,8 TWh solenergi fra Norge, en CO₂ – kvotepris på 50 €/tonn CO₂-ekv. og ingen investeringer i transmisjonsnettet utover det allerede planlagte.

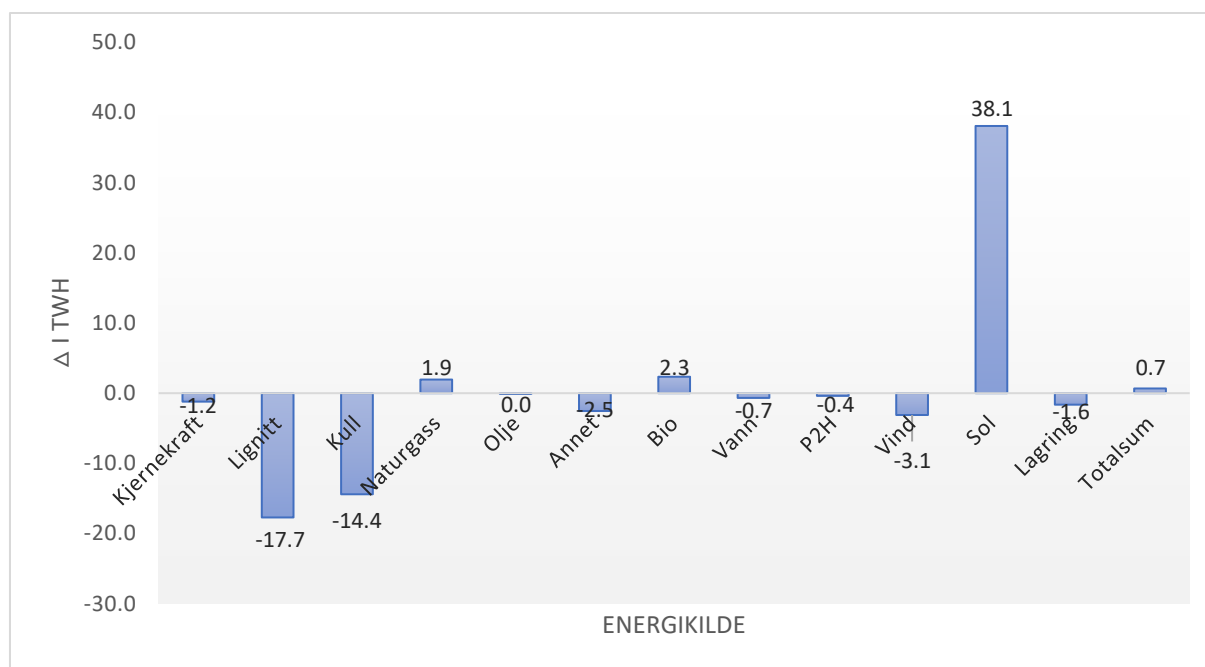


Figur 17 - Endring i kraftproduksjon ved scenario 5: Innførsel av PV fra Norge, CO₂ - kvotepris på 50 euro per tonn CO₂-ekvivalenter og ingen investeringer utover det planlagte i transmisjonsnettet.

Figur 17 viser at en CO₂ -kvotepris på 50 €/ tonn CO₂-ekvivalent og ingen investeringer i transmisjonsnettet utover det planlagte vil resultere i en nedgang i kraftproduksjon fra lignitt på 19,4 TWh/år og en nedgang i kullkraftproduksjonen på 14,5 TWh/år. Samtidig vil det generere en oppgang i kraftproduksjon fra naturgass på 11 TWh/år. Dette kommer trolig av en kombinasjon av at integrasjonen av solkraft senker kraftprisene og at den høye CO₂-kvoteprisen gjør det enda dyrere å produsere fra fossile energikilder. Det er relativt høy konsentrasjon karbonutslipp knyttet til produksjonen av lignitt-og kullkraft. Det er også en del karbonutslipp fra produksjonen av kraft fra naturgass, men sammenlignet er denne en del lavere. Det vil derfor lønne seg å produsere mer naturgass enn i scenarioene med lavere CO₂-kvotepris.

8.6 Scenario 6

Figur 18 viser endringene i kraftproduksjon fra de ulike energikildene i forhold til BASE scenarioet i 2030. Scenario 6: PV_50_TRANS innebærer en årlig innførsel av 38,8 TWh solenergi fra Norge, en CO₂ – kvotepris på 50 €/tonn CO₂-ekv. og investeringer i transmisjonsnettet utover det planlagte.

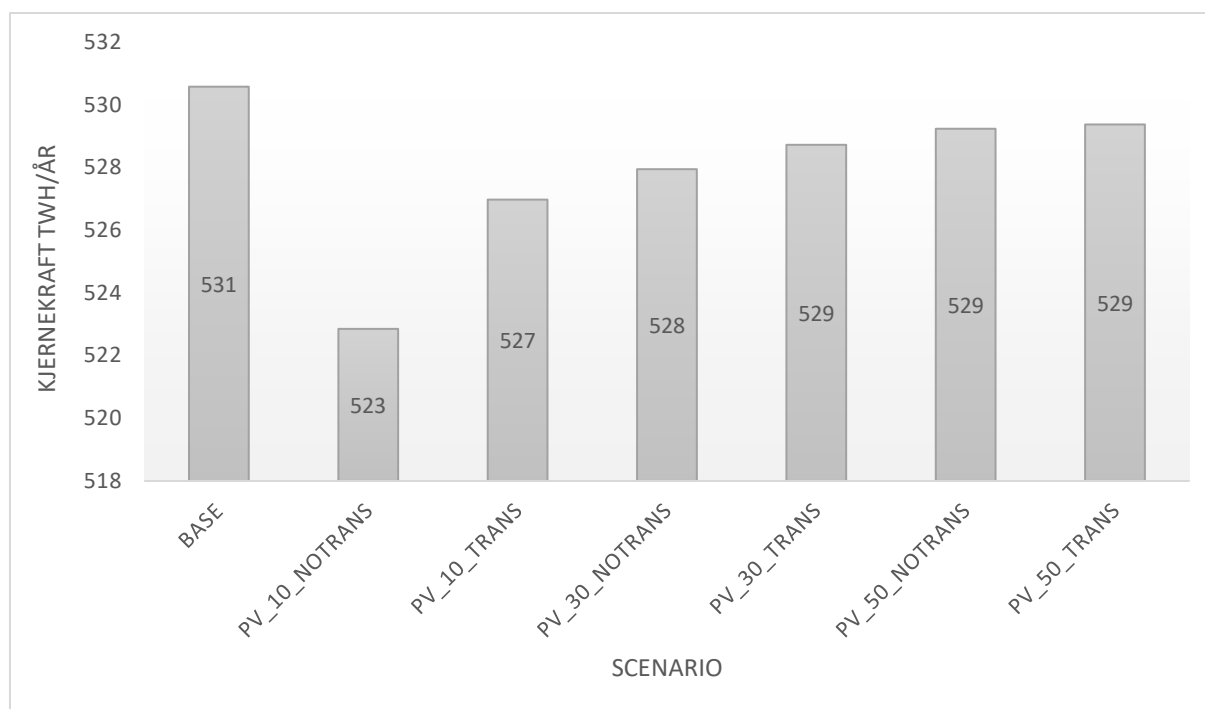


Figur 18 - Endring i kraftproduksjon ved scenario 6: Innførsel av PV fra Norge, CO₂-kvotepris på 50 euro per tonn CO₂ - ekvivalenter og investeringer utover det planlagte i transmisjonsnett.

