



UNIVERSITETET I BERGEN

Solstrøm, kraftnett,
energimodeller og
World Energy Model

Hvorfor undervurderes utbygging av
solstrøm av IEAs WEM-modell?

Kevin Johnsen, mastergrad i global energi og klimautvikling

Geofysisk institutt, Universitetet i Bergen

1. juni 2016

Takk til Helge Drange som har veiledet, korrigert og gitt innspill til oppgaven. Andre som bør nevnes er Bjørn Thorud som hjalp til med å gi oppgaven retning, Martin Kirkengen som hjalp til med å gi den innhold og alle andre som har gitt innspill, vist til relevante artikler og så videre. Jeg vil også takke mine medstudenter på lesesalen for faglige bidrag, men først og fremst for å gjøre masterskriving til noe sosialt.

FORORD

Motivasjonen for å skrive denne oppgaven kom etter en [Twitter-utveksling](#)¹ med Michael Liebreich, grunnleggeren av det som nå er Bloomberg New Energy Finance, og av en voksende følelse av at de store energirapportene ikke gav et fullgodt bilde av energit utviklingen i verden. Dette ble bekreftet bl.a. av en kort rapport fra Meister Consultants Group [1].

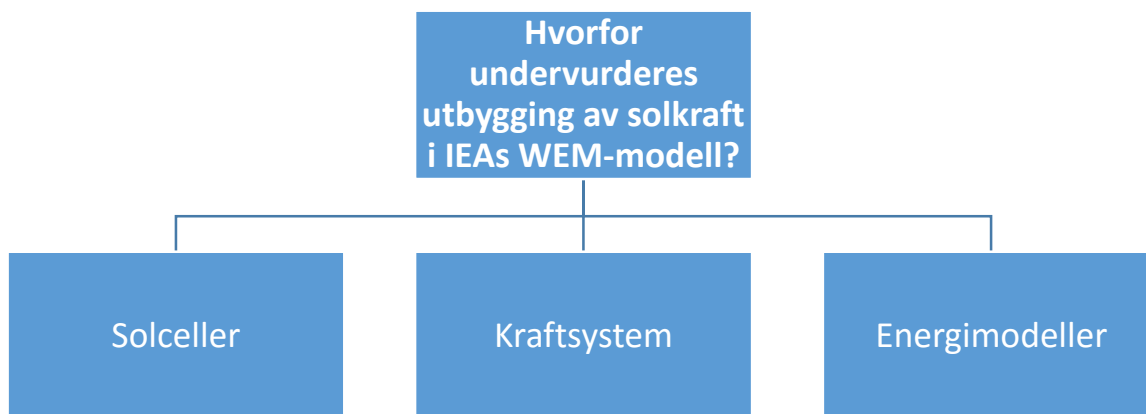
Valget om at jeg skulle se på World Energy Outlook (WEO) som publiseres av International Energy Agency (IEA) og som lages ved hjelp av deres World Energy Model (WEM) var ganske enkelt. WEO blir av mange sett på som «gullstandarden» innen energianalyser og det er få, om noen andre energirapporter som har like stor innflytelse på energipolitikk- og beslutninger.

Et annet moment var at Terje Osmundsen, viseadministrerende direktør i Scatec Solar [2] og senere Teknisk Ukeblad [3], kritiserte IEA for å undervurdere solcellestrøm. Det skulle dog vise seg vanskelig å få god informasjon om WEM.

Oppgaven er bygget opp som følger: Første del ser på bakgrunnen og konteksten til oppgaven. Hva gjør WEO viktig og hva er formålet med rapporten? Del to går inn i bakgrunns materialet. Hvordan virker solceller? Hvordan virker kraftmarkedet? Og hvordan modellerer man globale energimodeller? Alt dette for å forstå hva som kan være årsaker til at WEM har undervurdert utbyggingen av solcellestrøm. Del tre diskuterer funnene og i del fire konkluderes det.

Håper du som leser finner noe av interesse!

- Kevin Johnsen



Figur 0-1 Tankegangen bak hvilke områder som må dekkes for å svare på den overordnede problemstillingen: Hvorfor undervurderes utbygging av solkraft av IEAs WEM-modell?

¹ <https://twitter.com/kewilikew/status/570206155085107200>

SAMMENDRAG

I denne oppgaven har jeg forsøkt å svare på spørsmålet «*Hvorfor undervurderes utbygging av solstrøm i IEAs WEM-modell?*». Dette har jeg gjort ved å se på hvilken teori og ny forskning som finnes for solkraft, kraftsystem, energimodeller og lærekurver. Jeg har sammenlignet WEM med modellene MESSAGE og NEMS samt sammenlignet kostnadsestimatene, læreratene og kvalitetssikringsprosessen brukt for WEO med to litteraturstudier og beste praksis.

Det ble funnet flere årsaker som kan føre til at IEAs WEM-modell undervurderer utbygging av solstrøm, men det kan allikevel oppsummeres noen hovedutfordringer:

Kostnadsestimatene IEA brukte for solcellestrøm i WEO14 lå godt over estimat fra tilsvarende rapporter med datagrunnlag 2012-2013 og det vi vet ble den historiske kostnadsutviklingen. De høye kostnadsestimatene fører til at modellen bygger ut mindre enn den faktiske utviklingen, fordi man i virkeligheten fikk mer solstrømkapasitet for investeringene. Dette fører, til tross for en høy lærerate for solcellestrømsystem i WEM, til en konservativ utbygging fordi modellen bygger ut så lite solstrømkapasitet at læringseffektene blir små.

I tillegg bruker WEM en kraftmarkedsmodul som er basert på en merit-order og årlig aggregerte lastkurver for hver region. Dette gir et kraftmarked som ikke fanger opp viktige karakteristikk ved solcellestrøm, karakteristikk som gjør at denne teknologien finner egne markedssegment der solcellestrøm utkonkurrerer andre kraftverk og modellen overser derfor hvilken betydning økt kapasitet av solcellestrøm har for grunnlast og grunnlastkraftverk. Det gir også en profil på lastkurven som selv 25 år frem i tid er satt av eksogene data basert på dagens etterspørselsprofil. Modellen tar derfor i liten grad opp muligheten for endringer i oppførsel og preferanser.

Innholdsfortegnelse

Forord.....	3
Sammendrag	4
Ordbruk og begrep:	11
1 Hvordan oppfattes WEO?.....	14
1.1 Media.....	14
1.2 Myndigheter	15
1.3 Sivilsamfunnet	15
1.4 Hvordan oppfattes WEO? - Oppsummering.....	16
2 Hvilket spørsmål er WEO et svar på?	17
2.1 Kort om energimodeller	18
2.2 Verktøy og metoder i WEM.....	19
2.3 Hvilket spørsmål er WEO et svar på? – oppsummering.....	21
3 Solkraft	24
3.1 Termisk solkraft	24
3.2 Solceller og den fotoelektriske effekten	25
3.2.1 Kort om den fotoelektriske effekt og halvledere	25
3.2.2 Hvilke typer solceller finnes?.....	27
3.2.3 Moduler og panel	29
3.2.4 Solcellestrømsystem.....	30
3.3 Solkraft – Oppsummering.....	31
4 Forskjellige økonomiske begrep.....	33
4.1 Energikostnaden over levetiden - LCOE	33
4.2 Eksternaliteter	34
4.3 Sensitivitetsanalyse	34
4.4 Forskjellige økonomiske begreper – Oppsummering.....	35
5 Kraftsystem.....	36
5.1 Kraftsystem og sentrale begrep	36
5.1.1 Teknisk beskrivelse av kraftnettet.....	36
5.1.2 Aktører i kraftsystemet.....	38
5.1.3 Last- og produksjonskurver	39
5.1.4 Merit-order.....	40
5.1.5 Distribuert kraftproduksjon.....	41
5.2 Markedsreguleringer og mekanismer	41
5.2.1 Monopol eller marked?	41
5.2.2 Markedsreguleringer	42

5.2.3	Støtteordninger	44
5.3	Variable fornybare energikilder	45
5.3.1	Nett- og balansekostnader	46
5.3.2	Merit-order effekten	48
5.3.3	Kannibaliseringseffekter	49
5.3.4	Utnyttelseeffekter.....	50
5.4	Disruptive teknologier	54
5.4.1	Curtailment og virtuelle kraftverk	54
5.4.2	Energilagring.....	55
5.5	Oppsummering – Kraftsystem.....	56
6	Energimodeller	60
6.1	Modelltyper	60
6.1.1	Ovenfra og ned modeller.....	61
6.1.2	Nedenfra og opp modeller	61
6.1.3	Hybridmodeller.....	61
6.1.4	Andre klassifiseringer	61
6.1.5	Oversikt.....	62
6.2	Energikalkulasjon.....	64
6.3	World Energy Model	65
6.3.1	Scenarioer.....	66
6.3.2	Datagrunnlag	67
6.3.3	Moduler.....	67
6.4	MESSAGE	79
6.4.1	Overordnet	79
6.4.2	Ressursmodellering	79
6.4.3	Kraftsystem.....	80
6.5	NEMS	81
6.5.1	Overordnet struktur	82
6.5.2	Modellering av kraftsystemet	83
6.5.3	Modellering av fornybarmodulen	86
6.6	Diverse modellteknikker.....	89
6.6.1	Diffusjonsmodeller	89
6.6.2	Modellering av aktører	89
6.6.3	Diverse modellteknikker.....	91
6.7	Kritikk av energimodeller	91
6.8	Energimodeller – oppsummering.....	95

7	Lærekurver	99
7.1	En-faktors Lærekurver	99
7.2	To-faktors lærekurver.....	101
7.3	Lærekurver i WEM.....	103
7.4	Lærekurver i NEMS.....	105
7.5	Lærekurver – Oppsummering	107
8	Resultater	110
8.1	Historisk utbygging av solkraft – WEO opp mot den faktiske utviklingen	110
8.2	Lærekurver og lærerate:	114
8.3	LCOE - WEO opp mot andre estimat	115
8.4	Kvalitetssikringsprosess for WEO og beste praksis	118
9	Diskusjon	120
9.1	karakteristikk for solkraftteknologi.....	120
9.2	Hva er formålet til WEO? Hvilke føringer er innebygd i modellen og inndataene?	122
9.2.1	Hva er formålet til WEO og hvordan oppfatter og bruker forskjellige aktører WEO i dag?	122
9.2.2	Hvordan påvirker modellen WEM resultatet?	124
9.2.3	Hvordan påvirker inndata og antagelser resultatet?	125
9.3	kraftsystem og kraftsystemmodellering.....	125
9.3.1	Kostnadsestimat og betydningen for kapasitetsutbygging	126
9.3.2	Hvordan modellere kraftmarkedet:	127
9.3.3	Hvordan modellere variable fornybare ressurser generelt og solkraft spesielt	134
9.3.4	Betydningen av og hvordan modellere kraftnett:.....	135
9.4	Læring.....	136
9.4.1	Lærekurver	136
9.4.2	Læring i WEM, NEMS og MESSAGE	137
9.5	Åpenhet	138
10	Konklusjon og videre arbeid	142
10.1	Anbefalinger og forbedringsforslag til WEM og for arbeidet med WEO.....	142
10.2	Videre arbeid.....	145
11	Referanser	146
12	Vedlegg.....	153
12.1	Vedlegg - Lærekurver og lærerate:	153
12.2	Vedlegg - LCOE:	154

Figurliste:

Figur 0-1 Tankegangen bak hvilke områder som må dekkes for å svare på den overordnede problemstillingen: Hvorfor undervurderes utbygging av solkraft av IEAs WEM-modell?	3
Figur 2-1 Oversikt over de forskjellige hovedmodulene, antagelsene og resultatene i World Energy Model.	19
Figur 3-1 Khi Solar One, et soltårn i Sør-Afrika.....	24
Figur 3-2 Tidslinje som viser hvordan pris- og kapasitetsutvikling for solcellepanel i verden har utviklet seg fra 1975 til 2015	25
Figur 3-3 Valens- og ledningsbånd for silisium. Illustrasjonen viser hvordan endring i temperatur påvirker ledningsevnen	26
Figur 3-4 En P-N overgang laget ved å sette sammen en et N-dopet og et P-dopet halvledermateriale	26
Figur 3-5 Typisk oppbygning av en silisiumsbasert solcelle	27
Figur 3-6 Solcellemodulmarkedet inndelt etter type teknologi (2011-2014).	28
Figur 3-7 Oversikt over høyeste virkningsgrad for forskningsceller.....	29
Figur 3-8 Historisk kostnadsutvikling for kinesisk c-Si-moduler fra 2006 til 2011	30
Figur 3-9 Fremtidig kostnadsutvikling av et 1000 kW solcelleanlegg i Europa/USA etter ekspertvurdering fra ITRPV.	30
Figur 3-10 Typisk oppsett for storskala solcelleanlegg.....	31
Figur 4-1 Andelen av LCOE som kommer fra kapitalkostnader avhengig av rentenivå (WACC).....	35
Figur 5-1 Foreslåtte transmisjonslinjer på tvers av landegrenser	37
Figur 5-2 Tabell som viser forskjellige definisjoner for distribusjonsnett	37
Figur 5-3 Karakteristikker for tradisjonelle kraftverk	38
Figur 5-4 Tenkte lastkurver for et kraftmarked.....	39
Figur 5-5 Et eksempel på en merit-order. Brukt som illustrasjon i IEAs dokumentasjon av deres World Energy Model	40
Figur 5-6 Oversikt over hvor liberaliserte kraftmarkeder er i forskjellige land.....	42
Figur 5-7 Konseptforklaring av dagens fordeling av inntekter i kraftmarkedet, og hvordan fremtidens fordeling av inntekter kan se ut	43
Figur 5-8 Tekniske spesifikasjoner for noen forskjellige kraftmarkeder	43
Figur 5-9 Historiske støtteordninger og markedsdrivere for solkraft	45
Figur 5-10 Andelen investeringer og vekst i fornybare energikilder etter type i 2013	46
Figur 5-11 Foreslått «super-nett» og kraftsystem for USA i artikkelen Future cost-competitive electricity systems and their impact on US CO ₂ emissions	47
Figur 5-12 Effekten på pris av økt variabel fornybar kraft inn i markedet. Her illustrert med vindkraft	48
Figur 5-13 Endringer i kortsiktig produksjonskostnad for termiske kraftverk som følge av økt andel solcellestrøm i markedet.....	49
Figur 5-14 Forskyvninger i restbelastningskurven etter tilførsel av variabel fornybar kraftkapasitet, her solcellekraft.....	51
Figur 5-15 Forskyvninger i restbelastningskurven etter tilførsel av grunnlast.....	52
Figur 5-16 Eksempel på restbelastningskurve og hvordan økt fleksibilitet i etterspørselen påvirker denne.....	53
Figur 5-17 Estimerte lærekurver for litium-ion-batteri og teoretisk lærerate for flytbatteri og komprimert luft.....	56
Figur 6-1 Transformasjonsveier ved grunnscenario og ved innført klimapolitikk.....	62

Figur 6-2 Oversikt over hvilke energimodeller artikkelen A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems vurderer.....	63
Figur 6-3 Klassifisering av forskjellige energimodeller i RE-ASSUME - A Decision Maker's Guide to Evaluating Energy Scenarios, Modeling, and Assumptions.....	63
Figur 6-4 Oversikt over studier som har sett på energimodeller fra studien Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges	64
Figur 6-5 Sammenligning av global primær energietterspørsel i 2005 med hhv. Substitusjonsmetoden, direkte ekvivalent-metoden og energiinnholdsmetoden	65
Figur 6-6 Oversikt over hovedskillelinjene og formålet til de forskjellige scenarioene i WEO15	67
Figur 6-7 Oversikt over den generelle strukturen til etterspørselsmodulene i WEM.....	67
Figur 6-8 Oversikt over kraftverk som er inkludert i WEM med tilhørende levetid, informasjon fra...	72
Figur 6-9 Oversikt over kraftproduksjonsmodulen	73
Figur 6-10 Forskjell i kraftpris som følge av økt fornybarproduksjon illustrert ved hjelp av en merit-order.....	74
Figur 6-11 Illustrasjon av hvordan restlast og kapasitetskreditt regnes ut.....	76
Figur 6-12 Illustrasjon av elektrisitetsetterspørsel og restlastkurve.....	76
Figur 6-13 Oversikt over hvilke kraftverksteknologier som er inkludert i fornybarsubmodulen til WEM	77
Figur 6-14 Oversikt over fornybarsubmodulen i WEM	78
Figur 6-15 Totalt potensiale for fornybare energikilder per region i MESSAGE 2050.....	80
Figur 6-16 Fleksibilitetskoefisienter for de forskjellige kraftverkene, last og lagring i MESSAGE.....	80
Figur 6-17 Oversikt over de forskjellige modulene i NEMS.....	82
Figur 6-18 Oversikt over hele elektrisitetstemarkedsmodulen i NEMS	84
Figur 6-19 Utsnitt fra Table 5.3. Capital cost and performance parameters of selected commercial distributed generation technologies	88
Figur 6-20 Utsnitt fra Table 4.3. Capital cost and performance parameters of selected residential distributed generation technologies	88
Figur 6-21 Utvikling av markedspriser med læringseffekter.....	90
Figur 6-22 Prisutviklingen for de forskjellige nodene.....	90
Figur 6-23 Sammenligning av kumulative investeringskostnader og totale systemkostnader fra 500 monte-carlo scenarioer og 500 nær-optimale scenarioer (1990-2014)	94
Figur 7-1 Illustrasjon som viser hvordan man kan bruke en læreratetilnærming for å se hvor mye som må investeres i solcellestrøm for å nå et kostnadsnivå på 1 eur/W _p	99
Figur 7-2 Forventet utvikling i kostnader for forskjellige teknologier i WEO15 (2014-2040)	103
Figur 7-3 Skjematisk oversikt over WEMs fornybar submodul	104
Figur 7-4 Lærerate for fornybarteknologier i WEO14.....	105
Figur 7-5 Lærerate for de forskjellige komponentene til nye kraftproduksjonsteknologier	106
Figur 8-1 Sammenligning av faktisk utvikling for solar med forskjellige projeksjoner.....	111
Figur 8-2 Projeksjoner for forventet kapasitet fra forskjellige kraftkilder (min utheving).....	111
Figur 8-3 Solar (CSP + PV) kapasitet. Historisk utvikling sammenlignet med projeksjoner fra WEO 2002-20014	113
Figur 8-4 Historisk utvikling for solcellestrømkapasitet sammenlignet med projeksjoner fra WEO 2010-2014	113
Figur 8-5 Estimerte lærerate for solcellestrøm på systemnivå.....	114
Figur 8-6 Kostnadsestimat for storskala solcellestrøm fra rapporter med datainnsamling 2012-2013	115
Figur 8-7 Kostnadsestimat for storskala solcellestrøm i 2035	116

Figur 8-8 Ekspertvurdering for hvordan LCOE for solcellestrøm kan utvikle seg frem mot 2025 for forskjellige solforhold.....	117
Figur 8-9 Antall kommentarer og eksperter involvert i IPCCs femte hovedrapport.....	119
Figur 9-1 «The duck chart» - Utviklingen for restlastkurven på dagtid i California	131

ORDBRUK OG BEGREP:

Om oppgaven:

Oppbygging av oppgaven og senere henvisning til tekst i oppgaven følger følgende inndeling: Kapittel, delkapittel, underkapittel, underkapitteldel, punkt og avsnitt.