I scenario 6 vil en økt innfasing av norsk solkraft påvirke markedet til å redusere produksjon av kraft fra lignitt og kull på henholdsvis 17,7 TWh/år og 14,4 TWh/år. Det vil også gi en nedgang i vindkraftproduksjonen på 3,1 TWh/år. Naturgass og bio på den andre siden vil få økt kraftproduksjon på henholdsvis 1,9 og 2,3 TWh/år. Den økte produksjonen fra bio kommer trolig fra en kombinasjon av at det blir dyrere å produsere kraft fra fossile energikilder som gjør fornybare energikilder mer konkurransedyktige, samt økte investeringer i transmisjonsnett gjør forholdene bedre for fornybar energi, slik som bio. Oppgangen i naturgassproduksjon kan også komme fra at en trenger å kompensere for mindre lignitt- og kullkraft på tidspunktene solkraft ikke produserer, slik som om natten og vinteren.

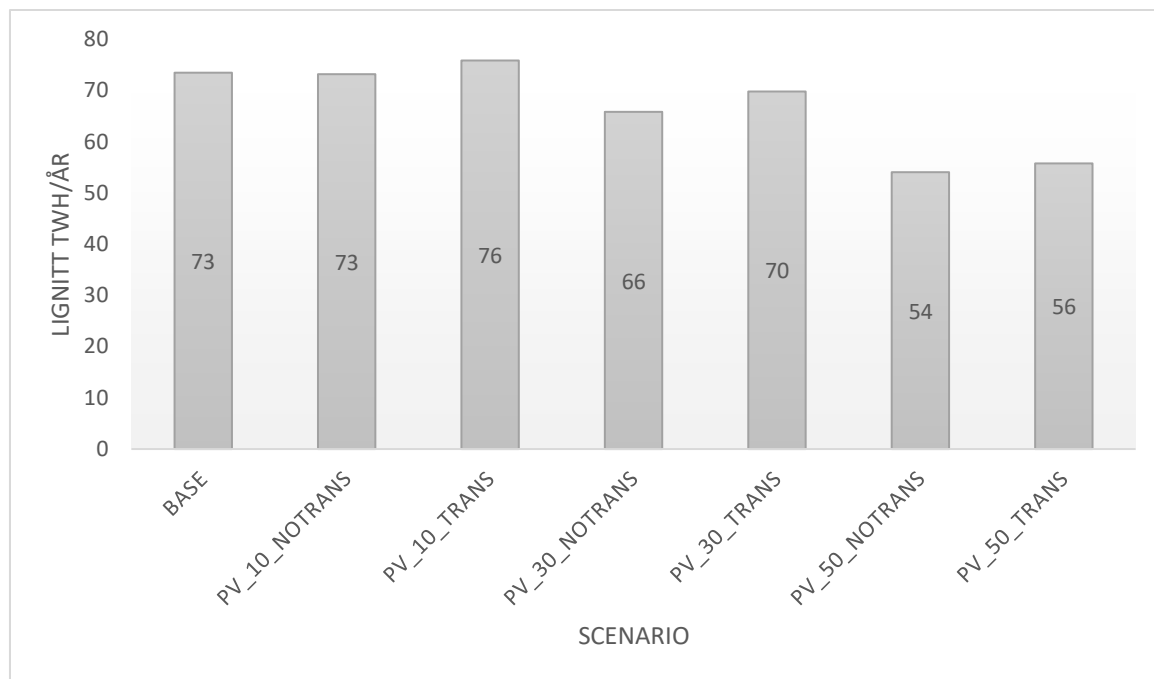
8.7 Ikke-fornybare energikilder

I dette kapittelet fremstilles resultatene for endringer i kraftproduksjon for hver av de ikke-fornybare energikildene i de ulike scenarioene. Figurene 19 til 23 viser hvor mye kraft som vil bli produsert etter en innførsel av 38,8 TWh/år solstrøm fra Norge. Y-aksen illustrerer den årlige produksjonen i antall TWh, og x-aksen viser hvilket scenario det gjelder.



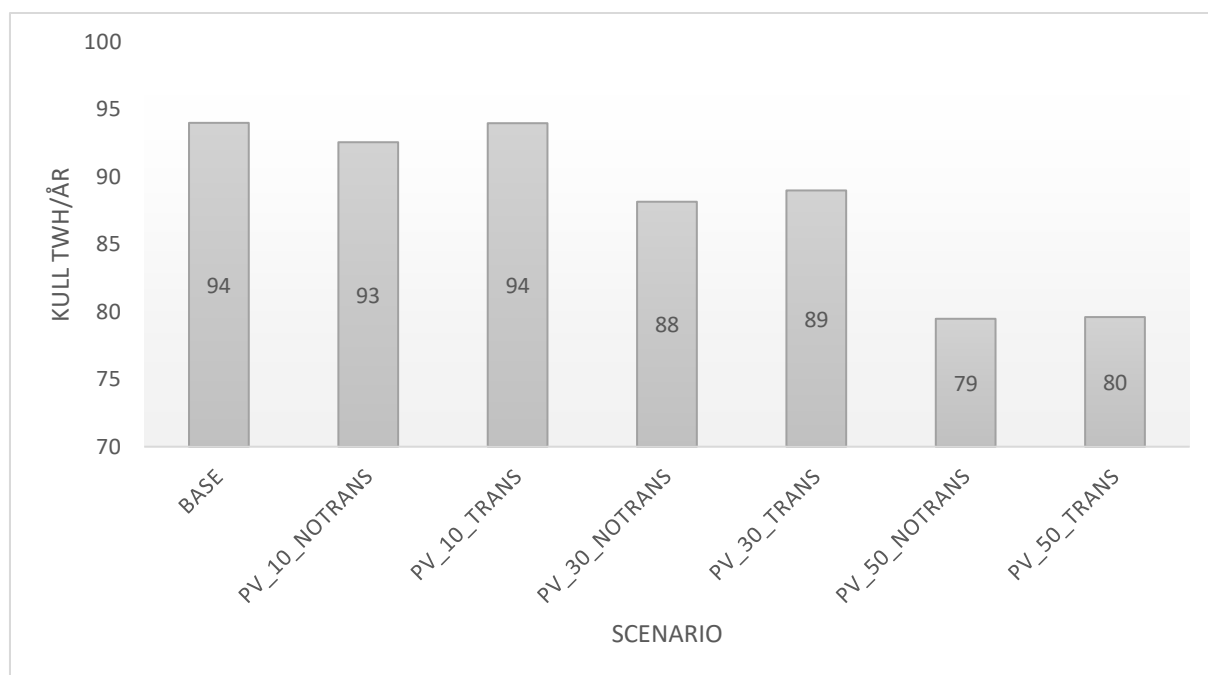
Figur 19 - Endring i kraftproduksjon fra kjernekraft i 2030 etter innførsel av 38,8 TWh/år solenergi fra Norge.

Figur 19 viser hvor mye kraft som vil bli produsert fra kjernekraftverk i 2030 i de seks ulike scenarioene. Det fremkommer her at ved en innførsel av 38,8 TWh/år solstrøm fra Norge får en i alle scenarioene en nedgang i produksjon av kraft fra kjernekraftverk. Scenario 1 gir høyest reduksjon i kjernekraftproduksjon med en nedgang på ca 8 TWh i året. Dette er gitt en CO₂ – kvotepris på 10 euro per tonn og ingen investeringer utover det planlagte. Kjernekraft blir i hovedsak produsert i Sverige, og det er flere store transmisjonskabler mellom Norge og Sverige. Dette tyder på at økt solenergiproduksjon i Norge vil erstatte noe av denne kjernekraften. Solstrøm er som regel billigere enn kjernekraft. Sverige vil derfor trolig importere solstrøm fra Norge, gitt at det er ledig overføringskapasitet. Det er en nedgang i kjernekraftproduksjonen i alle scenarioene, men i scenarioene 2 til 6 er det liten nedgang. Det er her bare en nedgang på mellom ca. 1 og 3 TWh. I scenario 5 og 6 hvor det er en høy CO₂-kvotepris (50 €/tonn CO₂-ekv.) vil det bli en lavere nedgang i produksjon enn i de andre scenarioene. Dette kommer trolig fra at kjernekraft blir med konkurransedyktig når de fossile kraftverkene må betale høyere CO₂-kvotepris.



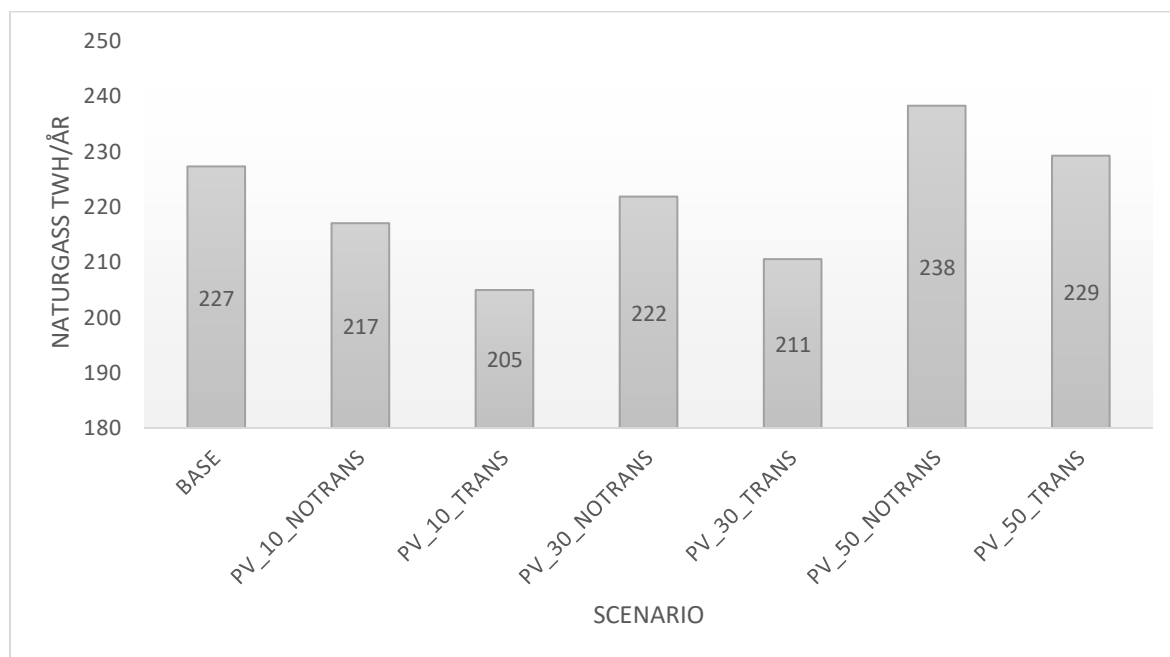
Figur 20 - Endring i kraftproduksjon fra lignitt i 2030 etter innførsel av 38,8 TWh/år solenergi fra Norge.

Figur 20 illustrere endringene i kraftproduksjon fra lignitt i 2030 etter innførsel av 38,8 TWh/år solstrøm fra Norge. Figuren viser at produksjonen av kraft fra lignitt er lavest i scenarioene med en CO₂-kvotepris på 50 €/tonn CO₂-ekv., altså scenario 5 og 6. Det blir da produsert henholdsvis 54 og 56 TWh i året. Dette henger sammen med at lignitt slipper ut en del CO₂ i produksjonen og økt CO₂ - kvotepris vil derfor øke de marginale kostnadene. Dette gjør at det blir produsert mindre da andre energikilder med mindre eller ingen CO₂-utslipp vil bli billigere og erstatter deler av kraften fra lignitt. BASE scenarioet viser en produksjon på 73 TWh i året. Scenario 1 til 4 gir ganske lik produksjon som dette. Scenario 3 og 4 har høyere CO₂ -kvotepris (30 €/tonn CO₂ – ekv.) og en ser da at produksjonen synker.



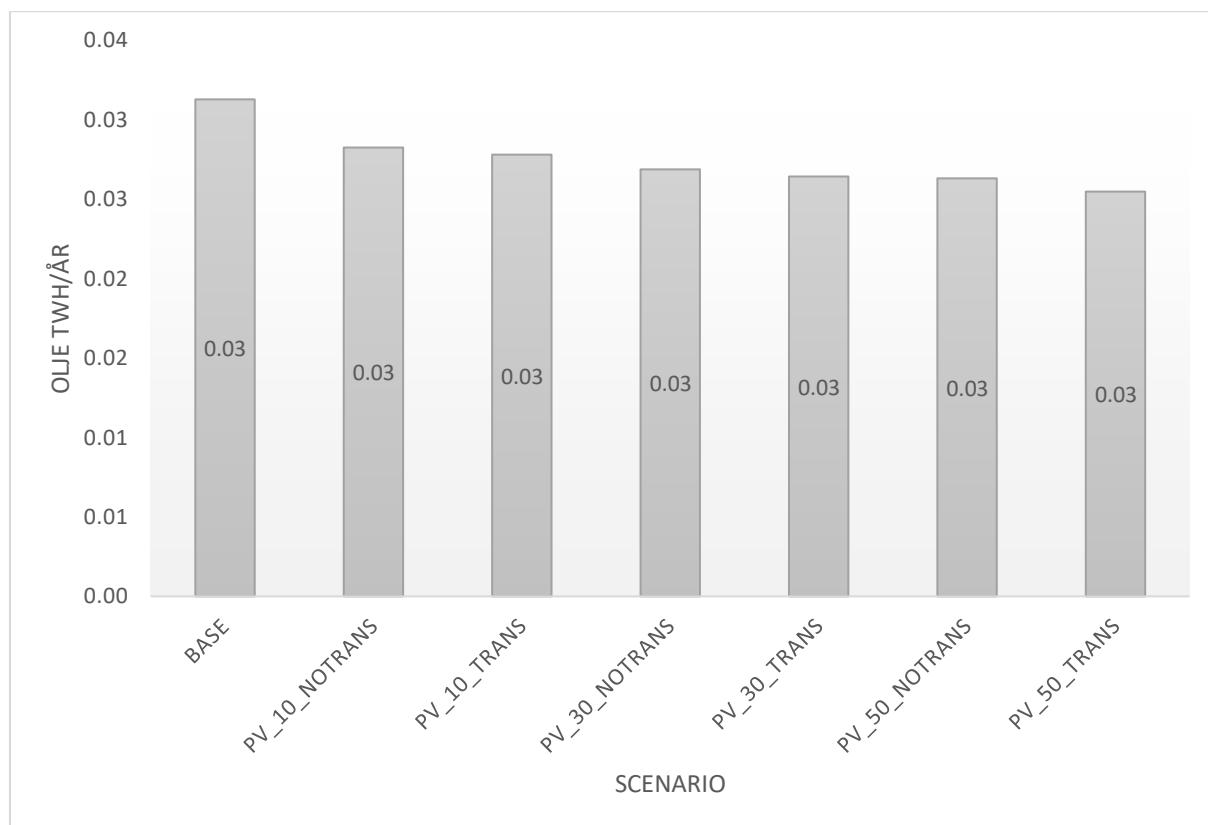
Figur 21 - Endring i kraftproduksjon fra kull i 2030 etter innførsel av 38,8 TWh/år solenergi fra Norge.