For å vise til et gitt nivå eller en struktur i en modell brukes følgende oppdeling: Hele modellen (for eksempel WEM), hovedmoduler, moduler og submoduler.

I oppgaven er det et par rapporter som går igjen. Disse er listet opp under og omtales med forkortelsene:

RE-ASSUME13 – RE-Assume – A decision maker’s guide to evaluating energy Scenarios, modeling, and assumptions

REPOWERMARKETS – Re-powering Markets: Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems

WEO – World Energy Outlook

WEO14 – World Energy Outlook 2014

WEO15 – World Energy Outlook 2015

WEMD15 – World Energy Model Documentation 2015

Forkortelser:

CCS – Karbonfangst og lagring, «Carbon capture and storage»

COP21 - 2015 Paris Climate Conference

CSP - Termisk solkraft, «Consentrated solar power»

INDC - Intended Nationaly Determined Contributions

LBD – Læring fra gjennomføring, «Learning by doing»

LBS – Læring fra forskning, «Learning by researching»

LCOE - Energikostnaden over levetiden, «levelized cost of electricity»

LK – En-faktors lærekurve, erfaringskurve

NGL – En type flytende petroleum, «Natural Gas Liquids»

NOO – Nedenfra og opp modeller, «Bottom up models»

O&M – Drift og vedlikehold, «Operations and maintenance»

OON - Ovenfra og ned modeller, «Top Down models»

TFLK – To-faktors lærekurver, to-faktors erfaringskurve

VRE – Variabel fornybar energi, «Variable renewable energy»

Fagbegrep:

Aktivitetsvariabler – «Activity variables»

Arealbruk – «Floor space area»

Beslutningstagere – «Policy makers»

Boligmodulen – «Residential module»

Brensel – «Fuel»

Curtailment – Det å holde igjen kraftproduksjon

Energipolitikk og beslutninger – «Energy policys»

Etterspørsel etter energitjeneste – «Energy service demand»

Etterspørsel etter energitjenester – «End use service demand»

Flerlagsceller – MC-celler, «Multijunction cells»

Grunnlast – «Base load»

Grunnscenario – «Baseline scenario»
Husholdningstype – «Dwelling occupancy»
Hvitevareeierskap – «Appliances ownership»
Kapasitetsfaktor – «Capacity factor»
Kapasitetskreditt – «Capacity credit»
Kraftproduksjon – «Power generation»
Kvantedott – QD, «Quantum dot»
Lagermodeller/ beholdningsmodell – «stock models»
Langtids marginalkostnad – LRMCs, «Long-run marginal costs»
Lastrespons – «Demand response»
Laststyring – «Demand side management»
Læring fra bruk – «learning by using»
Læring fra kopiering – «learning by copying»
Læring fra skalering – «learning by scaling»
Merit-order – Rangering av kraftverk etter kortsiktige marginalkostnader ved produksjon.
Nedstengning/stenges ned – «Decommissioning»/«Retirements»
Omformere – «Inverters»
Prisgulv – «Floor cost»
Servicesektormodulen – Service sector module
Sluttbrukerpris på energi – «End-use energy prices»
Sluttbrukssektorer – «End-use sectors»
Solcellepanel – PV-moduler
Solceller – PV, PV-celler
Solfølgesystem – System for å minimere vinkelen mellom innstrålingen og normalen til solcellen
Solstrøm – Strøm fra solceller eller CSP
Spisslast – «Peak load»
Storskala – «Large scale»
Utnyttelsesgrad – «Utilization rate»
Verdien servicesektoren tilfører – «Valued added by the service sector»

Definisjoner:

$\$/W_p$ – Kostnaden (i dollar) per watt DC-spisskraft for en modul eller et system.

Del 1

Bakgrunn og kontekst

1 HVORDAN OPPFATTES WEO?

I dette kapittelet ser jeg på hvordan forskjellige aktører oppfatter World Energy Outlook.

*“Forecasting is the art of saying what will happen, and then explaining why it didn’t!”
- Anonym (kommunisert av Balaji Rajagopalan) [4]*

Introduksjon

Etter hvert som klimaendringer har fått en større plass i den offentlige debatten har også energisektoren, som er den største bidragsyteren til utslipp av klimagasser, fått offentlighetens søkelys på seg. Debatten rundt klimaendringer sammen med kritikk av at IEA konsekvent har undervurdert sol og vindkraft fra bl.a. Metayer et al. (2015) har startet en debatt om hvor faglig fundert IEAs World Energy Outlook (WEO) er, og om resultatene påvirkes av politiske føringer. Eller om WEO brukes i tråd med hva WEO er ment å være [5].

I arbeidet med oppgaven har jeg vært i kontakt med flere personer som forsker og jobber i energisektoren. En av disse, Christian Breyer som er professor ved Lappeenranta University of Technology, har bl.a. uttalt at:

«Your topic is very demanding, since it is a political issue. Everything I know is, that the governments have to approve the reports of the IEA and insiders tell (in an informal way), that too aggressive renewable developments are not approved by (some of) the governments. The problem is that this information is known by many, but not officially available. There you can only speculate, it will be very difficult to find the facts. For investigative journalists or NGOs it may be more practical» [6]

Andre har vært mer moderate i kritikken og uttalt at det både har foregått store endringer i energisektoren og i IEAs scenarioer de siste årene. De fleste vil mene at solcellestrøm har en lys fremtid, men at energisystemet fortsatt er utrolig komplekst og at endringer i energisystemet ikke kommer over natten.

Det er altså store forskjeller i hvordan publikasjonen WEO oppfattes av de som arbeider innenfor samme sektor og med samme problematikk. Som en av de viktigste publikasjonene innen energifeltet, er det verdt å ta en kort tur innom hvordan WEO oppfattes og brukes av forskjellige samfunnsaktører.

1.1 MEDIA

WEO publiseres en gang i året på en pressekonferanse som ofte får mye oppmerksomhet. En typisk artikkel fra lanseringen av WEO er artikkelen *IEA: – Mer fornybar energi og økt oljepris* i Sysla Grønn [7]. Her rapporteres det systematisk om resultatene, heller enn å sette de ulike scenarioene opp mot hverandre. Noe som IEA selv er kritiske til, dette blir sett mer på i underkapittel 6.3.1. Det er også begrenset diskusjon rundt hvilke forutsetninger IEA setter for analysene sine. Hvor stor blir økningen i energibruk, hva blir oljeprisen fremover og hvor stor blir fornybarandelen? Er spørsmålene som media prøver å svare på. Det er WEO som prognose og prediksjon for fremtiden som er interessant og som formidles, ikke analysen av hvordan forskjellig energipolitikk og beslutninger endrer resultatene mellom de forskjellige prognosene.

1.2 MYNDIGHETER

IEA er en medlemsorganisasjon med 29 medlemsland, deriblant Norge. Norske myndigheter har derfor et nært samarbeid med IEA, noe som viser seg igjen i hvordan WEO omtales og brukes i regjeringsapparatet. Statoil arrangerte i 2015 for eksempel sin Høstkonferanse i samarbeid med Olje- og energidepartementet og IEA. Der innledet olje- og energiminister Tord Lien konferansen og nevnte i sin innledning at:

«Lastly, I would like to say “happy birthday” to the IEA. The world’s most important energy organization celebrates 40 years this month.

I look forward to the presentation by the IEA’s Chief Economist, Doctor Fatih Birol.

The annual World Energy Outlook is a vital tool, and a key reference that gives us important insights to the changes taking place.

But as we experienced with the fall of the Berlin Wall: Predicting the future is not easy. Or more precisely: Forecasting is easy. The difficult part is getting it right» [8]

Ved en annen anledning har han uttalt at: «Norge støtter IEAs viktige arbeid som en kunnskapsbank for verdens energiutvikling, samt som en sentral premisleverandør for en rasjonell utforming av energipolitikk. En faktabasert politikk vil være bra for forbrukslandene, og bra for et produsentland som Norge» [9].

Selv i perspektivmeldingene fra 2009 og 2013 henvises det til WEO. Her vises det til WEO når det diskuteres fremtidig oljepris og hva prisen på en CO₂-avgift må ligge på for å begrense klimaendringene til 2 grader (St.meld. nr. 9 – Perspektivmeldingen 2009, kap 2.7.1 Oljemarkedet, 3.2.3 Internasjonale avtaler og i St. Meld. 12 - Perspektivmeldingen 2013, 2.5.1 Oljemarkedet).

1.3 SIVLSAMFUNNET

Blant akademikerne og i næringslivet er det en større spredning i hvordan WEO oppfattes. I Bergens Tidende skriver Klaus Mohn, professor ved Handelshøgskolen ved UIS og NHH i kronikken *Klimaoraklet i Paris* at:

«Desto viktigare er det å minne om at det ikkje er prognoser IEA forsyner oss med, men scenario - eller illustrasjonar av mulege utviklingsbanar basert på eit bestemt sett av føresetnadar. Som med andre framskrivingar av økonomi og energi må difor IEA sine utsikter møtast med kritiske blikk og varsam bruk» [10]

Nesten samtidig som Jørgen Gudmundsson, senior risikoanalytiker i Sparebanken Vest i Sysla Grønns [Podkraft - Alle kan finne et halmstrå og klamre seg fast til](http://sysla.podbean.com/e/podkraft-alle-kan-finne-et-halmstra-og-klamre-seg-fast-til/)² sier at «Jeg ville ikke tenke meg at de (de finansielle investorene, min presisering) tar dette her som god fisk, de vil gjøre egne vurderinger når de skal investere i dette her. Så om noen sier noe feil om en prognose på 30 år frem i tid, hva så?» [11].

Andre, som Norsk olje og gass virker å ta scenarioene mer som prognoser: «I dag la Det Internasjonale Energibyrådet, IEA, frem sin årlige rapport World Energy Outlook. Rapporten viser at olje og gass vil være en sterk bidragsyter til verdens energiforsyning fremover» [12].

² <http://sysla.podbean.com/e/podkraft-alle-kan-finne-et-halmstra-og-klamre-seg-fast-til/?token=93e02c5f25dd8b272c113ebafa4070f2>

1.4 HVORDAN OPPFATTES WEO? - OPPSUMMERING

For å svare på hvordan World Energy Outlook (WEO) oppfattes trenger man å vite noe om WEOs plass i det offentlige ordskiftet, hvordan mediene dekker WEO, hvordan myndighetene behandler WEO og IEA, og hvordan sivilsamfunnet ellers oppfatter WEO. Dette kan oppsummeres med:

- Diskusjonen rundt årsaker til og konsekvenser av klimaendringer har fått en stor plass i den offentlige debatten de siste årene. Det har gjort at energisektoren, som en av de største bidragsyterne til utslipp av klimagasser, har fått offentlighetens søkelys på seg. WEO blir sett på som en av de viktigste publikasjonene innen energifeltet og har derfor også fått søkelyset på seg.
- WEO publiseres årlig på en større pressekonferanse. Mediene rapporterer systematisk som om WEO gir en prediksjon for fremtiden med artikler som fokuserer på konkrete tall («Dette blir oljeprisen i 2020», «Så stort blir fornybar») heller enn å løfte frem resultatene mellom de forskjellige prognosene.
- IEA er en medlemsorganisasjon med 29 medlemsland. Myndighetene i disse landene har et nært samarbeid med IEA. Dette vises bl.a. i hvordan IEA og WEO omtales i regjeringsapparatet. Norges olje- og energiminister Tord Lien har bl.a. uttalt at «(IEA) er verdens viktigste energiorganisasjon» og IEA «som en kunnskapsbank for verdens energiutvikling, samt som en sentral premissleverandør for en rasjonell utforming av energipolitikk». Selv i perspektivmeldingene fra 2009 og 2013 henvises det til WEO.
- Noen akademikere og deler næringsliv er mer tilbakeholdne når det kommer til å se på WEO som prediksjon. Skepsisen skyldes enten at de kjenner til hvordan IEA selv ser på WEO som et beslutningsverktøy, eller fordi de selv lager egne prediksjoner for kortere tidshorisonter. Andre bruker aktivt WEO som en indikator for hvordan utviklingen blir.

2 HVILKET SPØRSMÅL ER WEO ET SVAR PÅ?

I dette kapitlet gir jeg en kort introduksjon til energimodeller og hvilke verktøy og metoder som brukes i World Energy Model for å gi en introduksjon til hva WEO forsøker å svare på.

“To be able to ask a question clearly is two-thirds of the way to getting it answered”

— [John Ruskin \[13\]](#)

Introduksjon

Modeller er verktøy som utvikles for å kunne beskrive komplekse systemer på en forenklet måte. Modellene kan være idealiserte, det vil si beskrive enkeltkomponenter i systemet, eller svært komplekse med mål om å beskrive en rekke komponenter og vekselvirkninger mellom disse. Som oftest for å prøve å forstå hvordan hendelser i fortiden påvirket systemet, eller for å forsøke å forstå hvordan hendelser vil påvirke hvordan systemet oppfører seg i fremtiden. De fleste energimodeller fokuserer på det siste: Hvordan vil fremtidens energiforbruk og produksjon se ut?

Siden energi, og spesielt tilgangen på rimelig energi, er noe som angår hver og en i hverdagen er det kanskje ikke så rart at hvilken energimiks, og hva slags energiforbruk vi har i fremtiden vies mye oppmerksomhet. Det moderne samfunnet er helt avhengig av et visst energiforbruk for å fungere, og selv om korrelasjonen mellom økt BNP og økt energibruk stadig blir svakere [14], vil verden fortsatt være avhengig av en betydelig energiproduksjon også i fremtiden.

Hvordan, fra hva, hvor og av hvem denne energien kommer til å produseres, er derfor av interesse ikke bare for de selskapene som driver med energiproduksjon, men også for offentligheten, og for myndigheter som skal sikre nødvendig energitilførsel og tilrettelegge infrastrukturen som kreves for å frakte energien til forbrukerne - myndighetenes innbyggere og nasjonen og regionen.

IEA ble startet i 1974 etter oljekrisen, med mål om å hindre nye pristopper, men som over tid har fått flere oppgaver, der energiprognoser og analyse har blitt stadig viktigere [15]. Det vekker derfor stor interesse i offentligheten når det Internasjonale Energibyrådet (IEA) legger frem sin WEO, der de presenterer sine scenarier for hvordan fremtidens energisektor kan bli seende ut.

Det kan se ut som om lanseringen vekker ekstra stor interesse i Norge, for når WEO 2015 ble lansert var norske Dagens næringsliv en av noen få aviser som fikk stille spørsmål til Faith Birol, som er leder av byrådet [16]. Et annet eksempel på at IEA blir sett på som en av de største autoritetene på energiprognoser og analyser er at Statoil, sammen med Olje- og Energidepartementet og IEA fikk presentert resultatene av byrådets WEO på sin høstkonferanse i fjor [17].

Med det bakteppet at IEA med sin WEO setter dagsorden for viktige aktører som globale energiselskap og myndigheter, blir det desto viktigere å få en presis forståelse for hva rapporten handler om.

Så hva er spørsmålet IEAs WEO egentlig svarer på?

2.1 KORT OM ENERGIMODELLER

Her blir det gitt en kort gjennomgang av hva energimodeller er, se kapittel 6 for en grundig gjennomgang.

For å kunne gi et svar på hvilket spørsmål WEO svarer på, er det nødvendig å kunne litt om energimodeller. Helt forenklet er det vanlig å dele modellene inn i tre kategorier: Makroøkonomiske modeller (eller ovenfra og ned modeller), tekniske modeller (eller nedenifra og opp modeller) og hybridmodeller ([18], *kapittel 1.5 Types of Models*).

Makroøkonomiske modeller (ovenfra og ned modeller)

Disse modellene ser hovedsakelig på økonomiske sammenhenger og på hvordan forskjellige sektorer i økonomien reagerer på endringer som energipriser eller befolkningsutvikling basert på historiske data. Fordelen med disse er at de gir et godt bilde på samspillet mellom energisektoren og andre deler av økonomien. Ulempen er at oppførsel, holdninger, teknologimiks og så videre har påvirket de historiske dataene og samspillet mellom disse, og at dette dermed tas med inn i fremskrivelsene til modellen. Det gjør at de kan vektlegge effekter som har vært viktige i fortiden, men som ikke er like viktige i fremtiden. I tillegg gir de sjelden detaljert informasjon om utviklingen internt i energisektoren [18, 19].

Tekniske modeller (nedenifra og opp modeller)

Tekniske modeller tar for seg de forskjellige teknologiene i en sektor, og bruker dette til å lage en framskrivning. Disse modellene krever ofte store mengder bakgrunnsdata på hver enkelt teknologi og for hver region/område som er med i modellen. Det avgjørende for hvordan en energiteknologi gjør det i disse modellene er hvilke kostnader som legges til denne teknologien, satt opp mot kostnadene som legges til de andre energiteknologiene. De er derfor gode på å vise hvordan forskjellige teknologier vil prestere opp mot andre teknologier, gitt de antagelsene som legges til grunn for modellen og brukes derfor for å vise skifter i teknologi. Ulempen er at de ikke beskriver energisystemets påvirkning på resten av økonomien, slik som de makroøkonomiske modellene gjør [18, 19].

Hybridmodeller

Siden hverken de makroøkonomiske eller de teknologiske modellene klarer å fange opp både teknologisk detaljnivå og økonomiske sammenhenger samtidig har det etter hvert blitt utviklet flere hybridmodeller som forsøker å ta det beste fra begge modelltypene. The World Energy Model (WEM) som IEA bruker for å produsere resultatene i WEO er en slik modell.

Andre vesentlige forskjeller mellom energimodeller

I tillegg til de tre nevnte måtene å klassifisere energimodeller på, kan modellene løse problemer ved hjelp av forskjellige metoder. Prøver modellen å oppnå likevekt mellom tilbud og etterspørsel? Da er det en generell likevektsmodell (CGE). Dersom modellen forsøker å maksimere eller minimere en gitt verdi har man en optimeringsmodell. I tillegg har man modeller der modellen følger regler gitt av modelløren, i *RE-Assume – A decision maker's guide to evaluating energy Scenarios, modeling, and assumptions* (RE-ASSUME13) forklart som «en biljardkule som spretter rundt bordet i samsvar med fysikkens lover» ([18], s. 24). Dette er måten WEM virker på. I avgjørelser mellom to forskjellige energiteknologier vil WEM i noen submoduler ta utgangspunkt i forskjellige logit- og weibullfunksjoner (to typer sannsynlighetsfordelinger) som fordeler markedsandeler, i andre vil WEM bruke likevektsfunksjoner for å finne laveste kostnad.