Figur 21 illustrer hvordan kullkraftproduksjonen ville sett ut i det seks ulike scenarioene etter innførsel av norsk solenergi. Ingen av scenarioene vil gi økt produksjon av kullkraft. Det er tydelig at høyere CO₂ – kvotepris genererer lavere kullkraftproduksjon. Dette henger sammen med relativt høye utslipp av CO₂ i kraftproduksjonen fra kullkraft. I scenarioene uten investeringer i transmisjonsnettet utover det planlagte (NOTRANS) vil en få lavere kullkraftproduksjon sammenlignet med scenarioene med investeringer i transmisjonsnettet (TRANS).



Figur 22 - Endring i kraftproduksjon fra naturgass i 2030 etter innførsel av 38,8 TWh/år solenergi fra Norge.

Figur 22 viser hvordan kraftproduksjonen fra naturgass vil se ut i 2030 i de ulike scenarioene. Scenario 1 til 4 vil generere lavere produksjon av naturgass, og scenario 5 og 6 vil generere høyere produksjon. Grunnen til dette er trolig at ved høyere CO₂ – kvotepriser vil det (som illustrert i figur 20 og 21) bli en relativt stor nedgang i kraftproduksjonen fra lignitt og kull. Ut fra denne analysen ser det da ut som naturgassproduksjon vil kompensere for deler av denne reduksjonen da naturgass har lavere CO₂ – utslipp enn kull og lignitt (EIA, 2019).

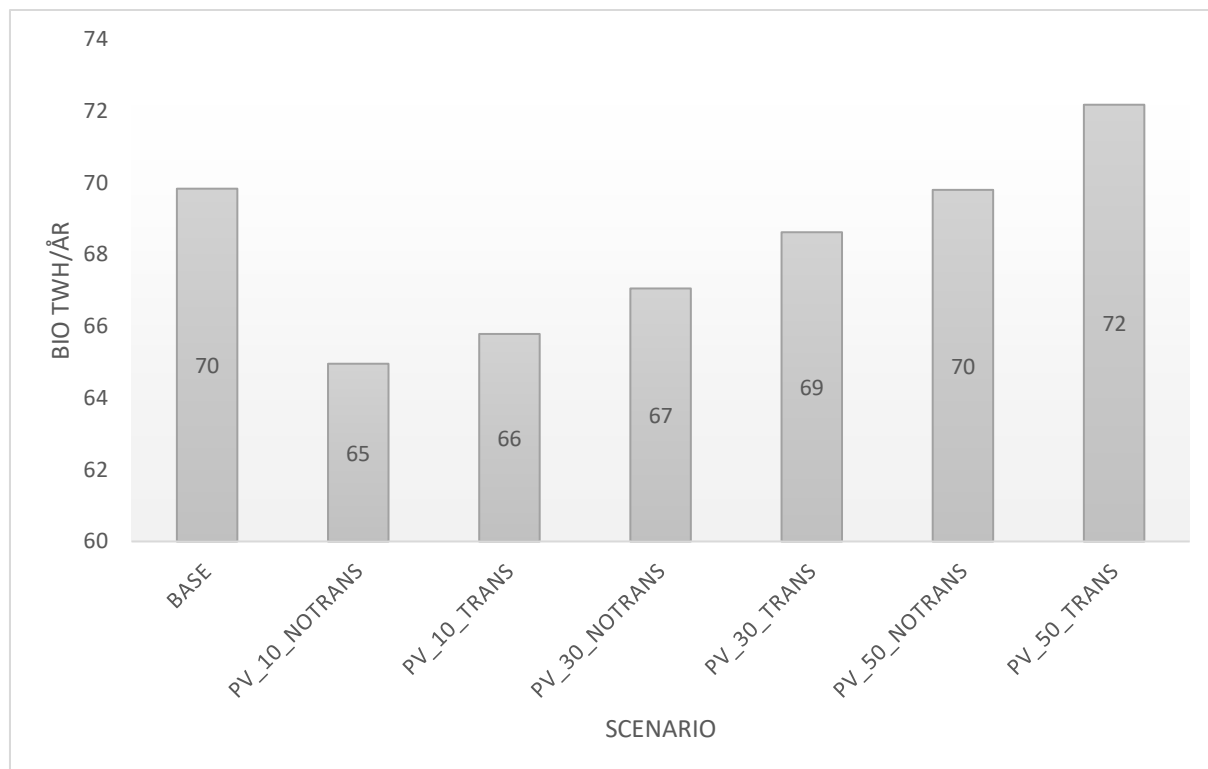


Figur 23 - Endring i kraftproduksjon fra olje i 2030 etter innførsel av 38,8 TWh/år solenergi fra Norge.

Figur 23 viser hvordan kraftproduksjonen fra olje vil se ut i 2030 i de ulike scenarioene gitt innførsel av 38,8 TWh norsk solstrøm i året. Det fremkommer her at det er svært små endringer i produksjon av kraft fra olje i alle scenarioene.