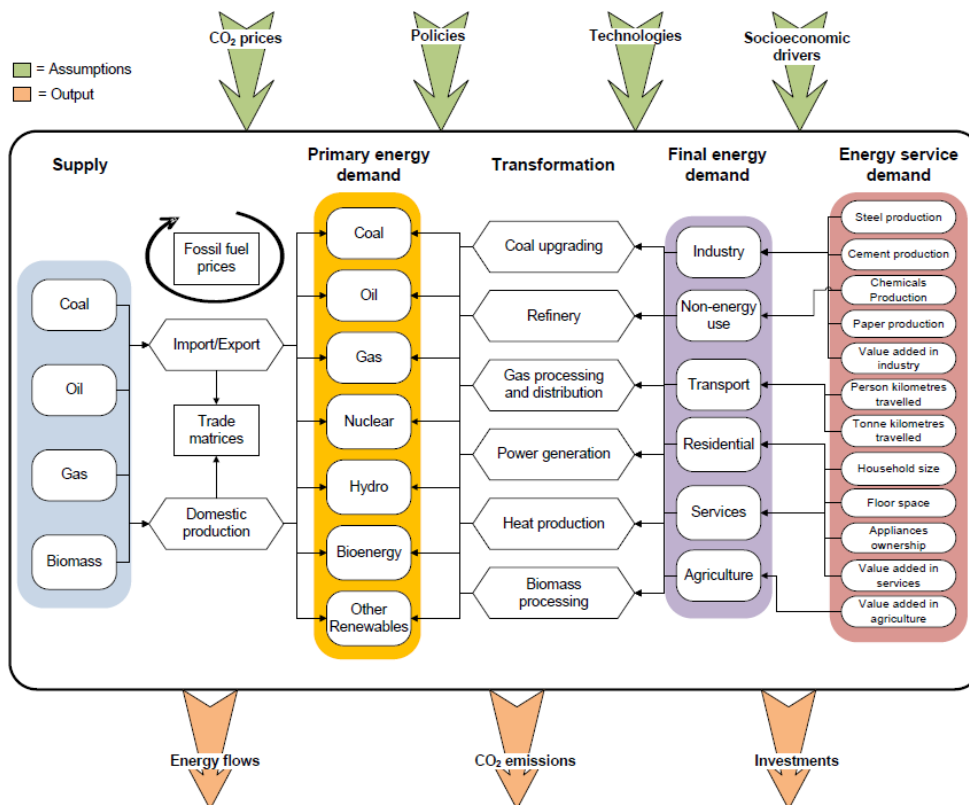
En tredje variasjon er hvor langt frem i tiden modellen kan se. Intertemporale modeller har «perfekt fremtidssyn» og ser derfor de fremtidige konsekvensene av valg tatt tidlig i tidsserien. Myopiske

modeller er «nærsynte», og kan se konsekvensen av egne valg i et gitt tidsrom, men ikke lengre[18]. WEM er en myopisk modell uten fremsyn [20].

2.2 VERKTØY OG METODER I WEM

Introduksjon

Resultatene som er bakgrunnen for analysene som presenteres i WEO kommer fra WEM. Som IEA skriver i World Energy Outlook 2015 (WEO15) er «*modellen et storskala simuleringsverktøy, designet for å gjenskape hvordan energimarkeder fungerer* (Min oversettelse. Alle andre sitat oversatt til norsk er gjort av forfatteren dersom annet ikke er nevnt)» ([21], s. 32-33). Dette er en modell som har blitt utviklet siden 1993 og er som nevnt tidligere en hybridmodell. Modellen er satt sammen av tre hovedmoduler, der de tre modulene omfatter hhv. 1) endelig energiforbruk «final energy consumption», 2) tilgjengeligheten av fossile ressurser og bioenergi (energitilbud, «fossile fuel and bioenergy supply») samt 3) energiforedling og produksjon «energy transformation». Modellen er i tillegg koblet opp mot OECDs ENV-Linkages-modell for å modellere klimagassutslipp, men her er dokumentasjonen litt motstridende. I WEO15 på side 37 sies det at koblingen mot ENV-Linkages brukes for å få innsikt i hvordan energipolitikk og beslutninger påvirker resten av økonomien, mens denne koblingen i World Energy Model Documentation 2015 (WEMD15) bare nevnes i forbindelse med projeksjoner for noen få klimagasser ([20], s. 40-41).



Figur 2-1 Oversikt over de forskjellige hovedmodulene, antagelsene og resultatene i World Energy Model ([20], s. 6).

Figuren viser hvordan forskjellige antagelser går inn i energimodellen, noen av modulene og hvilke resultat som produseres.

Modellen er global og tar for seg utviklingen i hele energisystemet frem til 2040. De tre nevnte hovedmodulene er igjen delt inn i moduler og submoduler. Eksempler på slike submoduler kan være husholdninger i bygningsmodulen og solceller (solcellestrøm) i fornybarmodulen.

Siden modellen tar for seg ulike teknologier og regioner på et detaljert nivå stiller modellen krav om omfattende og detaljerte inngangsdata.

Verktøy og metoder

Foruten inngangsdata og modulene, er tanken om scenarioer sentralt i WEM. Heller enn å se på hvordan hovedscenarioet fraviker fra dagens energiforbruk og produksjon, så forsøker WEO å sette resultatene fra de forskjellige scenarioene opp mot hverandre. Det som skiller de forskjellige scenarioene fra hverandre i WEO er hvilke energistrategier og -politikk som får virke i modellen. Tankegangen er at man slik kan undersøke hvilke/hvilken strategier/politikk som virker for å oppnå de ønskede resultatene og til hvilken kostnad. I 2015 hadde WEO tre scenarioer:

I hovedscenarioet som heter New Policies Scenario, eller NPS, antas det at politikken som allerede var implementert i 2015 videreføres. Dette inkluderer INDCene (Intended Nationaly Determined Contributions [22]) som de forskjellige landene meldte inn i forkant av 2015 Paris Climate Conference (COP21). I Current Policies Scenario (CPS) legges bare de beslutningene som allerede var implementert i 2015 til grunn, og man antar at disse forblir uendret. Det siste scenarioet som går lengst i å endre på verdens energiforbruk og produksjon er 450 scenarioet (450S). Der er målet å tvinge energisystemet til å tilpasse seg togradersmålet, og man går langt i å implementere CO₂-prising i store deler av verden, avvikler fossilsubsidier og innfører flere andre tiltak. For en full gjennomgang av hvilke/hvilken strategier/politikk som legges til grunn i de forskjellige scenarioene, se WEO15 sitt *Annex B – Policies and measures by scenario* (s. 661).

Datainnsamling

WEM er en dataintensiv modell, som trenger inndata på alt fra kostnader, råvarepriser befolkningsutvikling med mer. Siden mange av de andre oppgavene IEA driver med er avhengige av data på energi og økonomi har IEA egne datasett på utviklingen av energipriser, ressurser, teknologikostnader osv, som de også tar i bruk i WEM. De skriver selv at:

“Most of the historic data on energy demand, supply, and transformation, as well as on energy prices, are obtained from IEA databases of energy and economic statistics.² These are supplemented by additional data from many external sources, including governments, international organisations, energy companies, consulting firms and financial institutions. These sources are indicated in the relevant sections of this document” ([21], s. 33)

Deler av dette kan man finne på IEA sine [hjemmesider](https://www.iea.org/)³ eller hos [OECDs iLibrary](http://www.oecd-ilibrary.org/)⁴, men det er ingen fullstendig oversikt over hvilke data som er tatt i bruk i WEM og til hvilke formål.

IEA har også organisert et næringslivsråd, IEA Energy Business Council (EBC), der IEA inviterer inn utvalgte bedrifter til å diskutere utviklingen i markedet, gi innspill til hvordan IEA jobber med WEO og diskutere politikktutvikling med politikere og IEA. Til nå har 89 bedrifter møtt på minst ett av EBC-møtene [23].

Godkjenning av rapport

IEA har 173 «peer reviewers» fra forskjellige bedrifter, institusjoner og organisasjoner som gir innspill og kommentarer i prosessen med å utarbeide WEO, men hva disse innspillene er og om de tas til følge sier rapporten ingenting om.

³ <https://www.iea.org/>

⁴ <http://www.oecd-ilibrary.org/>

2.3 HVILKET SPØRSMÅL ER WEO ET SVAR PÅ? – OPPSUMMERING

For å svare på hvilket spørsmål World Energy Outlook (WEO) er svar på trenger man å vite noe om hvilke typer energimodeller som finnes og hvordan disse virker og hvilken type modell WEO bruker som bakgrunn for sin analyse. Dette kan oppsummeres med:

- En vanlig forenkling er å dele energimodeller inn i tre kategorier: Makroøkonomiske modeller (eller ovenfra og ned modeller), tekniske modeller (eller nedenifra og opp modeller) og hybridmodeller. Makroøkonomiske modeller ser hovedsakelig på hvordan man kan bruke historiske data for økonomiske sammenhenger til å si noe om hvordan forskjellige sektorer i økonomien reagerer på endringer som energipriser eller befolkningsutvikling. Tekniske modeller tar for seg forskjellige teknologier i en sektor, hvilke karakteristikk disse har og hvordan samspillet mellom disse kan brukes til å se på forskjellige mulige utviklinger innen sektoren. Hybridmodeller forsøker å ta det beste fra de to andre modelltypene og innlemme det i én modell.
- Energimodeller kan også kategoriseres etter løsningsmetode og hvordan tidsdimensjonen modelleres. En likevektsmodell (CGE) vil etterstrebe likevekt mellom tilbud og etterspørsel. En optimeringsmodell vil maksimere eller minimere en gitt verdi, og en simuleringsmodell følger gitte regler. Modeller som er myopiske vil være «nærsynte» og vil bare se konsekvensen av valg i et kortere tidsrom, mens intertemporale modeller har «perfekt fremtidssyn».
- Analysene i WEO er basert på resultat fra IEAs World Energy Model (WEM). Dette er en hybrid simuleringsmodell bygget for å beskrive det globale energimarkedet. Modellen ser på utviklingen frem til 2040 og den har tre hovedmoduler: Endelig energiforbruk, energitilbud og energiforedling og produksjon.
- WEO og WEM er ment å vise hvordan forskjellige politiske beslutninger og energistrategier, «energy policys», vil påvirke utviklingen av energisystemet. Bruken av forskjellige scenarioer er derfor viktig. WEM har tre forskjellige scenarioer. Referansescenarioet New Policies Scenario (NPS) som antar at politikken som er implementert i 2015 videreføres. Current Policies Scenario (CPS) antar at man at beslutningene som er implementert i 2015 forblir uendret og 450 scenarioet (450S) som tvinger energisystemet til å tilpasse seg togradersmålet.

Del 2

Teori

3 SOLKRAFT

I dette kapittelet på teknologiene termisk solkraft og solcellestrøm. Jeg ser på hvordan solceller virker og hvilke solcelleteknologier som finnes, før jeg ser på hvordan solcellestrømsystem virker.

“We have this handy fusion reactor in the sky called the sun, you don’t have to do anything, it just works. It shows up every day” - Elon Musk, CEO Tesla Motors [24]

Introduksjon

Jorden mottar til enhver tid over 10 000 ganger så mye energi fra solen som menneskehetens primæreenergiforbruk i dag [25]. Denne energien fordeler seg ut i klimasystemet og er hoveddriveren for værsystemet som flytter varme fra ekvator, området med den høyeste innstrålingen, mot polene som mottar minst solenergi.

Selv når du legger inn begrensninger, som det å bare se på den direkte innstrålingen på bakkeplan, å bare bruke 5 % av det globale landarealet og velger en lav virkningsgrad på 10 %, tilsvarer solinnstrålingen mer enn 1 million TWh/år [25]. Dette er 6.6 ganger dagens primære energiforbruk. Tilgangen på solenergi er med andre ord praktisk talt ubegrenset.

Etterhvert som solstrøm har vokst og fått stadig større del av produksjonen i forskjellige markeder, har utfordringen med å finne ut hvordan solstrøm, som er en variabel fornybar energikilde, best skal integreres i et kraftsystem som i den utviklede verden er bygget for sentralisert produksjon fra store fossil- eller atomkraftverk. I dette kapittelet vil jeg se på hvordan solstrøm virker fra den fotoelektriske effekten til solstrømsystem, før jeg i kapittel 5 ser på hva som skjer når denne integreres i systemet.

3.1 TERMISK SOLKRAFT

Termisk solkraft (CSP, «Consentrated solar power») er solstrøm produsert ved hjelp av flere speil eller linser som konsentrerer sollyset på et soltårn eller rør som går langs solmodulene. Der varmes det opp væske til den fordamper, før dampen brukes til å produsere elektrisitet i en turbin. Tidligere var det flere som så på dette som fremtiden for solenergi, men teknologien har stort sett blitt utkonkurrert av solcellepanel etter hvert som prisen på disse har falt.



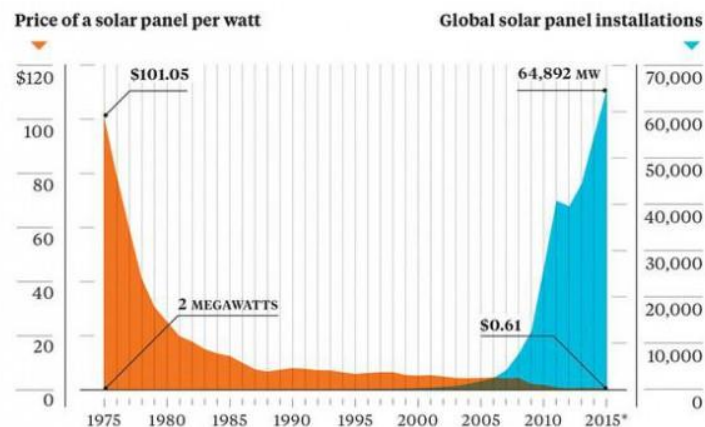
Figur 3-1 Khi Solar One, et soltårn i Sør-Afrika [26].

Samtidig som prisen fortsatt er høy, sammenlignet med solceller, har teknologien noen fordeler. Som det at man kan lagre den termiske energien til tider på døgnet der strømprisen er høyere enn midt på dagen, forbruket kan være lavt og tilbudet fra solceller høyt.

Det arbeides fortsatt med noen prosjekter, som Khi Solar One vist i Figur 3-1, et 50 MW prosjekt i Sør-Afrika som ble koblet på nettet i februar 2016 og som har termisk lagring for opptil to timers haleproduksjon [26]. Termisk solkraft er ikke hovedfokus i denne oppgaven.

3.2 SOLCELLER OG DEN FOTOELEKTRISKE EFFEKTEN

Den fotoelektriske effekten ble oppdaget allerede i 1839 av Alexandre-Edmond Becquerel, men ble ikke forklart før Einstein i 1905 lanserte sin teori om at lys består av karakteristiske lyskvanter, $E = h\nu$, som han senere skulle få Nobelprisen i fysikk for [27, 28]. Det skulle allikevel gå flere tiår før det ble utviklet en funksjonell solcelle av Bell labs i 1954. Disse var, sammenlignet med dagens priser, svært dyre, og fikk først og fremst et gjennombrudd som kraftkilde i satellitter der det var få eller ingen substitutter [27]. Etter dette har solceller sakte men sikkert bygget seg opp innen forskjellige nisjemarkeder som for eksempel som kraftkilde til fyrårn og avsidesliggende hytter, før de nå i de senere årene etter en rask prisnedgang, se Figur 3-2, har begynt å markere seg som en substansiell kraftkilde internasjonalt.



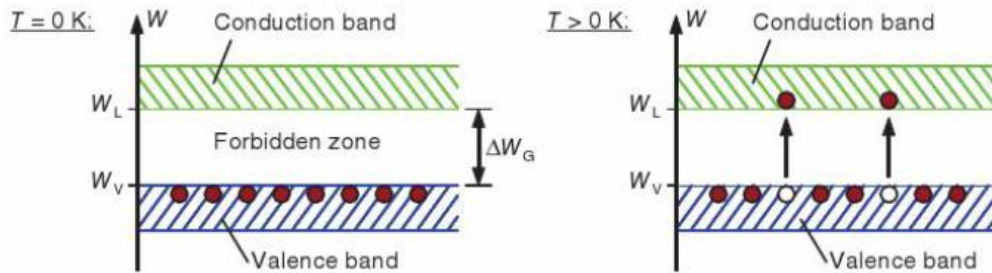
Figur 3-2 Tidslinje som viser hvordan pris- og kapasitetsutvikling for solcellepanel i verden har utviklet seg fra 1975 til 2015 [29].

3.2.1 Kort om den fotoelektriske effekt og halvledere

Grunnleggende sett er solceller bygget opp av halvledere. Halvledere er en type material som avhengig av ytre omstendigheter som temperatur, spenning eller bestråling kan gå fra å virke som en isolator til å lede strøm. Den mest kjente halvlederen er sannsynligvis silisiumkrystaller som brukes i alt fra solceller til transistorer. Dette underkapittelet bygger på informasjon fra boken *Photovoltaics : Fundamentals, Technology and Practice* [30].

Grunnen til at silisiumkrystaller (Si-krystaller) kan brukes til å lage solceller er at silisium har fire valenselektroner, antall valenselektroner er antall elektroner i det ytterste skallet. Fire valenselektroner er en av karakteristikkene som kan gi halvlederegenskaper. Andre kombinasjoner av forskjellige grunnstoffer kan også gi halvlederegenskaper, og eksempler på slike kombinasjoner som også brukes i solceller er galliumarsenid (GaAs) og kadmium-tellur (CdTe), det viktige er at valenselektronene fyller opp de ledige elektronplassene i det ytterste skallet til atomene.

Når flere atom ligger i nærheten av hverandre, som i en krystall, vil de diskre energinivåene, som gir bakgrunn for de karakteristiske lyskvantene Einstein beskrev, flyte sammen og skape et energibånd. Det gir opphav til valens- og ledningssbånd «valence» og «conduction bands» som vist i Figur 3-3.

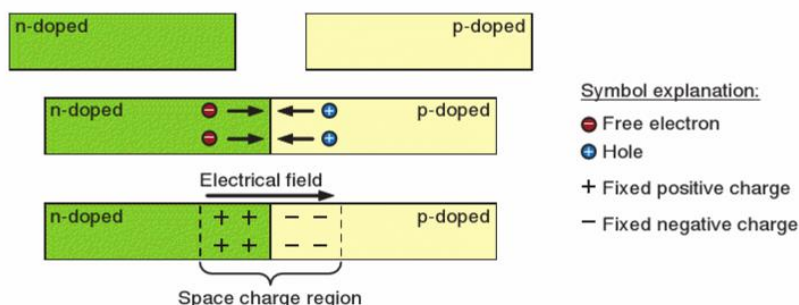


Figur 3-3 Valens- og ledningsbånd for silisium. Illustrasjonen viser hvordan endring i temperatur påvirker ledningsevnen [30].

Der valensbåndet er båndet som representerer det ytterste elektronskallet med valenselektroner, og ledningsbåndet vil representere det neste energinivået som elektronene vil kunne eksiteres til om de blir tilført energi tilsvarende ΔW_G , også kalt båndgapet.

Ved å dope halvlederen kan egenskapene endres. I hovedsak er det snakk om to typer doping: N-doping og P-doping. N-doping gjøres ved å tilsette atomer som har et valenselektron mer enn halvlederen og P-doping gjøres ved å tilsette atomer som har et valenselektron mindre enn halvlederen. Det betyr at for N-doping får vi et «overskudd» av valenselektroner som ved hjelp av en veldig lav energimengde flytter seg opp til ledningsbåndet, noe som får halvlederen til å oppføre seg som om det var et ledende materiale. For P-doping får man et elektronunderskudd, som lager «hull» som naboelektroner enkelt kan flytte seg til.

Når du setter et N-dopet og et P-dopet halvledermateriale ved siden av hverandre, får du en P-N overgang som vist i Figur 3-4, og vi får et elektrisk felt. Når solstråler treffer solcellen, som regel med den n-dopede halvlederen ut mot lyset, vil det avhengig av hvor lysstrålen eksiterer et elektron være en sannsynlighet for å sette i gang en strøm.



Figur 3-4 En P-N overgang laget ved å sette sammen en et N-dopet og et P-dopet halvledermateriale [30].

Figuren viser hvordan elektroner flytter seg fra det P-dopede halvledermaterialet og over i hullene i det N-dopede materialet og slik lager et elektrisk felt.

I Photovoltaics: Fundamentals, Technology and Practice kapittel 3 skriver de at «Innfallende lysfotoner løfter individuelle elektroner fra valensbåndet til ledningsbåndet. For å sette i gang denne effekten, må energien W_{ph} til fotonet være større enn båndgapet» ([30], s. 60). Denne energien er gitt ved:

$$W_{ph} = h \cdot f = \Delta W_G$$

Mengden solstråler som kan eksitere elektroner i N-P overganger avhenger av hvor stor andel av sollyset som reflekteres. Derfor er det vanlig å ha et påføre et antirefleksjons-belegg på solcellematerialet.

For en dypere drøfting av hvordan halvledere og solceller, se for eksempel *Photovoltaics: Fundamentals, Technology and Practice* kapittel 3 og 4.

3.2.2 Hvilke typer solceller finnes?

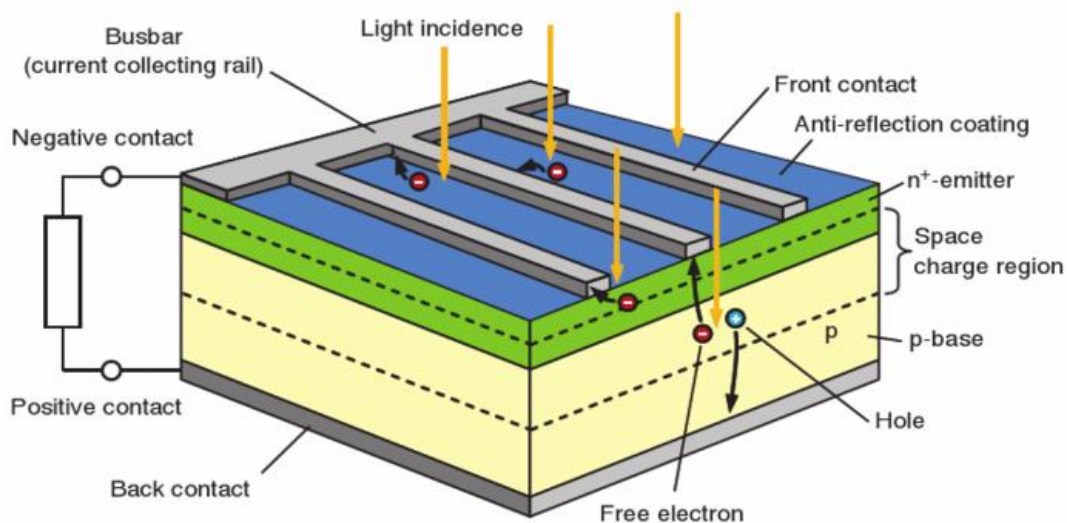
Krystallinske silisiumsceller

Den vanligste typen solceller er krystallinske silisiumsceller. Disse står ifølge IEA-PVPS for over 80 % av den totale celleproduksjonen (i IEA-PVPS land), og har en markedsandel på omtrent 90 % ifølge ITRPV [31, 32]. Man kan altså trygt si at dette er den dominerende teknologien på markedet.

Krystallinske silisiumsceller deles vanligvis opp i to «kvaliteter» som avhenger av produksjonsmetoden. Monokrystallinske silisiumceller (sc-Si) som er laget av en enkelt krystall, og multikrystallinske silisiumceller (mc-Si) som består av flere små krystaller. Forskjellen er at sc-Si-celler har en høyere virkningsgrad, typisk rundt 16-24 %, mens mc-Si-celler med en virkningsgrad på typisk 14-18 %, har lavere produksjonskostnader som følge av mindre energibruk i produksjonsprosessen [31]. Halvlederkrystallene skjæres så ut i tynne skiver kalt wafere.

Hvordan en slik krystallinsk silisiumcelle virker illustreres i Figur 3-5. Som de skriver i *Photovoltaics : Fundamentals, Technology and Practice* kapittel 4:

«Kort fortalt, som en fotodiode vil den bestå av en P-N overgang. Denne er asymmetrisk dopet, med en P-base på bunn og en tungt dopet N+-emitter på toppen. [...]. Dersom lys trenger inn i cellen, vil hvert absorberte foton lage et elektron-hull par. Partiklene blir separert fra det elektriske feltet til deplesjonssjiktet og beveger seg mot kontaktene: Hullene gjennom basen til bakkekontakt, og elektronene gjennom emitteren til frontkontaktene» ([30], s. 69)



Figur 3-5 Typisk oppbygning av en silisiumbasert solcelle ([30], s. 70).

Tynnfilmceller

Foruten krystallinske silisiumceller er det tynnfilmceller som av forskjellige typer som har kommet lengst i utviklingen. I dag har de en markedsandel på under 10 % av markedet, og selv om det forskes mye på tynnfilmceller forventer ITRPV at markedsandel vil forbli uendret ([32], s. 4). Sammenlignet med krystallinske silisiumceller er det altså ikke det store markedet. Den totale kumulative kapasiteten for alle tynnfilmteknologier var 22 GW i starten av 2015, ifølge Theologitis og Masson (2015) og i 2014 ble det produsert 3,6 GW med tynnfilmmoduler, tilsvarende 8% av den totale solcelleproduksjonen ifølge IEA-PVPS [31, 33]. Størstedelen av dette var CdTe-celler produsert av First Solar. Figur 3-6 viser andelen Tynnfilmceller mot waferceller.



Figur 3-6 Solcellemodulmarkedet inndelt etter type teknologi (2011-2014).

Waferceller har størstedelen av markedet, men det er også en betydelig mengde tynnfilmceller.

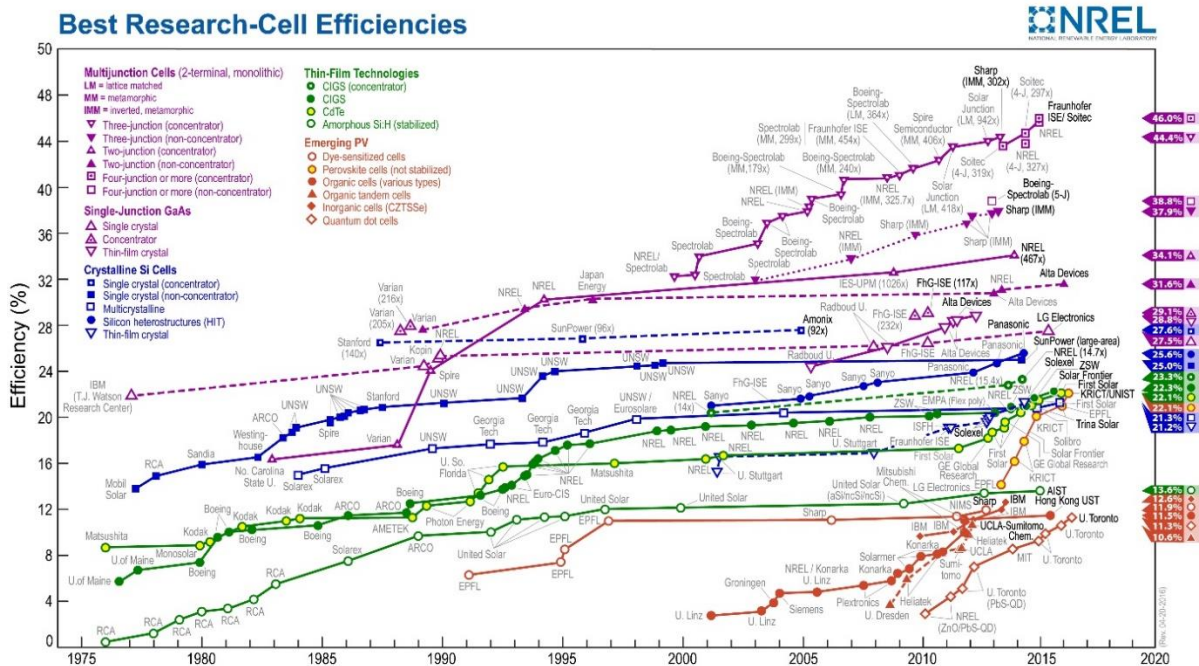
Tynnfilmceller skiller seg fra andre typer solceller ved at de i stedet for å skjæres ut i tynne skiver kalt wafer fra halvlederkrystaller, produseres ved å legge et tynt belegg med solceller på et underlagsmateriale. Dette kan være glass, metaller eller plastikk, noe som gjør at teknologien har mange potensielle bruksområder. Fra EnSols forsøk på å gjøre enhver glassflate til et solcellepanel [34], til First Solars mer tradisjonelle moduler [35]. Ulempen er at tynnfilmceller tradisjonelt har hatt lavere virkningsgrad enn krystallinske silisiumceller som gir et større arealbehov for samme kapasitet, men dette kan veies opp av lavere kostnader.

I dag produseres det kommersielt tynnfilmceller fra Kadmium-tellur (CdTe), amorft silisium (a-Si) og kobber-indium-gallium-diselenid (CIGS). I følge IEA-PVPS har disse en virkningsgrad mellom CdTe's 16,3 %, som dermed ligger rett opp under virkningsgraden til mc-Si-celler, og a-Si-celler med en virkningsgrad på 7 % [31]. Siste nytt innen kommersielle tynnfilmceller er Alta Device's tolags-GaAs-celle med en rekordhøy effektivitet på 31.6 % [36].

Diverse andre celler

Av andre typer solceller er det to som har utmerket seg. Kvantedott (QD, «Quantum dot») og flerlagsceller (MC-celler, «multijunction cells»). Kvantedott-celler tar i bruk halvlederkrystaller på nanometernivå og har en teoretisk virkningsgrad på 42 % [37]. Som en relativt ny teknologi ligger den faktiske virkningsgraden langt unna den teoretiske, og vi kan se i Figur 3-7 at de beste QD-forsøkscellene i 2016 har en virkningsgrad på 10,6 %. Flerlagsceller tar som navnet indikerer i bruk flere lag med forskjellige båndgap, for å dekke flere bølgelengder i sollyset. I Figur 3-7 ser vi at de beste forsøkscellene som er flerlagsceller i dag bruker konsentrert sollyset, har fire lag eller mer og får en virkningsgrad på hele 46 %.

En annen teknologi som har fått oppmerksomhet de siste årene er perovskittceller, som har hatt en veldig rask oppgang i virkningsgrad (se Figur 3-7) og som man kan lese mer om i artikkelen *Understanding the Outstanding Power Conversion Efficiency of Perovskite-Based Solar Cells* av Collavini et al (2015) [38].



Figur 3-7 Oversikt over høyeste virkningsgrad for forskningsceller [39].

3.2.3 Moduler og panel

Selve solcellene kobles parallelt og/eller i serie for å øke spenningen og strømmen. Når de enkelte cellene er koblet sammen, har blitt innkapslet i glass eller et annet transparent materiale i front, har fått overflatebehandling, fått et beskyttende materiale på baksiden, har fått kantene forseglet og har blitt satt inn i en aluminiumsramme kaller vi det en solcellemodul. Et solcellepanel er igjen solcellemoduler som er sammenkoblet og som er klar til å installeres.

For lærekurver (se kapittel 9.4) er det modulprisen vi kjenner best til. Derfor er det ofte mer hensiktsmessig å snakke om solcellemoduler enn solceller, som brukes som en mer generell benevnelse for fotoelektrisk strømproduksjon.

I ITRPV er det en grundig gjennomgang av hvilke teknologier og kostnadsreduksjoner som er mulig for modulene frem til 2025. Kostnaden er sterkest knyttet til materialer, og de foreslår følgende tiltak for å kutte materialkostnader[32]:

- i) Redusere materialvolumet, for eksempel materialtykkelse.
- ii) Finne erstatning for dyre materialer.
- iii) Redusere overskuddsmateriale.

I tillegg vil det være viktig å øke prestasjonen til de enkelte komponentene. Størst endring fra i dag tror de at vil være på bakdekket, der glass og APA (polyamide/PET/polyamide[40]) forventes å ta markedsandeler.

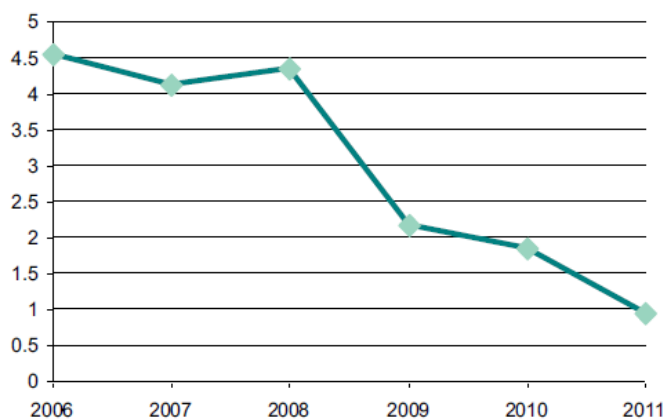
I Brazilian et al (2013). viser de en graf (Figur 3-8) over den historiske kostnadsutviklingen for kinesiske c-Si moduler, som har gått fra ca. 4,5 USD/W i 2006 til ca. 1 USD/W i 2011 [41]. ITRP skriver i kapittel 3 i *PV learning curve* at gjennomsnittsprisen for en modul har nådd 0,62 USD/Wp i 2014, og i et senere kapittel skriver de at de forventer at prisen på moduler vil halveres frem mot 2025, og at andelen av de totale kostnadene vil synke, se Figur 3-9. Dette er kostnader før «myke kostnader» som finanskostnader, kostnad for tillatelser og så videre er tatt med [32].

3.2.4 Solcellestrømsystem

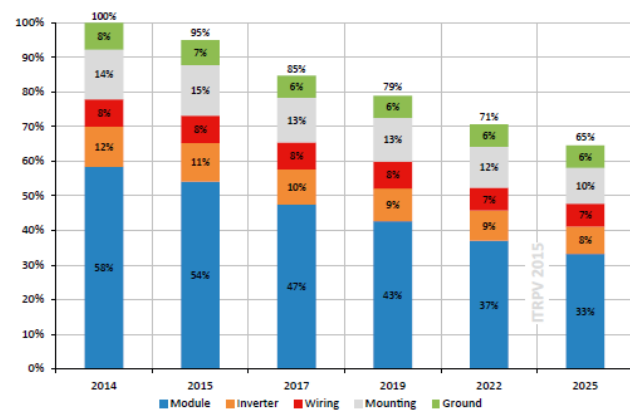
Når prisen på moduler og paneler faller, utgjør kostnadene fra resten av systemet en stadig større andel av totalkostnadene. Tidligere var det vanlig at 2/3 av kostnadene var modulkostnader, men på grunn av den kraftige prisnedgangen som har vært de siste årene står modulprisen i dag ofte for under halvparten av de totale systemkostnadene.

Derfor har det blitt stadig større fokus på kostnadene til omformere, festebraketter og rammer, eventuelle solfølgesystem og arbeids- og finanskostnader. Figur 3-10 viser et eksempel på et typisk storskala solcelleanlegg.

Omformere er som vist i Figur 3-9 den komponenten med størst kostnadsandel etter modulene. Som for moduler forventes det en viss kostnadsreduksjon også for omformere, men med en mye lavere lærerate. Dette fordi det stilles større krav til hvilke tjenester omformerne skal kunne levere tilbake til nettet. BNEF opererer for eksempel med læringsrater for omformere på ca. 10 % [42]. En annen

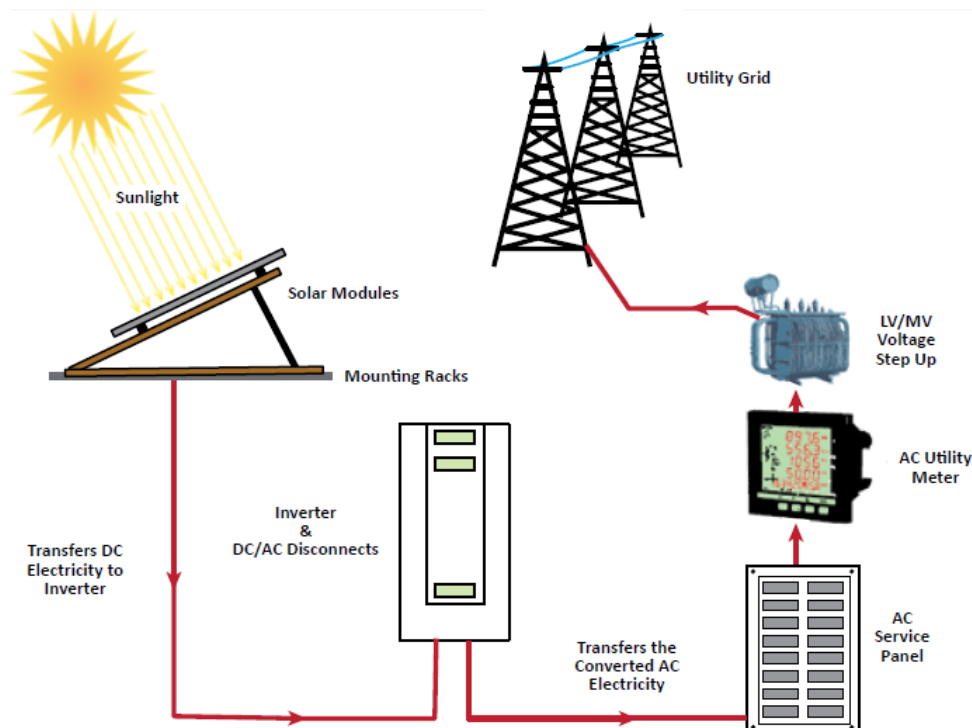


Figur 3-8 Historisk kostnadsutvikling for kinesisk c-Si-moduler fra 2006 til 2011 [41].



Figur 3-9 Fremtidig kostnadsutvikling av et 1000 kW solcelleanlegg i Europa/USA etter ekspertvurdering fra ITRPV [32].

faktor som begrenser kostnadsreduksjoner for omformerne er at omformermarkeder i mye større grad er lokalt heller enn globalt, som følge av bl.a. nasjonale særkrav til ytelse. Andre områder som det er mulig å kutte kostnader på er i materialbruken til festebraketter og rammer eller ved å redusere diameter og lengde på kablene internt i systemet.



Figur 3-10 Typisk oppsett for storskala solcelleanlegg ([43], s. 24).

Økt ytelse er en annen måte å redusere de totale systemkostnadene på og ITRPV ser for seg at 1-aksjes solfølgesystem (Solfølgesystem brukes for å minimere vinkelen mellom innstrålingen og normalen til solcellen. Et 1-aksjes solfølgesystem kan endre orienteringen til solcellen langs en akse.) vil gå fra en markedsandel på 6 % til 20 % i 2025, samtidig som 2-aksjes solfølgesystemer har omtrent 2% av markedet i hele tidsperioden [32]. Rapporten *Solar Tracker Market Analysis By Technology (Solar PV, CPV, CSP), By Product (Single Axis, Dual Axis), By Application (Utility, Non-Utility) And Segment Forecasts To 2022* fra Grand View Research ser også en stor vekst for solfølgesystem (Et marked på totalt ca. 25 GW i 2022), men der de tror 2-aksjes solfølgere vil stå for omtrent 1/3 av solfølgemarkedet [44].

I sjiktet mellom system- og kraftnett finnes muligheten for lokal lagring av den produserte strømmen i batterier. Da kan man flytte forbruket av den lokalt produserte strømmen slik at det passer bedre med forbruksprofilen, men batterikostnader er fortsatt relativt høye. Det er også mulig å flytte forbruket, gjennom laststyring, og slik flytte forbruket til solcellesystemets produksjonstopp.