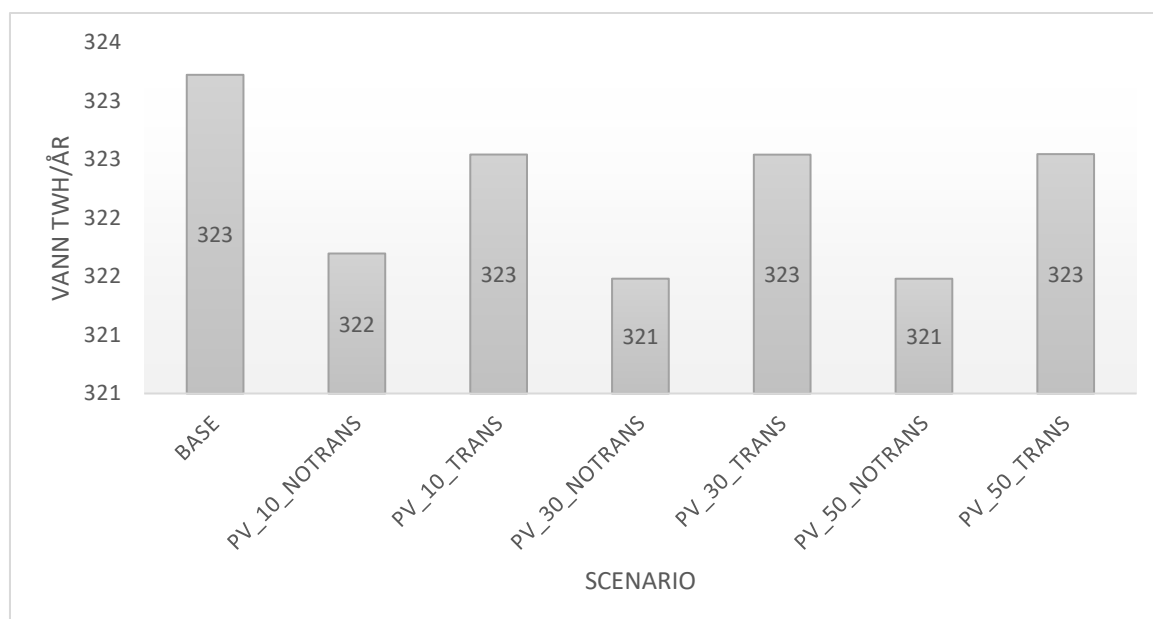
8.8 Fornybare energikilder

I dette kapittelet fremstilles resultatene for endringer i kraftproduksjon for hver av de fornybare energikildene. Figurene 24 til 26 viser hvor mye kraft som vil bli produsert etter en innførsel av 38,8 TWh/år solstrøm fra Norge. Y-aksen illustrerer den årlige produksjonen i antall TWh, og x-aksen illustrerer hvilket scenario det gjelder.



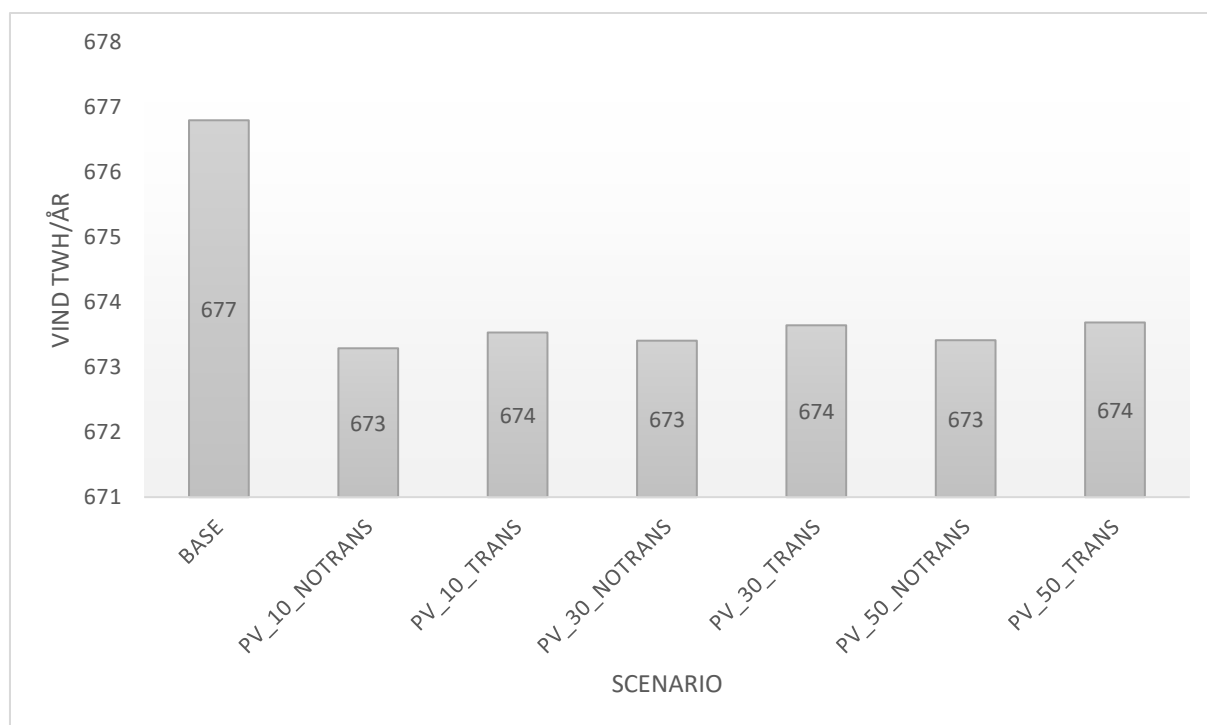
Figur 24 - Endring i kraftproduksjon fra bio i 2030 etter innførsel av 38,8 TWh/år solenergi fra Norge.

Figur 24 illustrerer resultatet for endringer i biokraftproduksjonen for alle scenarioene i analysen. I scenarioene med CO₂- kvotepriser på 10 og 30 euro vil en få lavere eller lik produksjon. Det eneste scenarioet som øker produksjonen av biokraft er ved en CO₂ – kvotepris på 50 og investeringer i transmisjonsnettets utover det planlagte. Dette henger trolig sammen med at biokraftproduksjon er en ganske kostbart prosess. For at kraft fra bio skal være konkurransedyktig må derfor kraftprisen i markedet være relativt høy. Ved en høy CO₂ – kvotepris vil det bli dyrere å produsere fossilkraft som øker marginalkostnadene og prisene i markedet, og bio kan bli konkurransedyktig.



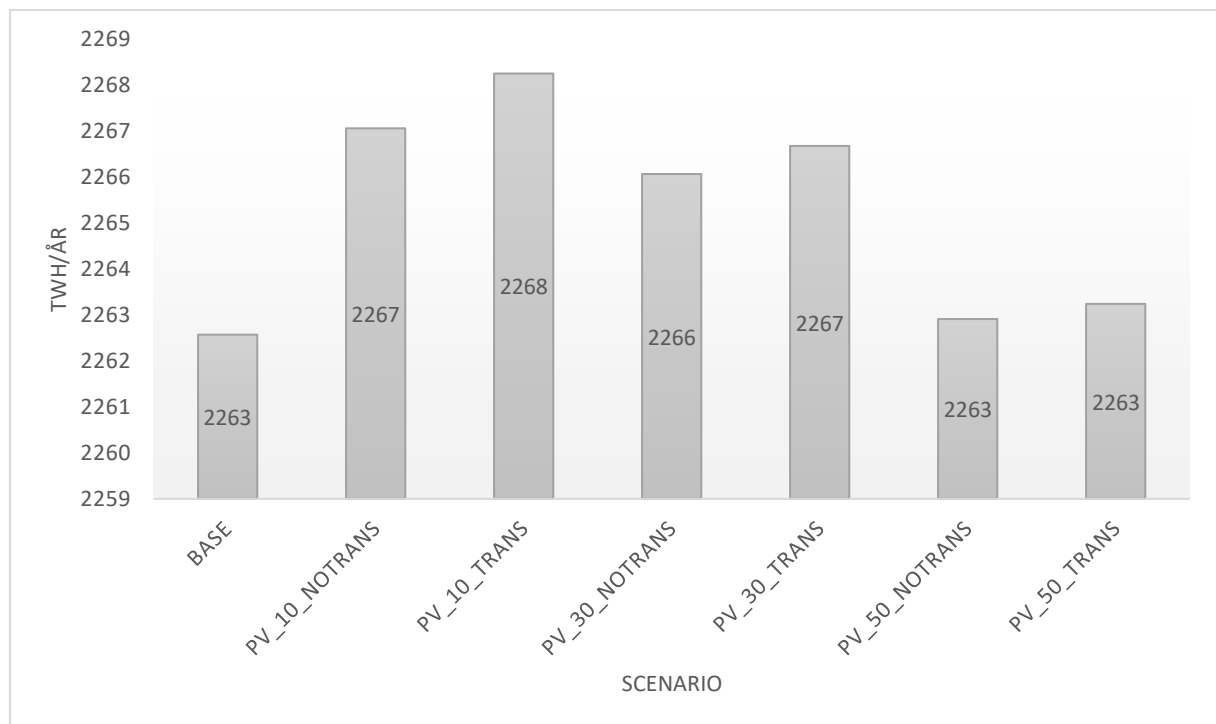
Figur 25 - Endring i kraftproduksjon fra vann i 2030 etter innførsel av 38,8 TWh/år solenergi fra Norge.