3.3 SOLKRAFT – OPPSUMMERING

Kapittelet om solkraft tar for seg hvilke potensial solkraft har, hvilke prinsipper som kan brukes for å omforme solenergien til elektrisitet, hvordan solceller virker, hva status er i solcelleforskningen og hvordan kostnadsutviklingen har vært og kan bli. Dette kan oppsummeres med:

- Til enhver tid mottar jorden over 10 000 ganger så mye energi fra solen som menneskehetens primærenergiforbruk. Det teoretiske potensialet for solenergi er med andre ord for alle praktiske formål ubegrenset. Selv med sterke begrensninger som lav virkningsgrad (10 %) og begrensninger i arealbruk (5 % av landareal) blir energimengden enorm (1 million TWh/år, 6.6 ganger dagens energiforbruk).
- Det er to hovedmetoder å ta i bruk solenergi på: Termisk solkraft (CSP, «Concentrated solar power») og solcellestrøm. CSP er solstrøm produsert ved at sollyset konsentreres på en væske som fordampes, før dampen brukes til å produsere elektrisitet i en turbin. Denne

teknologien har saktet akterut de siste årene. Solcellestrøm tar i bruk den fotoelektriske effekt og har sakte men sikkert bygget seg opp innen forskjellige nisjemarkeder, før den nå i de senere årene etter en rask prisnedgang har begynt å markere seg som en substansiell kraftkilde internasjonalt. Solcellestrøm er hovedfokuset i denne oppgaven.

- Solceller er bygget opp av halvledere, en type materiale som både kan virke som isolator og lede strøm. Den mest kjente halvlederen er silisiumskrytaller som også er det vanligste solcellematerialet. Andre stoffer har også halvlederegenskaper og kan brukes i solceller. Eksempler på dette er galliumarsenid (GaAs) og kadmium-tellur (CdTe). Ved å dope halvledere kan egenskapene endres og ved å sette et N-dopet og et P-dopet halvledermateriale ved siden av hverandre får du en P-N overgang og et elektrisk felt. Når solstråler treffer solcellen, vil det avhengig av hvor lysstrålen eksiterer et elektron være en sannsynlighet for å sette i gang en strøm.
- Krystallinske silisiumceller har en markedsandel på 90 % av solcellemarkedet og er det definitivt mest brukte solcellematerialet. Det deles som regel opp i to «kvaliteter»: Monokrystallinske silisiumceller (sc-Si) som er laget av en enkelt krystall, og multikrystallinske silisiumceller (mc-Si) som består av flere små krystaller. sc-Si er dyrere å produsere men har høyere virkningsgrad (16-24 %) mens mc-Si er billigere å produsere og har lavere virkningsgrad (14-18 %). Disse skjæres opp i tynne skiver kalt wafere før de kobles opp som solceller for deretter å settes sammen i moduler og panel.
- Tynnfilmceller er den andre typen solceller som har en markedsandel av betydning (ca. 10 %) der den vanligste teknologien er CdTe-celler. Tynnfilmceller skiller seg fra andre typer solceller ved at de produseres som et tynt belegg som påføres et underlagsmateriale. Dette gjør at tynnfilmceller kan få flere forskjellige bruksområder og det eksperimenteres med tynnfilmceller som belegg på vanlige glassflater og på andre byggematerialer. De har tradisjonelt hatt lavere virkningsgrad (7 – 16,3 %) enn krystallinske silisiumceller, men dette kan veies opp av lavere kostnader.
- I tillegg til disse to solcelletypene forskes det på og utvikles det flere andre teknologier. Av disse er kvantedott (QD, «Quantum dot»), flerlagsceller (MC-celler, «multijunction cells») og perovskittceller noen av de mest lovende. QD-celler har en teoretisk virkningsgrad på 42 % og har hatt en utvikling i faktisk virkningsgrad fra under 4 % i 2010 til over 10 % i 2016. MC-celler har allerede i dag oppnådd virkningsgrader på 46 %. Perovskittceller har på tre år (2013- 2016) gått fra å ha en virkningsgrad på ca. 14 % til en virkningsgrad på 21 %.
- Økt ytelse er bare en av flere måter å senke solcellestrømkostnadene. Selv om økningen i ytelsen til c-Si-celler har vært beskjeden de siste ti årene har kostnadsutviklingen for kinesiske c-Si moduler gått fra ca. 4,5 USD/W i 2006 til ca. 1 USD/W i 2011. I 2014 antas det at snittprisen for moduler var på 0,62 USD/W_p og man forventer at prisen på moduler vil halveres frem mot 2025. Dette er kostnader før «myke kostnader» er tatt med.
- Kostnader kan senkes i hele solcellesystemet. Når prisen på moduler og paneler faller, utgjør kostnadene fra resten av systemet en stadig større andel av totalkostnadene. Derfor har det blitt stadig større fokus på kostnadene til omformere, festebraketter og rammer, eventuelle solfølgesystem og arbeids- og finanskostnader.

4 FORSKJELLIGE ØKONOMISKE BEGREP

I dette kapittelet ser jeg på begrepet energikostnaden over levetiden (LCOE, «levelized cost of energy») og hvordan dette brukes og hvilken kritikk det møter. Jeg ser også kort på begrepet eksternaliteter og sensitivitetsanalyse.

“The decisions we make now will determine the future of our economy and our climate,” - Lord Nicholas Stern [45]

Introduksjon

Her ser jeg kort på noen viktige økonomiske begreper. Av disse er det energikostnaden over levetiden som er viktigst for denne oppgaven, men både diskusjon rundt eksternaliteter og sensitivitetsanalyse utgjør deler av oppgaven.

4.1 ENERGIKOSTNADEN OVER LEVETIDEN - LCOE

Energi­kost­na­den over levetiden (LCOE, «levelized cost of energy») også kjent som «levelized cost of electricity») er et begrep for å sammenligne kostnaden for energiproduksjon mellom forskjellige teknologier, tidsperioder og finansiering. Her ser en på kostnadene fordelt over anleggets levetid (som regel nedskrivningstiden, ikke nødvendigvis den tekniske levetiden), ved å bruke en nåverdiberegning. Langtids marginalkostnad (LRMC) er ikke helt det samme som LCOE, men skal over lang tid i teorien være lik. Som de skiver i *Re-considering the economics of photovoltaic power* ([41], s. 4) er:

«den økonomiske bærekraften til et spesifikt energiprojekt typisk vurdert etter beregninger som ROI (Return of Investment, min presisering) eller IRR (Internal Rate of Return, min presisering), mens LCOE først og fremst brukes av beslutningstagere som en langsiktig guide for konkurransekraften til forskjellige teknologier»

En viktig årsak til dette er bl.a. at LCOE ikke tar hensyn til problemstillinger som oppkjørings/nedkjøringstid eller oppstartstid. I *Agora Energiewende – Current and Future Cost of PV* er LCOE definert slik [46]:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}}$$

Her er:

I_0 = Investeringsutgifter [EUR]

A_t = Årlig total­kost­nad (drivstoff, O&M, osv) i år t [EUR]

$M_{t,el}$ = Produsert elektrisitet i år t [kWh]

i = Diskonteringsrenten [%]

n = (økonomisk) Levetid

t = År i levetiden (1,2, ..., n)

Selv om LCOE er et mye brukt konsept for å sammenligne konkurranseevnen til forskjellige kraftproduksjonsteknologier har den noen begrensninger og innvendinger. Gilbert (2016) har en god gjennomgang av disse i artikkelen *9 reasons why LCOE can mislead*. Disse kan oppsummeres som at LCOE: 1) visker ut (ikke ubetydelige) forskjeller i kostnadstyper og kostnadsstrukturer, 2)

overforenkler kapitalkostnadene (renten), 3) ignorerer prosjektrisiko, 4) antar en beslutningstager i motsetning til «[...] a chaotic brawl loosely controlled by inconsistent market and regulatory guidelines», 5) ser bort ifra eksternaliteter som miljøkonsekvenser eller ulykkesrisiko, 6) avhenger av usikre antagelser om levetid og kapasitetsfaktor, 7) ser på en MWh som likeverdig uavhengig av når og hvor den er produsert, 8) ser ikke på systemkostnader og 9) er resultatet av flere kvalifiserte antagelser, ikke en objektiv sannhet, som bør brukes som en av flere faktorer i en analyse [47].

For solcellestrøm er en spesifikk utfordring at det ofte ikke oppgis om den oppgitte effekten er for likestrøm (direkte ut fra solcellepanelet) eller vekselstrøm (etter omformer), se Figur 3-10. Dette er et problem fordi vekselstrømseffekten vil være lavere en likestrømseffekten. EIA antar derfor at vekselstrømseffekten er 80 % av likestrømseffekten når de skal finne LCOE for sine modeller ([48], s. 18).

4.2 EKSTERNALITETER

Begrepet eksternaliteter ble først brukt av Henry Sidgwick for så å bli formalisert av Arthur C. Pigou [49]. Sistnevnte brukte et eksempel der gnister fra tog satt fyr på omlandet til jernbanen og der det var eierne av omlandet som måtte ta kostnaden for brannene, ikke jernbaneselskapet [49].

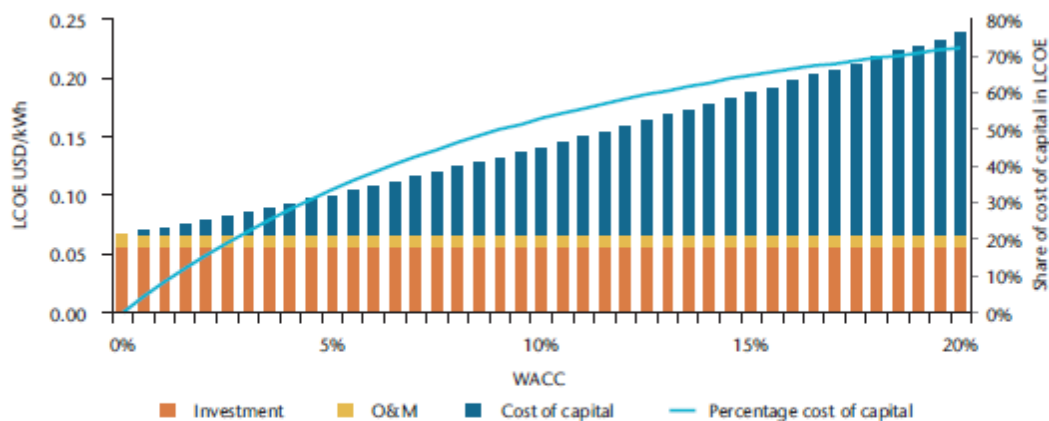
Eksternaliteter er med andre ord kostnader eller gevinster som kommer som følge av en beslutning som ikke faller på den som tok beslutningen.

En vanlig kritikk mot energimodeller generelt og optimeringsmodeller spesielt, er det at de ikke tar hensyn til eksternaliteter på en god nok måte. Et forsøk på å møte denne kritikken er gjort av Rafaj og Kypreos (2007) der de ser på hvordan det å ta hensyn til lokale og globale eksternaliteter vil påvirke den optimale energimiksen [50].

Andre, som en ansatt ved IIASA [51] argumenterer for at det å integrere alle potensielle eksternaliteter i en modell kan være problematisk fordi verdien på hver eksternalitet avhenger av for mange antagelser, og at det viktigste en modellør gjør er å være åpen om hva som inkluderes og hva som utelukkes i en modell.

4.3 SENSITIVITETSANALYSE

Saltelli (2002) definerer sensitivitetsanalyse som «[...] studien av hvordan usikkerhet i resultatet av en modell (numerisk eller annet) kan fordeles på forskjellige usikkerhetskilder i inngangsdataene til modellen» ([52], s. 1). Det kan også brukes for å se på hvordan endringer i parametere som rente eller driftskostnader påvirker LCOE for forskjellige energiteknologier. Dette er for eksempel gjort for solcellestrøm av IEA i deres Technology Roadmap - Solar Photovoltaic Energy 2014 [53], der de finner at når renten (WACC) overstiger 9 % står kapitalkostnader for over halvparten av solcellesystemets LCOE, se Figur 4-1.



Notes: This example is based on output of 1 360 kWh/kW/y, investment costs of USD 1 500/W, annual operations and maintenance (O&M) of 1% of investment, project lifetime of 20 years, and residual value of 0.

Figur 4-1 Andelen av LCOE som kommer fra kapitalkostnader avhengig av rentenivå (WACC) ([53], s. 27).

Monnin (2015) har gjort en lignende undersøkelse, men for 12 forskjellige energiproduksjonsteknologier. Konklusjonen er at «*Low interest rates tend to favor 'green technologies' competitiveness while also increasing their cost volatility*» [54].

Hvilke rente som kreves for forskjellige investeringer er sterkt koblet til hvilken risiko man oppfatter investeringen har. I *Modelling Risks Of Renewable Energy Investments* ([55], kapittel 2.2) er det en god gjennomgang av hvilke risikoer som kan være forbundet med investeringer i fornybar energi.

4.4 FORSKJELLIGE ØKONOMISKE BEGREPER – OPPSUMMERING

I økonomikapittelet har jeg sett på LCOE, et av de viktigste økonomiske begrepene i energimodellering, hvordan dette defineres og kritiseres, på hva som menes med eksternaliteter og hvordan sensitivetsanalyser benyttes. Dette kan oppsummeres med:

- Energikostnaden over levetiden (LCOE), «levelized cost of electricity», brukes for å sammenligne kostnaden til energiproduksjon mellom forskjellige teknologier, tidsperioder og finansiering. Metoden har allikevel noen begrensninger som at LCOE visker ut forskjeller i kostnadstyper og kostnadsstrukturer og at den antar én beslutningstager, med mer.
- For solcellestrøm er en spesifikk utfordring at det ofte ikke oppgis om den oppgitte effekten er for likestrøm (direkte ut fra solcellepanelet) eller vekselstrøm (etter omformer).
- Eksternaliteter er kostnader/fordeler som følge av en beslutning som ikke faller på den som tok beslutningen. Energimodeller kritiseres ofte for å ikke ta nok hensyn til eksternaliteter.
- Sensitivetsanalyser ser på hvordan variasjoner i inngangsdata gir utslag for sluttresultatet i en modell. For fornybare prosjekter er det særlig rente som er av betydning.

5 KRAFTSYSTEM

I dette kapitlet ser jeg først på hvilke sentrale begrep som er nødvendige for å beskrive kraftsystemet. Deretter ser jeg på hvordan reguleringer og innretning av kraftmarkedet påvirker kraftsystemet før jeg ser på hvilke effekter som oppstår når variable fornybare energikilder integreres i dette. Til sist ser jeg kort på hvilke disruptive teknologier som snu opp ned på hvordan kraftsystemet virker.

Electricity is doing for the distribution of energy what the railroads have done for the distribution of materials. - Charles Proteus Steinmetz [56]

Introduksjon

Som vann, avløp og transportsystem, er kraftsystemet en viktig del av infrastrukturen i ethvert samfunn. I dette kapitlet ser jeg på hvordan den fysiske infrastrukturen er bygget opp og hvilke aktører som deltar i systemet. Jeg ser på begrep for hvordan man beskriver oppførsel i systemet, og jeg ser på hvordan politiske beslutninger som regulering og subsidier spiller inn. Jeg ser spesielt nøye på hvordan variabler fornybare energikilder virker i kraftsystemet, som tradisjonelt har vært dominert av få og store regulerbare kraftverk, og på hvilke effekter det kan gi. Jeg vil også se kort på hvilke nye utfordringer og muligheter som kommer for kraftnettet.

5.1 KRAFTSYSTEM OG SENTRALE BEGREP

Kraftsystemet er et komplekst system som består både av den fysiske infrastrukturen men også av de aktørene som virker i det. I dette delkapitlet ser jeg på hvordan den fysiske infrastrukturen er bygd opp, hvilke aktører som deltar i systemet og på noen sentrale begrep som brukes i diskusjonen rundt kraftsystemet.

5.1.1 Teknisk beskrivelse av kraftnettet

En av de viktigste delene av kraftsystemet er kraftnettet, som er den infrastrukturen som binder sammen kraftprodusenter og forbrukere. I REPOWERINGMARKETS anslår IEA at kostnaden for å distribuere elektrisitet typisk ligger på 20-40 % av strømregningen. Internasjonalt er det vanlig å operere med to nivåer på kraftnettet: Transmisjonsnett og distribusjonsnett.

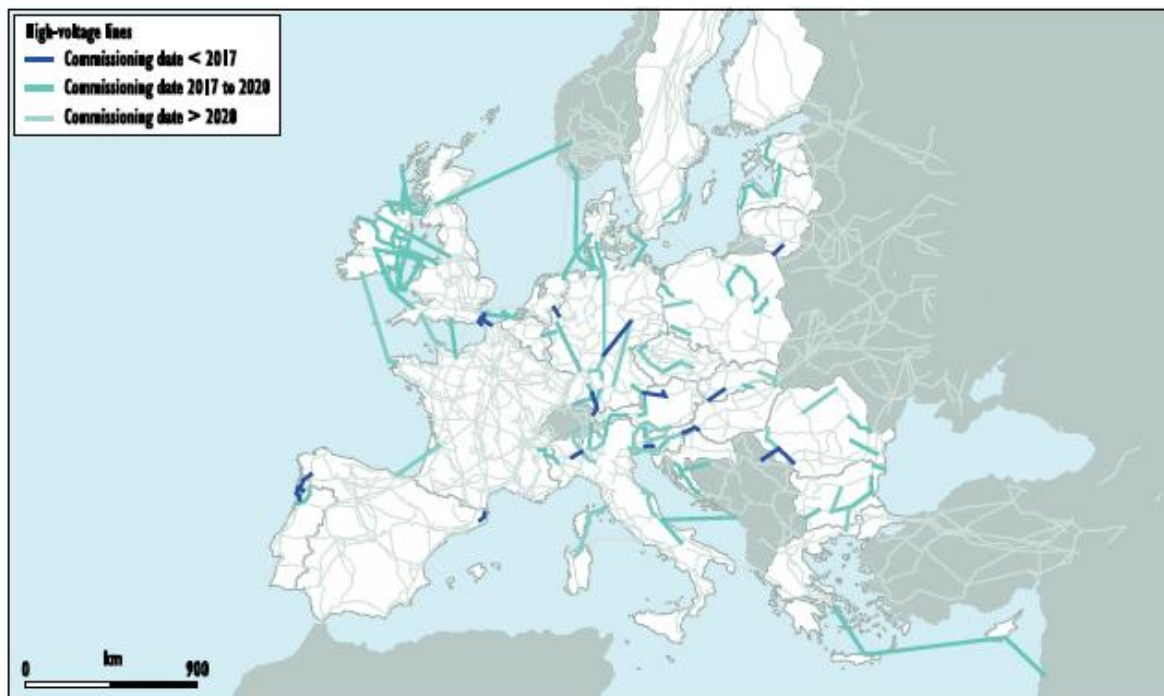
I Norge deles kraftnettet inn i tre: Sentralnettet, regionalnett og lokalt nett, der sentralnettet og regionalnett er transmisjonsnett og lokalt nett er distribusjonsnett [57]. Dette kommer sannsynligvis til å endre seg i løpet av 2016, da Lars Mæhlum skriver i artikkelen at «I 2016 foreligger det forslag om å organisere strømmettet i to nivåer. Det innebærer at dagens regionalnett vil inngå i distribusjonsnettet, mens sentralnettet vil bli definert som transmisjon. Dette er i tråd med nye EU-regler» [57].