Figur 25 illustrere hvordan vannkraftproduksjonen vil endre seg etter innførsel av 38,8 TWh årlig norsk solstrøm i de ulike scenarioene. Det er her ingen, til svært små endringer i produksjonen, mellom 323 og 321 TWh/år. I alle scenarioene med mulighet til å investere i transmisjonsnett utover det planlagte (scenario 2, 4 og 6) er det ingen endring i produksjon. Scenarioene uten mulighet til investering i transmisjonsnett (scenario 1, 3 og 5) får en nedgang på 1-2 TWh/år. Det er trolig fordi Norge i dag dekker majoriteten av eget kraftforbruk fra vannkraft. Ved en så stor økning i produksjon av solstrøm vil trolig vannmagasinene fungere i enda større grad som batterier til når det ikke produseres solstrøm. Når PV-anleggene produserer vil de i perioder prise seg under den regulerte vannkraften fra vannmagasinene. Dermed vil trolig vannmagasinene holde igjen produksjonen.



Figur 26 - Endring i kraftproduksjon fra vind i 2030 etter innførsel av 38,8 TWh/år solenergi fra Norge.

Figur 26 viser hvordan endringene i vindkraftproduksjonen vil bli i 2030 ved innførsel av 38,8 TWh årlig solenergi fra Norge. I alle scenarioene synker produksjonen mellom 3 til 4 TWh/år. Grunnen til dette, som tidligere nevnt, er trolig at økt integrasjon av solstrøm i markedet vil gjøre det mindre attraktivt å investere i vindkraft. Dette fordi økt andel solstrøm vil generere lavere kraftpriser i markedet som følge av merit order effekten. Lavere kraftpriser gjør det mindre attraktivt å investere i utbygging av vindkraft fordi tilbakebetalingstiden til investorene blir lenger.



Figur 27 - Total kraftproduksjon i 2030 for BASE-scenarioet og scenario 1 til 6.

Figur 27 viser den totale andelen kraft produsert i 2030 ved de ulike scenarioene. Det er tydelig at ved lavere CO₂ – kvotepris vil energiproduksjonen øke, i tillegg til at investeringer i transmisjonsnettene utover det planlagte også vil øke krafttilbudet i markedet.

9. Diskusjon: Energimarkedsanalyse

Resultatene fra Balmorel simuleringen viser seks ulike scenarioer for hvordan energimarkedet i Nord-Europa vil kunne se ut i 2030 ved en innførsel av Norges teoretiske solenergipotensial på 38,8 TWh/år. Analysen er basert på et rent teoretisk potensiale og ikke hva som realistisk vil bli implementert i den norske produksjonsmiksen.

Det er flere usikkerhetsmomenter i denne analysen. Solaktiviteten kan endre seg og endrede klimatiske forhold kan påvirke innstrålingen ved for eksempel økt eller minsket skydekke. Potensielle politiske endringer blir heller ikke hensyntatt. Det kan komme strengere regler for mindre bruk av fossilt brensel eller mer subsidier til installering av fornybare kraftverk. Dette er faktorer som vil kunne påvirke utfallet av simuleringene. Modellen tar i tillegg kun hensyn til teknologikostnader slik de er i dag. Det er vanskelig å forutsi hvordan de vil utvikle seg i årene fremover. Hvis det for eksempel kommer et teknologisk gjennombrudd innen energilagring vil dette kunne bidra til store endringer for hele kraftmarkedet.

Grunnet «merit order-effekten» vil integrasjonen av mer variable fornybare energikilder, slik som sol- og vindkraft, føre til lavere elektrisitetspriser. Dette kan gjøre det mindre attraktivt å investere i denne type kraftproduksjon da tilbakebetalingstiden for investorene kan bli lenger. På samme tid vil merit order-effekten kunne presse ut de dyreste teknologiene fra markedet på kort sikt. Merit order-effekten gjør at det blir vanskeligere for produsenter av variabel fornybar energi å tjene inn «levelized cost of energy» som er nødvendig for å generere profit av prosjektene.

Økt integrasjon av variabel fornybar energi (VFE) vil skape utfordringer i markedet ved at det blir vanskeligere å forutsi produksjon og pris. Denne usikkerheten kommer av at produksjonen fra VFE er svært vær- og lokalisasjonsavhengig. For at energimarkedet skal klare å opprettholde leveringssikkerheten ved en høyere andel VFE vil en trenge flere rampekraftverk. Det vil si kraftverk som raskt og enkelt kan skrus av og på for å dekke etterspørselen når variable fornybare energikraftverk ikke produserer som antatt. Ved sol kan dette for eksempel forekomme fra uforutsett skydekke eller for eksempel røykskyer som følge av vulkanutbrudd eller skogbranner. Det er også en fordel med et stort transmisjonsnett da en får muligheten til å eksportere og importere energi fra andre steder som produserer når en selv ikke gjør, og motsatt. Dette vises i analyseresultatene ved høyere andel vann, vind og bio i scenarioene hvor det investeres i utbyggelse av transmisjonsnettet.

I scenarioene 1, 3 og 5 er det ingen utbygging av transmisjonsnettet utover det planlagte. Dette gjør at produksjonen blir mer lokalisasjonsavhengig, som kan gjøre det mindre attraktivt å investere i fornybare energikilder da det kan være usikkerhet knyttet til leveringssikkerheten. En ser også at i alle simuleringene med investeringer i transmisjonsnettet utover det planlagt så resulterer det i økt kraftproduksjon fra fornybare energikilder. På den andre siden er det varierende resultater blant de ikke-fornybare energikildene. Det er observert at naturgassproduksjonen er høyest i scenarioene som ikke investerer i utbyggelse av transmisjonsnettet utover det planlagte. Dette tyder på at det blir mer lønnsomt å investere i fornybar energi ved økt utbyggelse av transmisjonsnettet.

Et interessant funn er at i alle scenarioene ble det observert en nedgangen i vindkraftproduksjonen. Det kan, som tidligere nevnt, komme fra mindre investeringer på sommeren da solkraft produserer mye på denne årstiden og da senkes kraftprisen. Det kan gjøre det mindre attraktivt for investorer å investere da lavere elpriser gir lenger tilbakebetalingstid.

Et annet interessant funn er at i scenarioene med en CO₂ – kvotepris på 50 €/tonn CO₂ – ekv. (scenario 5 og 6) oppstår det en økning i naturgassproduksjonen. I de samme scenarioene er det også en relativt stor reduksjon i kraft produsert fra lignitt og kull. Dette viser at en potensiell økning i CO₂ – kvotepris ikke vil skifte energitilførselen direkte fra fossilt og over til fornybart. I følge modellsimuleringen vil den heller gå for en «mellom» løsning å benytte seg mer av den fossile energikilden med lavest CO₂ -utslipp, naturgass.

Solenergi er en variabel fornybar energikilde. Ved økt andel av variabel fornybar energi i markedet vil en få utfordringer i nettet knyttet til å regulerer spenningen og frekvensen. Dette er utfordringer som det trengs ekstra investeringer til i for å kunne håndtere.

Videre arbeid innenfor temaet vil kunne være å kjøre flere simuleringer med ulike scenarioer. For eksempel studere hvordan energimarkedet vil se ut med mer eller mindre solenergi integrert. I tillegg kan det utføres en analyse som ser på hvordan det vil påvirke leveringssikkerheten i markedet. En simulering kunne også gått ut på å simulere hybridanlegg, som flytende solceller på vannmagasiner, og studert hvordan dette ville påvirket energimarkedet i Norge og Nord-Europa. Et annet interessant aspekt i et videre

studiet kan vært å se nærmere på hvordan økonomien vil bli påvirket og hvordan de totale klimagassutslippene vil endre seg.

10. Konklusjon

Første del av dette studiet estimerte Norges teoretiske solenergipotensial, gitt forutsetningene om å installere solcellepanel på alle bygg med en utnyttelsesgrad på 0,34 og en virkningsgrad på 0,2. Verktøyet The Photovoltaic Geographical Information System, forkortet kalt PVGIS, ble benyttet til innhenting av solinnstrålingsdata. Dette gav resultatet om en potensiell årlig produksjon på 38,8 TWh. Videre i studiet ble denne mengden solstrøm implementert som et eksogent sjokk i den delvis likevektsmodellen Balmorel for å simulere hvordan energimarkedet ville se ut i 2030. Det ble kjørt seks ulike scenarioer med CO₂-kvoteprisene 10, 30 og 50 €/tonn CO₂ – ekv., samt scenarioer med og uten investeringer i transmisjonsnettet utover det allerede planlagte. Alle scenarioene simulerte en nedgang i produksjon fra vindkraft på 3-4 TWh/år, samt variert nedgang og oppgang i produksjon fra de resterende energikildene. Naturgassproduksjonen økte i scenario 5 og 6 med CO₂ – kvoteprisen 50 €/tonn CO₂ – ekv. med 11 og 1,9 TWh/år. Det ble også observert en nedgang i både lignitt- og kullkraftproduksjon i de aller fleste scenarioene. Lignitt hadde en nedgang på mellom 3 og 19 TWh/år og kull hadde en nedgang mellom 1 og 15 TWh/år. Videre fremkom det fra analysen at i scenarioene hvor det ble investert i utbyggelse av transmisjonsnettet fra Norge til Storbritannia, Tyskland, Danmark og Nederland ble det generert en høyere kraftproduksjon fra de fornybare energikildene enn uten investeringene.

Litteraturliste

- AMELIA, A. R., IRWAN, Y. M., LEOW, W. Z., IRWANTO, M., SAFWATI, I. & ZHAFARINA, M. 2016. Investigation of the Effect Temperature on Photovoltaic (PV) Panel Output Performance. *International Journal on Advanced Science Engineering Information Technology*, 6, 682-688.
- BÓDIS, K., HULD, T., PINEDO PASCUA, I., TAYLOR, N. & JÄGER-WALDAU, A. 2017. *Technical potential of rooftop photovoltaics in EU member states, regions and cities*. [Online]. [Accessed 13.05.2020].
- BÓDIS, K., KOUGIAS, I., JÄGER-WALDAU, A., TAYLOR, N. & SZABÓ, S. 2019. A high-resolution geospatial assessment of the rooftop solar photovoltaic potential in the European Union. *Elsevier, Science Direct*, 114.
- EIA, U. S. E. I. A. 2019. *How much carbon dioxide is produced when different fuels are burned?* [Online]. Available: <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=73&t=11> [Accessed 13.05.2020].
- ENERGIFAKTANORGE. 2019. *Kraftmarkedet* [Online]. Available: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/> [Accessed 13.05.2020].
- ENERGISTYRELSEN. u.å. *Teknologikataloger* [Online]. Available: <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger> [Accessed 14.05.2020].
- ENTSO-E. 2019. *Regional Investment Plan 2017 North Sea* [Online]. Available: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/tyndp-documents/TYNDP2018/rgip_NS_Full.pdf [Accessed 14.05.2020].
- ENTSO-E. u.å. *Planning the future grid* [Online]. Available: <https://tyndp.entsoe.eu/> [Accessed 28.05.2020].
- EU. 2019a. *Data sources and calculation methods* [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/docs/methods> [Accessed 14.05.2020].
- EU. 2019b. *Interactive tools* [Online]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#MR [Accessed 18.05.2020].
- EU. 2019c. *PVGIS 5.1* [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/releases/pvgis51> [Accessed 14.05.2020].
- EU. 2019d. *What is the Science Hub* [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/jrc/en/about/science-hub> [Accessed 14.05.2020].
- EU. 2020a. *Monthly radiation* [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/tools/monthly-radiation> [Accessed 14.05.2020].
- EU. 2020b. *SARAH Solar Radiation Data* [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/downloads/SARAH> [Accessed 14.05.2020].
- FATTORI, F., ANGLANI, N. & MULIERE, G. 2014. Combining photovoltaic energy with electric vehicles, smart charging and vehicle-to-grid. *Elsevier, Science Direct*, 110, 438-451.
- FEDATO, E., BALDINI, M., DALLA RIVA, A., MORA ALVAREZ, D. F., WIUFF, A. K., HETHEY, J., CERRAJERO, E. & ESTEBARANZ, J. M. 2019. Feasibility analysis of GRIDSOL technology in Fuerteventura: A case study. *IET Journals*, 2019, 5208 – 5213.
- FN, F. N. 2020. *FNs bærekraftsmål* [Online]. Available: <https://www.fn.no/Om-FN/FNs-baerekraftsmaal> [Accessed 11.05.2020].