1. Transmisjonsnett

I følge IEAs REPOWERINGMARKETS startet utbyggingen av forskjellige transmisjonsnett på 1920-tallet. Bakgrunnen for dette var at nettselskap fant ut at de kunne kutte kostnader og få bedre forsyningssikkerhet. Transmisjonsnett gjorde det mulig for nettselskapene å kunne kjøpe elektrisitet fra nabonettnettet hvis prisen var billigere eller ved uforutsette hendelser i eget nett [58]. Hovedformålet var med andre ord bedre forsyningssikkerhet og lavere total kostnader samtidig som den høye spenningen gjorde det mulig å flytte elektrisitet over store avstander uten veldig store tap [59]. Fra 1920 og til i dag har transmisjonsnett fått en stadig viktigere rolle. I Norge har vi fått Statnett som er systemansvarlig i det norske kraftsystemet og som også har direkte ansvar for sentralnettet, som er det overordnede transmisjonsnettet i Norge, med over 11 000 km

kraftledninger. Selv beskriver Statnett sentralnettet som «*motorveiene*» i den norske kraftforsyningen» [60].

Transmisjonsnett fordeler ikke bare elektrisiteten internt i land, men også mellom land, se Figur 5-1. I Norge inngår mellomlandsforbindelser i sentralnettet [60].



This map is without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

Source: ENTSO-E, 2014.

Figur 5-1 Foreslåtte transmisjonslinjer på tvers av landegrenser ([58], s. 184).

Transmisjonslinjene som er vist er foreslått av ENTSO-E (European network of transmission system operators for electricity)

2. Distribusjonsnett

Distribusjonsnettet starter der transmisjonsnettet slutter, og har tradisjonelt hatt som oppgave å levere elektrisiteten til sluttbrukeren. Dette er i dag i ferd med å endres, når stadig flere aktører går fra å ha en passiv til en mer aktiv rolle i kraftproduksjon og –konsumpsjon. Teknologier som fremmer denne utviklingen er solcellestrøm, elektriske kjøretøy, mikro-gassturbiner, distribuert lagring og laststyring ([58], s. 197). Distribusjonsnettene kom før transmisjonsnettene, og hadde som oppgave å frakte elektrisitet fra det lokale kraftverket til forbrukerne. Hvordan man definerer distribusjonsnett kan variere, som vist i Figur 5-2.

Voltage level	Continental Europe		Other countries	
	Rated voltages (kV)	Category	Rated voltages (kV)	Category
Low (LV)	0.4	Local distribution LV	0.2, 0.4	Distribution
Medium (MV)	6, 10, 20, 30	Local distribution MV	4–35	Distribution
High (HV)	110	Regional distribution	>60–110–150	Sub-transmission

Figur 5-2 Tabell som viser forskjellige definisjoner for distribusjonsnett ([61], s. 122).

5.1.2 Aktører i kraftsystemet

I kraftsystemet finnes det flere ulike aktører. I dette underkapittelet gir jeg en grov inndeling av hvilke aktører som finnes og forklare deres karakteristikk og rolle i systemet.

1. Kraftprodusenter og kraftleverandører

Tradisjonelt har kraftproduksjon og kraftlevering gjerne vært gjort av samme selskap. Det er ikke nødvendigvis tilfellet i dag, men siden de fleste kraftleverandører også er kraftprodusenter (BKK og Lyse er eksempler) og jeg først og fremst er interessert i å se på kraftprodusentene i energimarkedet behandler jeg disse under ett.

Kraftprodusentene har historisk hatt fem ulike typer kraftverk å velge mellom: Kullkraftverk, atomkraftverk, gasskraftverk, oljekraftverk og vannkraftverk. Alle disse har generiske fordeler og ulemper, se Figur 5-3.

	Marginalkostnad	Oppkjørings-/Nedkjøringstid	Geografisk avhengighet	Kapitalkostnad
Kullkraftverk	Lav - Middels	Høy	Middels	Middels - Høy
Atomkraftverk	Lav	Høy	Middels	Høy
Oljekraftverk	Høy	Middels	Lav	Lav
Gasskraftverk	Høy	Lav	Lav	Lav
Vannkraftverk	Lav	Lav	Høy	Høy

Figur 5-3 Karakteristikk for tradisjonelle kraftverk (min vurdering)

Kullkraft, atomkraft og vannkraft har hatt lave marginalkostnader og har derfor ofte fungert som grunnlast (se underkapittel 5.1.4). Dette kan gjerne sammenlignes med delkapittel 5.3 som ser på karakteristikk til variable fornybare energikilder.

Fra Figur 5-3 kan vi se at det bare er vannkraftverk som er veldig avhengig av geografisk plassering. Det er fordi vannkraftverk er avhengig av å bygges på steder med høydeforskjell mellom vannmagasinet og turbinen som ofte er steder langt fra byer og tettsteder. Kull- og atomkraftverk er også til dels avhengig av geografisk beliggenhet fordi de trenger store mengder kjølevann, men felles for atomkraftverk og alle de fossile kraftverkene er at de som regel har vært mulig å bygge i nærheten av byer og tettsteder. Det har ført til at land med mye vannkraftverk har et kraftnett som i mye større grad er distribuert enn land med mye atom- og fossilkraft.

Nye kraftverk har tradisjonelt blitt bygget for å dekke et økende behov fra konsumentene, eller for å utvikle ny industri.

2. Råvareprodusenter

Siden størstedelen av verdens kraftproduksjon har tatt i bruk forbrenning av fossile brensler har råvareprodusentene som leverer kull, olje og gass til kraftverkene hatt en stor rolle i kraftsystemet og i hele energisystemet. Dette kan man blant annet se ved å betrakte andelen av verdens største selskap som driver med energiforsyning i en eller annen form. På Forbes liste over verdens største selskap i 2015 er 136 av 2000 registrerte selskap olje- og gasselskap, som med dette utgjør den største gruppen etter finansnæringen [62].

3. Konsumenter

Konsumentene er de tradisjonelle sluttbrukerne av elektrisiteten. Det kan være store industribedrifter, enkelthusholdninger, butikker eller kraftverket selv. Det er vanlig å skille konsumenter opp i forskjellige kategorier som igjen kan deles opp i underkategorier. En slik kategori kan være industribedrifter, som ofte sikres lavere priser og særregler i lovverket i enkeltland. Vanlige kategorier vil være: Industri, husholdninger og servicesektor. Disse kan igjen deles opp i

underkategorier som smelteverk, kontorbygg eller boligbyggelag. Bakgrunnen for denne inndelingen er at forskjellige typer konsumenter ofte vil ha forskjellige forbruksmønstre og behov. Tradisjonelt har alle disse, med unntak av industrien, stort sett blitt sett på som passive aktører som etterspør et behov som kraftverkene har som oppgave å levere. Her har kraftpris som økes og senkes vært virkemiddelet for å gi kraftverkene insentiv til å levere den mengden elektrisitet som trengs. Industrien har ofte hatt egne avtaler med mulighet for utkobling ved knapphet og så videre, og har derfor blitt sett på som en mer fleksibel aktør.

En grunn til at det kan være viktig å se på forskjellige typer konsumenter er at disse kan ha veldig forskjellig lastprofil. Flere industribedrifter krever mye elektrisitet, men forbruket er jevnt fordelt over hele døgnet, andre kategorier som kontorbygg har et forbruk som gir en lastprofil som korrelerer godt med produksjonsprofilen til solcellestrøm vist av Masson et al (2014).

Etter at småskala solcellestrøm har begynte å vokse har det oppstått en diskusjon rundt «prosumers», konsumenter som både produserer og forbruker elektrisitet. Dette gjelder i midlertidig ikke bare solcellestrøm, i REPOWERMARKETS diskuteres det også konsepter som «[...] storage, electric vehicles (EVs), heat pumps, micro-turbines and demand response.» som kan være muligheter for konsumenter til å påvirke eget forbruk og produksjon ([58], s. 15).

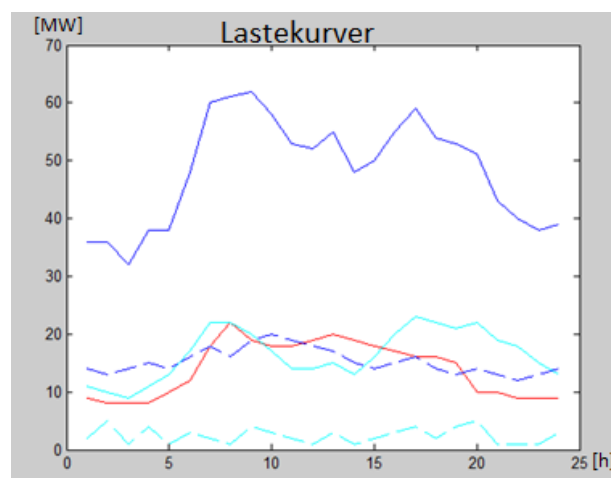
5.1.3 Last- og produksjonskurver

Last- og produksjonskurver er en måte å beskrive elektrisitetsforbruket og –produksjonen på. Produksjonskurven vil være den kurven som viser hvor mye kraft hvert kraftverk produserte (over en gitt tid, og med en viss tidsoppløsning) eller en samling av summen av forskjellige kraftverk, for eksempel fra et gitt område eller for hele kraftmarkedet.

Lastkurver vil være kurven som viser hvor mye elektrisitet en enkelt konsument har etterspurt/brukt (over en gitt tid, og med en viss tidsoppløsning) eller en samling av summen av forskjellige konsumenters etterspørsel/bruk, for eksempel fra et gitt område eller for hele kraftmarkedet. Som nevnt i underkapittel 5.1.2 kan lastprofilen til forskjellige aktører variere veldig.

Den totale lastkurven er sammen med den aktuelle merit-orderen, se underkapittel 5.1.4, de to faktorene som setter prisen i markedet i WEM, se delkapittel 6.3.

I Figur 5-4 er det illustrert hvordan lastkurvene til flere forskjellige konsumenter gir en aggregert lastkurve.



Figur 5-4 Tenkte lastkurver for et kraftmarked (egen figur).

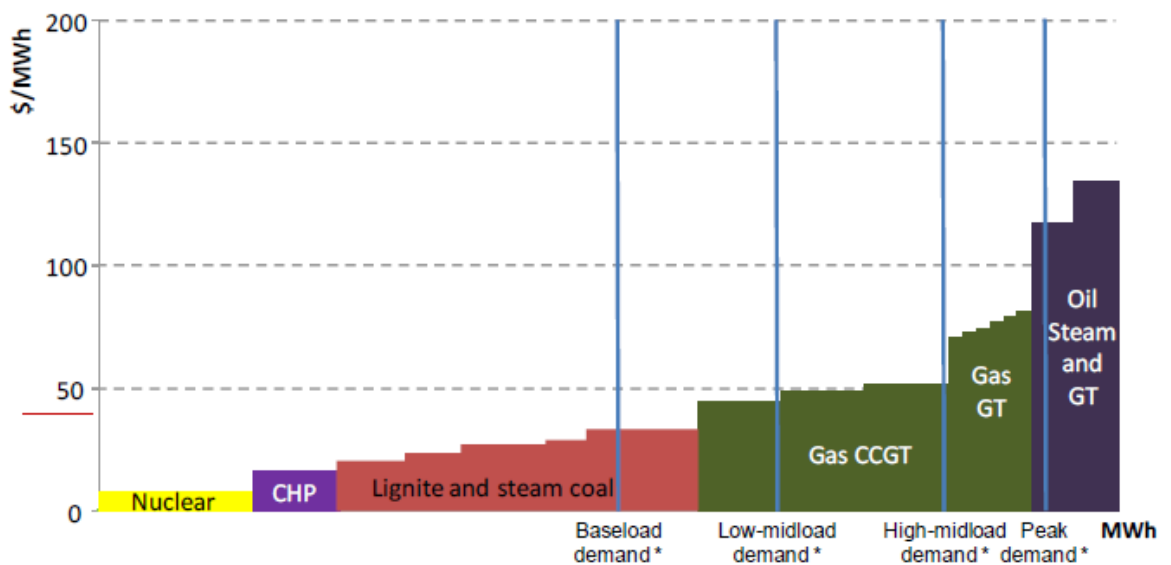
Blå er den aggregerte lastkurven satt sammen av de andre lastkurvene med forskjellig lastprofil.

En viktig karakteristikk for lastkurver er at de varierer fra dag til dag, over sesonger, år og fra sted til sted. Hvordan den aggregerte lastkurven i et kraftsystem eller for en enkeltsektor korrelerer med

produksjonen fra variable fornybare energikilder er derfor viktig for hvor godt disse treffer etterspørselen i markedet eller fra sektoren. Som et eksempel på dette skriver Agora Energiewende (2015) at «Countries with a hot climate and a high share of electricity demand for cooling (e.g. air conditioning of buildings) are a prime example of how electricity peak demand and production by solar PV can be correlated» ([63], s. 54).

5.1.4 Merit-order

Merit-order er et begrep som brukes for å forklare hvilke kraftverk som tas i bruk avhengig av hvilken pris/etterspørsel det er i markedet. Hirth (2013) forklarer bakgrunnen for merit-orderen slik: “The fundamental reason for the merit-order effect is that the short-term supply function is upward sloping because a) there exists a set of generation technologies that differ in their variable-to-fix costs ratio and b) electricity storage is costly» ([64], s.4). a) forklares nærmere her, og gyldigheten til b) behandles grundigere i underkapittel 5.4.2. Se Figur 5-5 for en illustrasjon av en merit-order.



* Demand here means demand net of generation by “must run” plants such as desalination and some CHP plants, and net of generation by renewables.

Figur 5-5 Et eksempel på en merit-order. Brukt som illustrasjon i IEAs dokumentasjon av deres World Energy Model ([20], s. 24).

Som vist i Figur 5-5 er de forskjellige typene kraftverk sortert fra venstre til høyre etter hva den kortsiktige marginalkostnaden er. Av teknologiene i bildet har atomkraft den laveste marginalkostnaden og ligger derfor helt til venstre, og vil i prinsippet «alltid» kjøre. Slik er det ikke nødvendigvis i virkeligheten, der både atomkraftverk, men også forskjellige typer kullkraftverk har kapasitetsfaktorer langt under 90 %. Et eksempel på dette er dampdrevne kullkraftverk i USA, som på grunn av lav gasspris hadde en gjennomsnittlig kapasitetsfaktor på 54.6 % i 2015 [65]. Hvilke kraftverk som opererer avhenger av prisen gitt av y-aksen. For å fortsette å bruke Figur 5-5 som illustrasjon vil en pris på 100 \$/MWh gi at alle kraftverk til venstre for damp- og gassturbin oljekraftverk kjører, men synker prisen til 50 \$/MWh vil bare kraftverkene til venstre for kombinertsyklusgasturbiner kjøre.

I Figur 5-5 har kraftverk som av forskjellige grunner må kjøre og fornybare kraftverk blitt utelatt, men disse kan også inkluderes i en merit-order. Da som regel helt til venstre.

5.1.5 Distribuert kraftproduksjon

Selv om dagens kraftnett, som nevnt i underkapittel 5.1.1, startet som flere distribuerte kraftnett, er brorparten av dagens nett, som diskutert i delkapittel 5.2, sterkt regulerte kraftnett med sentraliserte markedsoperatører eller de er på andre måter styrte av en sentralisert enhet.

Samtidig gjør det at variable fornybare kraftverk ofte ligger langt borte fra det eksisterende kraftnettet, som diskuteres nøyere i delkapittel 5.3, og det at det jobbes med å utvikle flere forskjellige lagringsmetoder, som diskuteres i underkapittel 5.4.2, at distribuert kraftproduksjon igjen kan bli aktuelt. Med distribuert kraftproduksjon menes det her kraftproduksjon i mindre nett som er uavhengige av forskjellige transmisjonsnett.

5.2 MARKEDSREGULERINGER OG MEKANISMER

Hvordan kraftsystemet virker handler ikke bare om hvilken fysisk infrastruktur som er tilgjengelig, men det handler i stor grad om hvilke lover, krav og reguleringer som gjelder. I dette delkapittelet ser jeg på hvordan kraftsystemene gradvis har gått mot en mer markedsrettet organisering, litt på forskjellige måter å få til en markedsretting på, og på hvilke støtteordninger og subsidier som brukes for å fremme ny fornybar energi, men også de mer tradisjonelle energiformene.

5.2.1 Monopol eller marked?

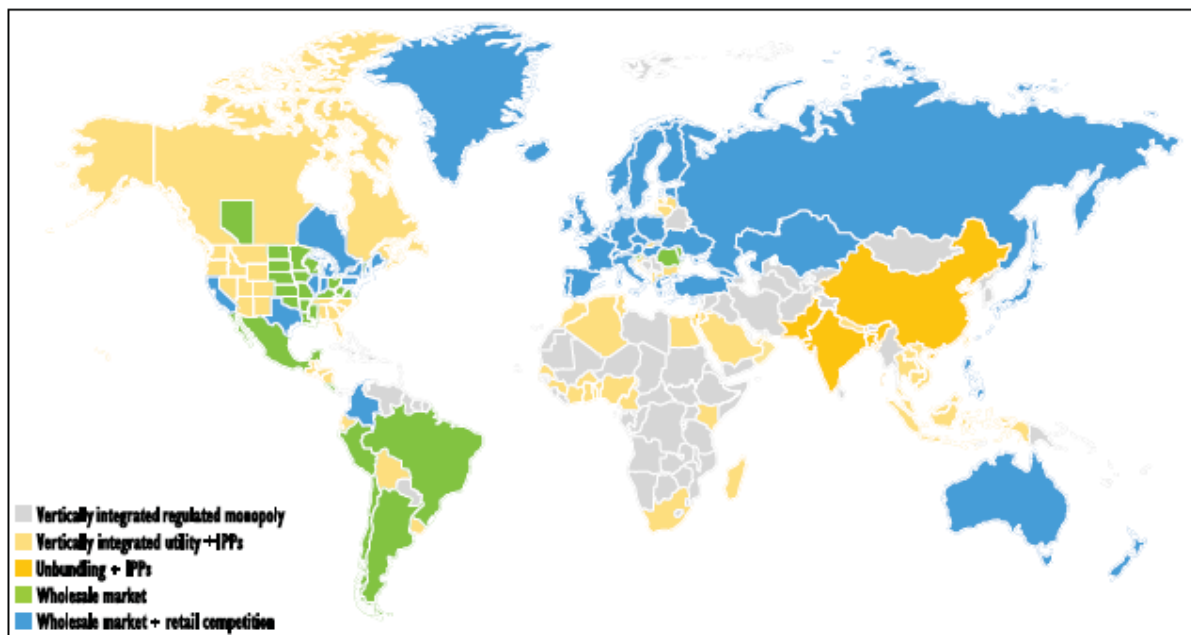
Som alt annet i samfunnet er innretningen av kraftsystemet helt avhengig av hvordan det overordnede lovverket er i landet, i regionen og internasjonalt. Flere land har gjennomgått store endringer i reguleringene for kraftsystemet de siste 30 årene, og det har fått konsekvenser for hvordan dagens kraftsystem ser ut.

Chile var det første landet som introduserte konkurranseutsatte elektrisitetsmarkeder i 1980, etterfulgt av Storbritannia i 1990 ([58], s. 21). Etter det har konkurranse blitt normen, og IEA har estimert at bare 6 % av all konsumert elektrisitet i 2012 skjedde i system med fullt monopol. Dette var hovedsakelig i Afrika og i andre land med lavt elektrisitetsforbruk ([58], s. 22).

I REPOWERINGMARKETS kategoriserer IEA graden av konkurranse gjennom fem nivåer ([58], s. 22-24):

- Vertikalt integrert og regulert monopol. Her har et selskap kontroll over hele kraftsystemet. Disse tar som regel form som kraft- og nettselskap eid av myndighetene.
- Vertikalt integrerte nettselskap + uavhengige kraftprodusenter «independent power producers ,IPPS». Her har man et nettselskap som kontrollerer hele den vertikale nettkjeden (distribusjon og transmisjon) supplert av uavhengige kraftprodusenter som selger elektrisitet til dette selskapet til forhåndsavtalte priser.
- «Unbundeling» + uavhengige kraftprodusenter. Unbundeling innebærer at de vertikalt integrerte nettselskapene deles opp i forskjellige selskap.
- Engrosmarked, eller “wholesale markets”, der en uavhengig aktør kobler fra kraftverk basert på tilbud og de tekniske begrensningene til kraftsystemet.
- Engrosmarked + leverandørkonkurranse, eller «retail competition» er «den ultimate graden av markedsliberalisering» ifølge IEA ([58], s.24). Det innebærer konkurranse også mellom strømleverandørene.

En oversikt over hvilke land som regnes for å være i hvilken kategori finnes i Figur 5-6.



Sources: IEA and Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership (REEEP) Policy Database 2012-2013.

Figur 5-6 Oversikt over hvor liberaliserte kraftmarkeder er i forskjellige land ([58], s. 23).

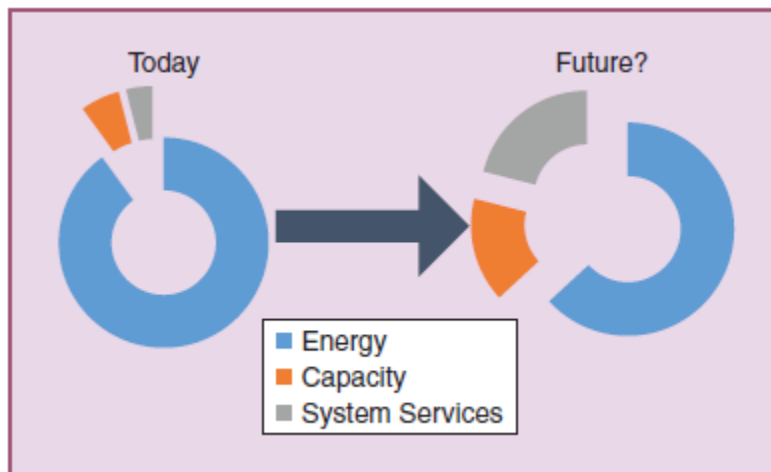
5.2.2 Markedsreguleringer

Det at et marked til en viss grad er liberalisert, sier nødvendigvis ikke så mye om hvordan reguleringene i dette markedet er. Derfor går jeg litt nærmere inn på noen forskjellige måter kraftmarkeder kan reguleres. Jeg ser spesielt på hvilke faktorer som er viktig i forbindelse med variabel fornybar kraftproduksjon.

Dagens marked

Som vist i Figur 5-6 er størstedelen av verdens kraftmarked enten engrosmarkeder av en eller annen type eller «unbundled» med uavhengige kraftprodusenter. Disse markedene er i stor grad nasjonale eller regionale og har begrenset med overføringskapasitet seg imellom. Et eksempel som trekkes frem i REPOWERMARKETS er Nord-Amerika, som er delt inn i fem frekvensområder med liten utveksling seg imellom ([58], s. 179).

I disse kraftmarkedene er den vanligste måten å ta inn inntekter på å ta betalt for mengde energi levert. Noe som Ahlstrom et al (2015) skriver om i artikkelen *The Evolution of the Market*, men de skriver også at «[...] other system services are also needed for operational reliability, and in some areas compensation is made for long-term capacity—payments for being available for coming months or years to meet long-term reliability targets, even when those resources might provide little or no energy» ([66], s. 62). Dette viser de i Figur 5-7. I figuren illustrerer de også hvordan de tror et fremtidig kraftmarked vil kunne skifte fra å ta betalt for levering av energi, til å ta betalt for energitjenester som systemtjenester og kapasitet.



Figur 5-7 Konseptforklaring av dagens fordeling av inntekter i kraftmarkedet, og hvordan fremtidens fordeling av inntekter kan se ut ([66], s. 63).

En viktig forskjell mellom forskjellige kraftmarked er hvilke produkter som kjøpes og selges i markedet, eller med andre ord hvor stor temporal og spatial oppløsning det er i markedet. I REPOWERMARKETS forklarer de dette som at oppløsningen «[...] refers to the geographical resolution (nodal pricing vs. large bidding zones), as well as the temporal resolution (five-minute real-time prices are the highest resolution found in existing markets)» ([58], s. 81).

Hvilke løsninger som har blitt valgt har ifølge REPOWERMARKETS en sammenheng med hvilke utfordring kraftmarkedet var ment å løse. Som eksempel bruker de at utfordringen i USA var å få koblet sammen mindre balanseområder med dårlig sammenkobling, mens utfordringen i Europa først og fremst har vært å gjøre det mulig med krafthandel på tvers av landegrensene (REPOWERMARKETS, s 81). Dette resulterte i at Europa valgte kraftmarkeder med lav oppløsning, og lot de systemansvarlige nettselskapene være ansvarlig for de underliggende fysiske egenskapene, imens flere av kraftmarkedene i USA valgte høy oppløsning for å få bedre prising av effektene i det fysiske kraftsystemet ([58], s. 82-83). Detaljer over hvilke forskjeller i tekniske spesifikasjoner slike kraftmarkeder kan ha er vist i Figur 5-8.

	High resolution	Low resolution	Intermediate (high temporal resolution with low geographic resolution)
Example of market	PJM	Germany	Australian National Electricity Market
Power market platform	System operator	Power exchange	Power exchange
Bidding information	Unit/plant, complex bids	Portfolio, aggregated bid	Unit/plant
Geographic resolution	Nodal	Single national price	Zonal
Primary market	Real-time	Day-ahead	Real-time
Real-time balancing prices	Single marginal price	Asymmetric prices	Single marginal price
Dispatch interval	5 minutes	15 minutes or longer	5 minutes
Operating reserves	Co-optimised with energy	Separate markets	Separate markets

Figur 5-8 Tekniske spesifikasjoner for noen forskjellige kraftmarkeder ([58], s. 82).

Kapasitetsmarked

Et kapasitetsmarked er et marked for å sikre at det alltid skal være tilgjengelig kapasitet til å tilfredsstille etterspørselen og slik sikre forsynings sikkerheten. Det er to hovedmåter å løse dette på: Gjennom spissede mekanismer og markedsvidde mekanismer. Spissede markeds mekanismer brukes for å sikre nok kraftproduksjon når etterspørselen er stor, og kalles også strategiske reserver eller

kapasitetsreserver ([58], s.125). Markedsvide mekanismer er reguleringer som gjelder for alle som deltar i kraftmarkedet, og som sikrer en eller annen form for kapasitet. Det kan både inkludere ledig kapasitet i kraftverk eller lastrespons og laststyring ([58], s. 125).

Et eksempel på hvordan man kan forbedre dagens begrensede kapasitetsmarkeder er gitt i artikkelen *The Evolution of the Market*, der de skriver om «flexiramp», definert som kapasitet som stiles til disposisjon for et gitt tidsintervall for å møte høyere eller lavere etterspørsel i det tidsintervallet til lavest mulig kostnad, og skiller seg fra en del andre kapasitetsprodukter som er reservert for å bare kjøre hvis andre kraftverk kobles ut ([66], s. 62).

REPOWERMARKETS konkluderer med at «In liberalised markets, capacity mechanisms can play an important role in ensuring sufficient resource adequacy» Men at «Capacity markets should not, however, be seen as a tool for resolving problems in wholesale electricity markets».

Andre utfordringer og mulige reguleringsregimer

En utfordring for variable fornybare energikilder kan være at myndighetene setter inn direkte hindre for videre utbygging. Et eksempel på dette som trekkes frem i rapporten *The Transition from Uni- to Bi-Directional Distribution Grids*, er at systemoperatører kan sette inn øvre kapasitetsbegrensninger for variable kraftverk [67].

I USA er «Net-metering», det at man kan «velge» når man vil ta i bruk den hjemmeproduserte elektrisiteten blitt en viktig grunn til at solcellestrøm er på fremmarsj [68].

Det er også mulig å se for seg helt andre måter å organisere kraftnettet på. En endring fra et enveis-til et toveisnettverk diskuteres i *The Transition from Uni- to Bi-Directional Distribution Grids*, men det diskuteres også mer fundamentale endringer. Et eksempel på dette er Lv og Ai (2016) som i artikkelen *Interactive energy management of networked microgrids-based active distribution system considering large-scale integration of renewable energy resources* ser på hvordan man kan få en dynamisk energistyring ved hjelp av mikronett som kobles sammen med flere andre mikronett [69].

5.2.3 Støtteordninger

Siden kraftsystemet som vist i underkapittel 5.2.2 er sterkt koblet opp til reguleringer og et ønske om forsyningssikkerhet, har det vært vanlig med forskjellige former for støtteordninger. Dette gjelder både for tradisjonell ikke-variabel kraftproduksjon, men også for å fremme utbygging av ny variabel fornybar energiproduksjon. Som historisk har hatt høye kostnader og problemer med å konkurrere med de modne teknologiene. I dette underkapittelet ser jeg først og fremst på støtteordninger som er aktuelt for solcellestrøm, men jeg ser også på subsidier gitt til den fossile kraftbransjen.

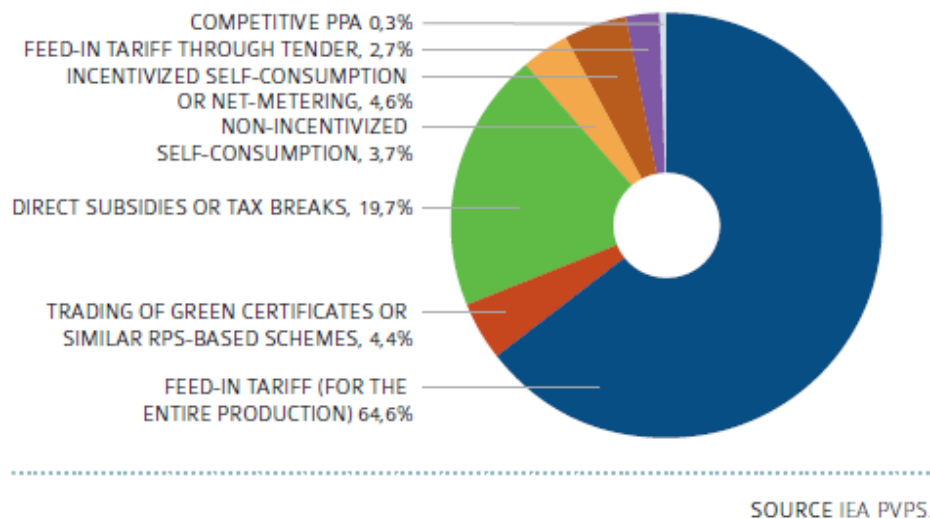
I følge rapporten *Trends in photovoltaic applications 2015* er hele 63 % av markedet for solcellestrøm dominert av «feed-in tariffs» i forskjellige former ([31], s. 32). Det er en støtteordning som sikrer en gitt (minste)pris som garanteres over en gitt tidsperiode. Se Figur 5-9 for en oversikt over hvilken andel forskjellige «feed-in» tariffene over mot «call for tenders», støtteordninger og markedsdrivere for solkraft hadde i 2014. Samtidig sier rapporten at man ser et skifte bort fra de tradisjonelle «feed-in» tariffene over mot «call for tenders», eller anbud på norsk. Land som Tyskland har gått over til denne ordningen, og i 2014 stod denne støtteordningen for 5,6 % av verdensmarkedet ([31], s. 32). Dette er en alternativ måte å bruke «feed-in» tariffen, der forskjellige aktører kommer med anbud for å levere elektrisitet i en gitt tidsperiode for lavest mulig pris.

I tillegg til «feed-in» tariffen finnes det flere andre virkemidler, fra forskjellige måter å regne strømforbruket bak distribusjonsnettet «net-metering» til direkte subsidier. Et eksempel på en ordning som er viktig i USA er skattefradrag. Hitaj (2013) finner i en artikkel som undersøker hvilke faktorer som påvirker utbygging av vindkraft i USA at «*The results indicate that the federal*

production tax credit, state-level sales tax credit and production incentives play an important role in promoting wind power» [70].

En annen form for støtte er å finansiere FoU for de forskjellige teknologiene. Enten det er gjennom høyere utdanning, forskningssektoren eller i samarbeid med det private næringslivet.

Rapporten *Trends in photovoltaic applications 2015* har en grundig gjennomgang av hvilke forskjellige støtteordninger som gjelder i forskjellige land og regioner, og kan anbefales for videre lesning.



Figur 5-9 Historiske støtteordninger og markedsdrivere for solkraft ([31], s. 33).

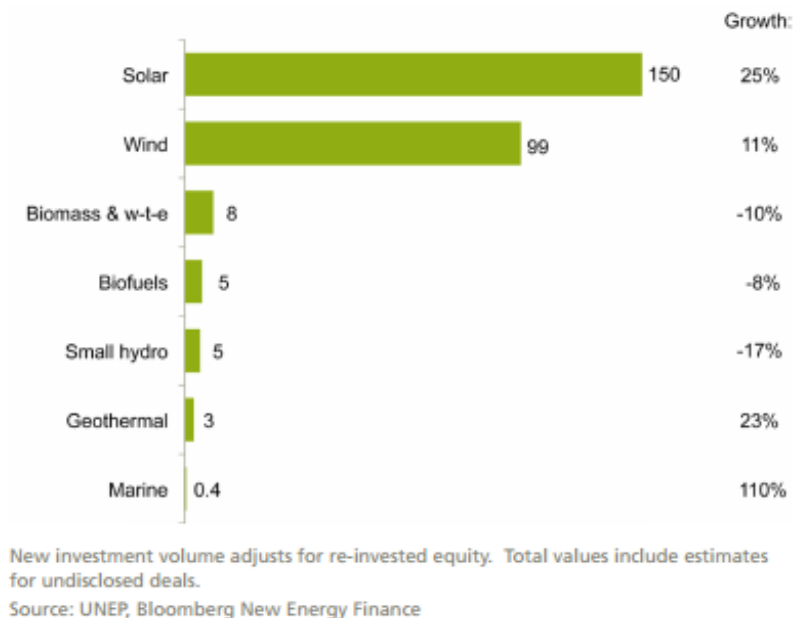
Når forskjellige støtteformer for variable fornybare energikilder er nevnt, kan det være verdt å også se på støtteordninger for den tradisjonelle kraftsektoren. Whitley (2013) skriver i rapporten *Time to change the game - Fossil fuel subsidies and climate*, at «*Estimates of the level of subsidies vary. According to the latest figures from the International Energy Agency (IEA), subsidies to fossil fuel producers totalled \$523 billion in 2011 (IEA, 2012a). These represent one element in an overall envelope of government finance totalling \$1 trillion to exploit the world's natural resources (Dobbs et al., 2011)*» ([71], s. 7). Konkrete eksempler på dette kan være den nylig inngåtte avtalen i Ohio, der systemoperatøren har gått inn og garantert en inntekt til sine for øyeblikket ulønnsomme kullkraftverk [72] eller fra Storbritannia der regjeringen garanterer en minsteinntekt til det planlagte atomkraftverket Hinkley point C [73].

5.3 VARIABLE FORNYBARE ENERGIKILDER

Variable fornybare energikilder karakteriseres av at kraftproduksjonen er avhengig av værforhold i øyeblikket og av at de er avhengige av lokasjon. Vindkraftverk påvirkes av hvilke vindforhold som er tilstede, og solkraftverk er avhengige av solforholdene. Hva som er gode lokasjoner for vindkraft varierer både med det globale værsystemet, men også av lokale forhold. Det samme gjelder solkraft som varierer med den gjennomsnittlige innstrålingen for hver lengdegrad, men som også er avhengig av nærliggende trær, fjell og skydekke. Det at produksjonen er variabel, betyr ikke at den er tilfeldig og at produksjonen vil fordele seg jevnt over. Tvert imot, produksjonen vil som oftest konsentreres til visse tider av døgnet, men også som sesongvariasjoner over lengre tidsrom. I hvor stor grad produksjonen konsentreres er avhengig av hvor store geografiske områder man ser på, og for hvor mange forskjellige teknologier man tar i bruk. Solkraft produserer på dagen når solen skinner, men kan suppleres av vindkraft dersom det blåser om natten. Hvis det hverken er sol eller vind i et område, kan det være at det blåser i et annet geografisk område. En annen karakteristikk er at

variable fornybare energikilder har en marginalkostnad som nærmer seg null. Alt dette får konsekvenser for kraftsystemet.

Som vist i Figur 5-10, står sol- og vindkraft for brøkdelen av investeringer i variable fornybare energikilder og de er derfor hovedfokuset her.



Figur 5-10 Andelen investeringer og vekst i fornybare energikilder etter type i 2013 ([74], s. 11).

5.3.1 Nett- og balansekostnader

Variable fornybare energikilder er, som nevnt i underkapittelintroduksjonen, avhengig av lokasjon. Samtidig er mye av kraftnettet, som diskutert i underkapittel 5.1.2 - 1. *Kraftprodusenter og kraftleverandører*, dimensjonert for få, store kraftverk som ofte ligger nært sluttbrukerne. Dette fører til at utbygging av nye variable energikilder som ligger lengre borte fra sluttbrukerne kan gi økte nettkostnader. I tillegg kan variabiliteten føre til at den faktisk produserte kraften ikke tilsvarer den predikerte kraftproduksjonen, som kan skape et behov for balansekraft, den kraften som trengs for å balansere tilbud og etterspørsel når produksjonen er lavere enn forventet produksjon. Det betyr at variable fornybare energikilder kan føre til balansekostnader for kraftsystemet.

Nettkostnad

Brouwer et al (2016), ser på nettkostnad som kostnader « [...] related to the variation in market value of electricity depending on where it is generated in the grid» ([75], s. 6). I Agora Energiewende (2015) bruker de en lignende definisjon, men trekker frem noen utfordringer: 1) Å definere grensene for nettkostnad, produksjonskostnad og balansekostnad. 2) Å skille ut nettkostnader som følge av utbygging av variable fornybare energikilder fra nettkostnader fra generell utbygging og vedlikehold. 3) Å generalisere gjennomsnittlige kostnader fra spesifikke nett og prosjekt. 4) Ny teknologi og bedre planlegging kan være utelukket fra analysen ([63], s. 31).