- FREITAS, S., CATITA, C., REDWEIK, P. & BRITO, M. C. 2015a. Modelling solar potential in the urban environment: State-of-the-art review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41, 915-931.
- FREITAS, S., CATITA, C., REDWEIK, P. & BRITO, M. C. 2015b. Modelling solar potential in the urban environment: State-of-the-art review. *Elsevier, Science Direct*, 41, 915-931.
- FUTURASUN. u.å. *FU 320 / 325 / 330 M NEXT, Monocrystalline Photovoltaic Module - 60 cells* [Online]. Available: https://www.futurasun.com/wp-content/uploads/2019/08/2019_FuturaSun_60m_320-330W_5bb_next_en.pdf?x97762 [Accessed 13.05.2020].
- GEONORGE. 2018. *Norge 2019, illustrasjonskart* [Online]. Available: <https://kartkatalog.geonorge.no/metadata/norge-2019-illustrasjonskart/25b2c84f-b440-4222-b341-b0b05a424b02> [Accessed 18.05.2020].
- GREEN, M. A., EMERY, K., HISHIKAWA, Y., WARTA, W., DUNLOP, D. E., LEVI, H. L. & HO-BAILLIE, A. W. Y. 2016. Solar cell efficiency tables (version 49). *Progress in Photovoltaics*, 25, 3-13.
- HALVORSEN, U., BERNHARD, P., SALVESEN, F., BUGGE, L., ANDRESEN, I. & SIMONSEN, I. 2011. *Feasibility study. Solar energy in Norway; Mulighetsstudie. Solenergi i Norge*. [Online]. Available: <https://www.osti.gov/etdeweb/biblio/22006625> [Accessed 13.05.2020].
- IEA & NER, N. E. R. 2016. *Nordic Energy Technology Perspectives 2016* [Online]. Available: <https://www.nordicenergy.org/wp-content/uploads/2015/12/Nordic-Energy-Technology-Perspectives-2016.pdf> [Accessed 29.05.2020].
- IEA, I. E. A. 2002. *Potential for building integrated photovoltaics* [Online]. Available: https://netenergy.ch/fileadmin/webmaster/dokumente/projekte/PV_Potential_IEA_PVPS.pdf [Accessed 11.06.2020].
- IEA, I. E. A. 2019. *The latest trends in energy and emissions in 2018* [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/global-energy-co2-status-report-2019/emissions#abstract> [Accessed 11.05.2020].
- KABIR, E., KUMAR, P., KUMAR, S., ADELODUN, A. A. & KIM, K.-H. 2017. Solar energy: Potential and future prospects. *Elsevier, Science Direct*, 82, 894-900.
- KARTVERKET. u.å. *Felles KartdataBase (FKB)* [Online]. Available: <https://kartkatalog.geonorge.no/metadata/geovekst/felles-kartdatabase-fkb/0e90ca71-6a02-4036-bd94-f219fe64645f> [Accessed 13.05.2020].
- KIRKERUD, J. G. 05.03.2020 2020a. *RE: Solenergipotensi i Norge, masteroppgave (vedlegg i mail: forbruk elspotområder.xlsx)*.
- KIRKERUD, J. G. 13.05.2020 2020b. *RE: Spørsmål angående master solenergi*.
- KIRKERUD, J. G., BRAMSTOFT, R., WIESE, F., BALYK, O., JENSEN, I. G., KODUVERE, H., HERNANDO, D. A., GEA-BERMÚDEZ, J., MASON LESTER, M. & MATTI KOIVISTO, M. 2020. Comprehensive data set for modelling electricity and district heating for thirteen European countries.
- KOIVISTO, M., DAS, K., GUO, F., SØRENSEN, P., NUÑO, E., CUTULULIS, N. & MAULE, P. 2018. Using time series simulation tools for assessing the effects of variable renewable energy generation on power and energy systems. *WIREs Energy and Environment*, 8.
- MELD. ST. 25 (2015-2016). *Kraft til endring - Energipolitikken mot 2030*. [Online]. Oslo: Olje- og energidepartementet. Available: <https://www.regjeringen.no/contentassets/31249efa2ca6425cab08130b35ebb997/no/pdfs/stm201520160025000dddpdfs.pdf> [Accessed 13.05.2020].

- MULTICONSULT & VIAK, A. 2018. *Solcellesystemer og sol i systemet*. [Online]. Available: https://static1.squarespace.com/static/597512eb579fb3d3de0207aa/t/5aaef19d562fa7d5c7274b84/1521414583385/Rapport_solkraft_markedsutvikling_2017.pdf [Accessed 13.05.2020].
- NORTHCONNECT. u.å. *Hvor og når planlegges NorthConnect?* [Online]. Available: <https://northconnect.no/hvor-og-naar> [Accessed 14.05.2020].
- NVE. 2016a. *Rapporter - vassmagasinstatistikk* [Online]. Available: <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/rapporter-vassmagasinstatistikk> [Accessed 13.05.2020].
- NVE, N. V.-O. E. 2015. *Nett - Kraftnettet transporterer strømmen fra produsent til forbruker. Et velfungerende nett er en forutsetning for sikker strømforsyning*. [Online]. Available: <https://www.nve.no/energiforsyning/nett/> [Accessed 13.05.2020].
- NVE, N. V.-O. E. 2016b. *Ressursgrunnlag* [Online]. Available: <https://www.nve.no/energiforsyning/ressursgrunnlag/?ref=mainmenu> [Accessed 13.05.2020].
- OTOVO. u.å. *Om oss* [Online]. Available: <https://www.otovo.no/about> [Accessed 13.05.2020].
- PVGIS. 2020. *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)* [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis> [Accessed 14.05.2020].
- RUIZ, P., NIJS, W., TARVYDAS, D., SGOBBI, A., ZUCKER, A., PILLI, R., JONSSON, R., CAMIA, A., THIEL, C., HOYER-KLICK, C., DALLA LONGA, F., KOBER, T., BADGER, J., VOLKER, P., ELBERSEN, B. S., BROROWSKI, A. & THRÄN, D. 2019. ENSPRESO - an open, EU-28 wide, transparent and coherent database of wind, solar and biomass energy potentials. *Energy Strategy Reviews*, 26.
- SOLBERG, I. & VALSETH, M. 2016. Bioøkonomi og det grønne skiftet. *Praktisk økonomi & finans*, 32, 231-240.
- SOLENERGIFORENING, N. u.å. *Solceller* [Online]. Available: <https://www.solenergi.no/solstrm> [Accessed 12.05.2020].
- SSB. 2019. *Arealbruk og arealressurser. 10781: Fysisk nedbygd areal (km²) (K) 2011 - 2019* [Online]. Available: <https://www.ssb.no/statbank/table/10781/> [Accessed 13.05.2020].
- SSB. u.å. *Elektrisitet. 08311: Nettoforbruk av elektrisk kraft (GWh), etter forbrukergruppe, statistikkvariabel og år* [Online]. Available: <https://www.ssb.no/statbank/table/08311/tableViewLayout1/> [Accessed 22.05.2020].
- STEINNES, M. 10.03.2020 2020. *RE: 10781: Fysisk nedbygd areal (km²) (K) 2011 - 2019*.
- TVETEN, Å. G. 2015. *Renewable energy in Northern European power markets: effects, challenges and integration options* [Online]. Ås: Norwegian University of Life Sciences. Available: <https://static02.nmbu.no/mina/forskning/drgrader/2015-Tveten.pdf> [Accessed 13.05.2020].
- TVETEN, Å. G., BOLKESJØ, T. F., MARTINSEN, T. & HVARNES, H. 2013. Solar feed-in tariffs and the merit order effect: A study of the German electricity market. *Energy Policy*, 61, 761-770.
- VEIE, C. A., SIDELNIKOVA, M., SKAU, S., KOESTLER, V. J., AKSNES, N. Y., HOLE, J., ARNESEN, F. & BIRKELAND, C. 2019. *Analyse og framskrivning av kraftproduksjon i Norge til 2040*. [Online]. Available: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019_43.pdf [Accessed 12.05.2020].

WIESE, F., BRAMSTOFT, R., KODUVERE, H., ALONSO, A. P., BALK, O., KIRKERUD, J. G.,
TVETEN, Å. G., BOLKESJØ, T. J., MÜNSTER, M. & RAVN, H. 2018. Balmorel open source
energy system model. *Elsevier, Science Direct*, 20, 26-34.