Nettkostnader som følge av økt andel variable fornybare energikilder trenger ikke bare å ha en sammenheng med behovet for mer nettutbygging, men det kan også handle om å sørge for god nok forsyningssikkerhet. Det at disse kraftprodusentene har en variabel karakteristikk gjør at det kan være nødvendig med "overkapasitet" på kraftnettet i tilfelle all variabel kraftproduksjon skulle stoppe samtidig. IEA har fokusert på dette i REPOWERMARKET og skriver at: «To maintain high security of supply with a high share of VRE («variable renewable energy», min presisering),

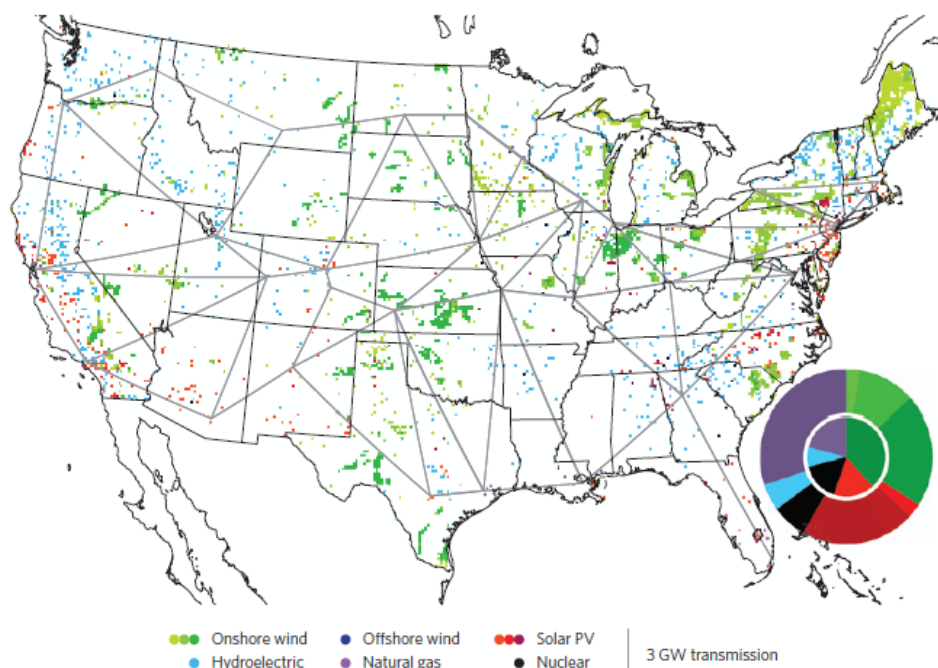
interconnectors are frequently the most cost-efficient solution, depending on population density and landscape, reducing the amount of new conventional generation needed to balance the system» ([58], s.193).

Brouwer et al (2016) har ved hjelp av «PLEXOS hourly power system simulation tool» sett på fem forskjellige muligheter for å redusere integrasjonskostnader, deriblant nett- og balansekostnader, for variable fornybare energikilder i forskjellige scenarier for Vest-Europa i 2050, der andelen variable fornybare energikilder varierer fra 22, 41 og 51 % av årlig kraftproduksjon. De finner at flere nettforbindelser øker kapasitetsfaktoren til grunnlastgeneratorene og senker systemkostnaden med 0-1 %, og at for scenarioene med høyest fornybarandel vil den kostnadseffektive nettforbindelseskapasiteten være 3-4 ganger så stor som dagens kapasitet [75]. I

REPOWERMARKETS, på side 193 forklarer IEA viktigheten av å se virkningen av nettforbindelser i et regionalt perspektiv, de skriver at: «*Cross-border projects involve multiple parties who, in many cases, take the perspective of their region or country rather than looking at overall efficiency and social welfare. This often leads to undervaluation of cross-border transmission projects and their positive impact on regional transmission systems»* ([58], s. 193).

Andre artikler finner at økt nettutbygging sammen med nye variable energikilder gi den mest kostnadseffektive løsningen. I en artikkel i Nature som ser på det amerikanske kraftsystemet finner E. MacDonald et al (2016) at det er mulig å redusere utslippene fra den amerikanske kraftsektoren med opptil 80 % ved hjelp av sol, vind og nettutbygging uten å øke systemets LCOE. Dette er mulig ved å gå over til et nasjonalt kraftnettssystem som kan utnytte de geografiske og tidsmessige forskjellene i det store værsystemet [76]. Se Figur 5-11.

MacDonald et al (2016) er ikke de eneste som har vært inne på tanken om ambisiøse nettutbygginger. Liu Zhenya, styreleder for verdens største elektrisitetselskap State Grid Corporation of China, har foreslått å bygge ut et globalt elektrisitetsnettverk som er estimert til å koste 50 trillioner dollar for å løse det han nevner som planetens tre største utfordringer: «*Energy scarcity, environmental pollution and climate change»* [77, 78].



Figur 5-11 Foreslått «super-nett» og kraftsystem for USA i artikkelen *Future cost-competitive electricity systems and their impact on US CO₂ emissions* ([76], s. 4).

Balansekostnad

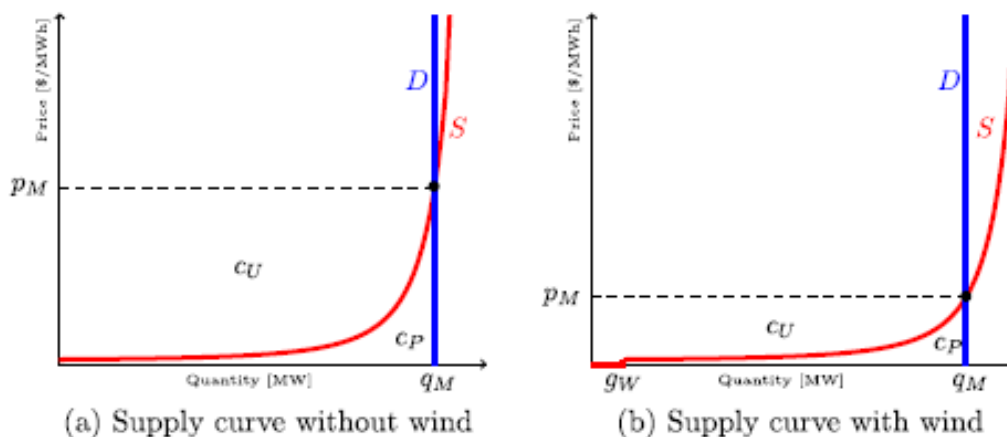
Agora Energiewende (2015) definerer balansekostnad som «[...] the costs incurred in balancing deviations of actual generation from the forecasted generation», men skriver at selv om definisjonen er ukontroversiell er det store variasjoner på hvordan studier inkluderer balanserereserver (kapasitet forbeholdt å utjevne kortsiktige ubalanser), om ubalanse-kostnadene som betales i dag samsvarer med de faktiske kostnadene, og hvordan man definerer kortsiktig balanse. Videre går rapporten inn på hvordan balansekraftmarkeder ofte har to komponenter: Reservasjon av balanserereserver og aktivering av reservene. Reservasjon av balanserereserver kan løses gjennom kapasitetsmarkeder. Aktivering av reservene kan løses gjennom en «ubalanse avgift» som fordeles på de som er ansvarlige for ubalansen [63].

Rapporten viser også til Tyskland, som til tross for økt andel variable fornybare energikilder, har fått redusert bruken og kostnaden av reservekapasitet, men tilskriver denne reduksjonen til andre effekter.

En viktig måte å begrense balansekostnader på er ved å få bedre prediksjoner for hvordan kraftproduksjonen vil være neste dag, enten det gjelder mengde solinnstråling eller hvilke vindforhold det vil bli. Når kraftproduksjonen overstiger etterspørselen er også curtailment, det at kraftproduksjon holdes igjen, aktuelt. I tillegg kan det utvikles bedre markeder for balansekraft, og øke nettforbindelsene slik at prediksjonsfeil for et område balanseres av prediksjonsfeil i et annet område.

5.3.2 Merit-order effekten

Hvordan merit-orderen virker er beskrevet i underkapittel 5.1.4. Det jeg ser på her er hvilken effekt ny variabel fornybar kraftproduksjon får på denne ordenen. Som nevnt i introduksjonen til delkapittelet er en av karakteristikene til variable fornybare energikilder at marginalkostnaden er neglisjerbar. Det betyr at når andelen variabel fornybar kraftproduksjon øker i et kraftsystem, vil den fornybare kraften presse ut kraftproduksjon fra kraftverk med høyere marginalkostnad og senke prisene i kraftmarkedet. Se Figur 5-12.



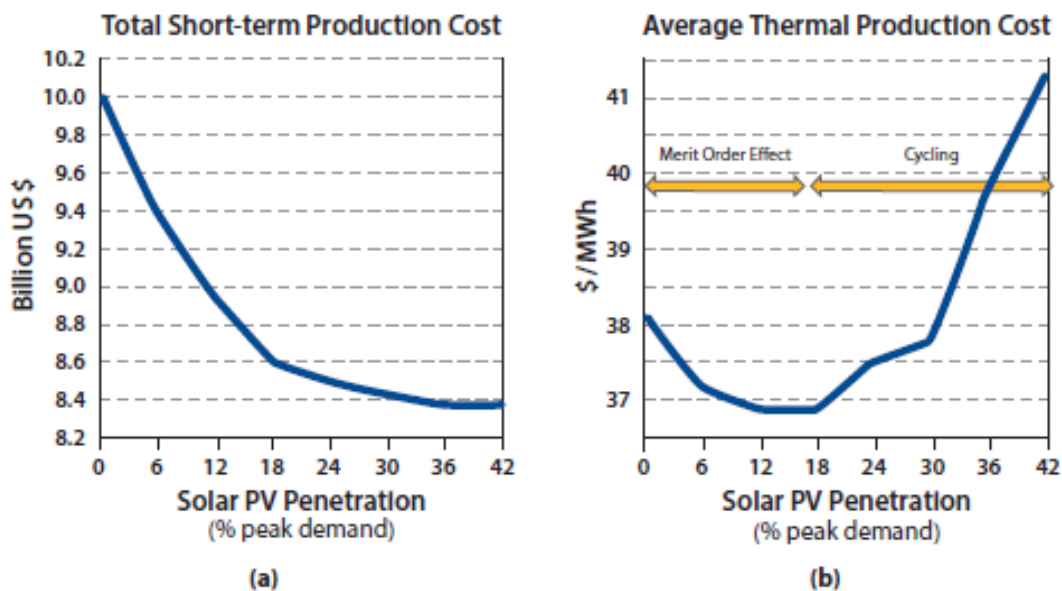
Figur 5-12 Effekten på pris av økt variabel fornybar kraft inn i markedet. Her illustrert med vindkraft ([79], s. 5).

Gouzer et al (2014) har i en artikkel sett på hvordan solenergi i utvalgte europeiske land har spart sluttbrukerne for kostnader, som følge av merit-order effekten. Der fant de at størrelsen på effekten avhenger mer av samvariasjonen mellom produksjonsprofilen til solcellestrøm og etterspørselsprofilen, enn av andelen solcellestrøm i kraftsystemet. De estimerer også at de «sosiale godene» fra solstrøm er på nesten 100 €/MWh per MW, og at elektrisitetsprisene ville vært 3 % høyere uten solcellestrømproduksjon [80].

En annen artikkel som også ser på hvordan en økning i variable fornybare energikilder gir en merit-order effekt er artikkelen *The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany*. Der Sensfuß et al. (2008) via en modellbasert analyse finner at denne effekten i 2006 var på 7.8 €/MWh for snittprisen i markedet (95 €/MWh per MW variabel fornybar kapasitet), og med en sterk vekst fra 2001 til 2006 ([81], s. 8).

Denne effekten påvirker ikke bare andre kraftprodusenter, men også produsenter av sol- og vindkraft. I sin konklusjon i artikkelen *The Market Value of Variable Renewables* skriver Hirth (2013) at «*If significant VRE capacity is installed, the merit-order effect depresses the electricity price whenever these generators produce electricity. This implies that the per MWh value of VRE decreases as more capacity is installed*» ([64], s. 32).

Hvordan solcellestrøm spesifikt påvirker termiske regulerbare kraftverk via merit-order effekten er undersøkt i *MIT Future of Solar Energy Study*, se Figur 5-13. Den viser hvordan merit-order effekten først driver ned produksjonskostnaden fra termiske kraftverk (frem til solcellestrøm har en markedsandel på ca. 18 % av spisslastetterspørsel) for så å øke med høyere andel solcellestrøm som følge av opp- og nedkjøringskostnader.



Figur 5-13 Endringer i kortsiktig produksjonskostnad for termiske kraftverk som følge av økt andel solcellestrøm i markedet ([82], s. 186).

Hva dette betyr for det generelle kraftsystemet diskuterer jeg nærmere i underkapittel 9.3.2.

5.3.3 Kannibaliseringseffekter

Siden produksjon fra variable fornybare kraftverk, som diskutert i introduksjonen til dette delkapittelet, i stor grad samvarierer over korte avstander vil dette påvirke tilbudet av kraft og prisen lokalt. Når værforholdene er gode og de variable fornybare kraftverkene har høy produksjon blir tilbudet større og prisene lavere (som følge av merit-order effekten). En effekt som øker dess større den samlede produksjonskapasiteten til de variable fornybare kraftverkene er i en geografisk region. Vi får en kannibaliseringseffekt.

Lion Hirth har i artikkelen *The Market Value of Variable Renewables* tatt en grundig gjennomgang av hvordan denne effekten spiller inn, og finner at:

«*[...] the value of wind power to fall from 110 percent of the average power price to 50-80 percent as wind penetration increases from zero to 30 percent of total electricity consumption. For solar power, similarly low values levels are reached already at 15 percent penetration*» ([64], s. 2)

Hirth (2013) finner også at denne effekten reduseres dersom man tar i bruk både sol og vind, men at det fortsatt er en betydelig kanibaliseringseffekt. I konklusjonen skriver Hirth (2013) at variable fornybare energikilder må ha midt- og spisslastsgeneratorer som komplementær teknologi, og foreslår gass- og biomassekraftverk som en god løsning. *MIT Future of Solar Energy Study* kommer til lignende konklusjoner og finner at: «*Even if solar PV generation becomes cost competitive at low levels of penetration, revenues per kW of installed capacity will decline as solar penetration increases until a breakeven point is reached, beyond which further investment in solar PV would be unprofitable*» ([82], s. 189-190).

5.3.4 Utnyttelseeffekter

Utnyttelseeffekter, eller «utilization effects», er den effekten som kommer av at ny kapasitet for variable fornybare energikilder kobles til kraftsystemet og reduserer kapasitetsfaktoren til de allerede eksisterende kraftverkene. Hvordan denne effekten skal håndteres er omdiskutert, noe jeg kommer tilbake til senere og diskuterer i underkapittel 9.3.2. Effekten er lite diskutert i litteraturen, men er grundig behandlet i rapporten *Agora Energiewende (2015): The Integration Cost of Wind and Solar Power. An Overview of the Debate on the Effects of Adding Wind and Solar Photovoltaic into Power Systems*. Dette underkapittelet kan derfor sees på som en oppsummering som baserer seg på diskusjonen rundt dette temaet i rapporten. Med mindre det er eksplisitt nevnt er altså informasjonen i dette underkapittelet hentet fra *Agora Energiewende (2015)*.

En annen artikkel som også diskuterer utnyttelseeffekten er *The Market Value of Variable Renewables* av Lion Hirth, som også har vært med på å rådgive Agora Energiewende i utarbeidelsen av deres rapport. I Hirths artikkel forklares bakgrunnen for utnyttelseeffekter ved at ny variabel fornybar kraftproduksjon «[...] reduces the average utilization of thermal plants, which increases specific capital costs. Nicolosi (2012) termed this the “utilization effect”. In a long-term framework this effects exists, but is weaker than in the mid-term, because the system is not locked in with too high amounts of base load technologies. Thus, the long-term market value of VRE is usually higher than its mid-term value [...]» ([64], s. 22).

Hvor stor utnyttelseeffekten er, er veldig avhengig av hvordan systemet som den nye fornybare kapasiteten legges til i er utformet. Som det vil bli vist senere vil system med mye grunnlastkapasitet bli mer påvirket enn system med mye midt- og spisslastkapasitet, og effekten øker dess høyere andelen variable fornybare kraftverk er av den totale produksjonskapasiteten.

I Hirth (2013) er det undersøkt effekten av å øke andelen vindkraft i det nordvest europeiske kraftsystemet til 30 % ved hjelp av EMMA, en numerisk «dispatch» og investeringsmodell. Resultatet ble at den gjennomsnittlige kapasitetsfaktoren til de regulerbare kraftverkene gikk fra 54 % til 39 % ([64], s. 23).

Man kan gjerne spørre seg om ikke en økning av andre typer kraftverk også vil gi en utnyttelseeffekt? Det kan det til en viss grad, og *Agora Energiewende (2015)* diskuterer økt grunnlast, men rapporten argumenterer for at en økning av fornybare variable kraftverk avviker fra tradisjonelle kraftverk på to måter:

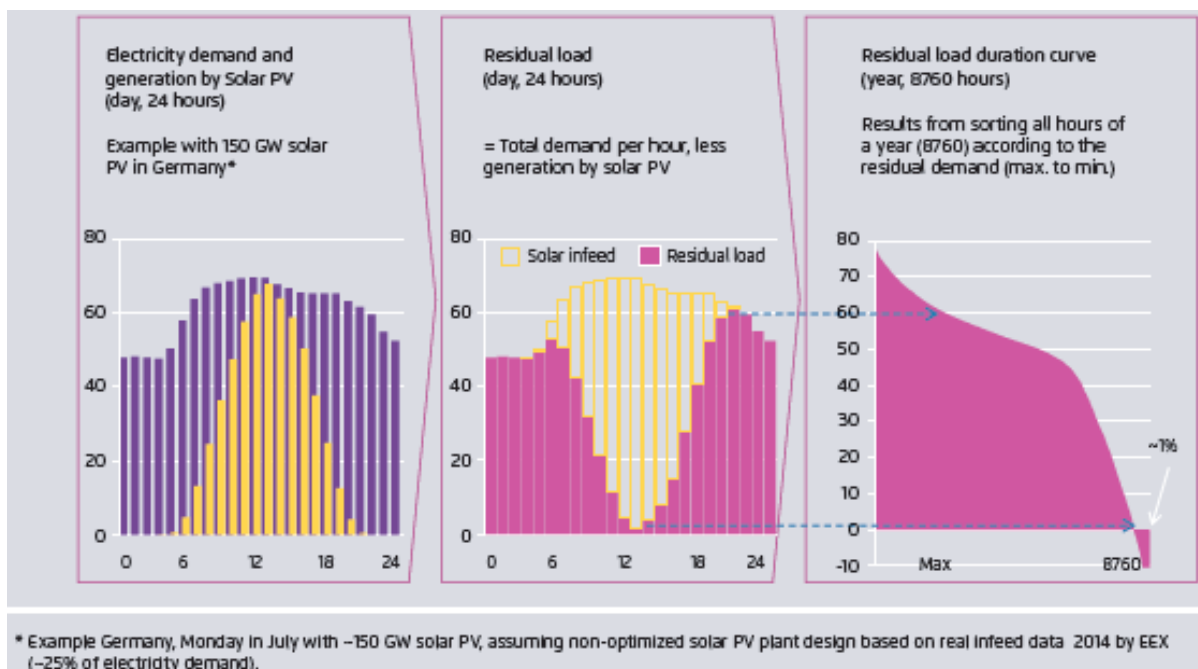
- Andre kraftverk må fungere som «back-up», det vil si en lavere utnyttelse av kapasiteten til de eksisterende kraftverkene
- Den gjenstående etterspørselen får en annen profil (skifter fra grunnlast til midt- og spisslast)

Et eksempel på at også regulerbar kapasitet kan gi en utnyttelseeffekt som er negativ for grunnlasten er utviklingen i USA, der lave priser på gass har ført til at gasskraftverk tar markedsandeler fra kull, og at gasskraftverk for første gang har en høyere kapasitetsfaktor enn kullkraftverk [65].

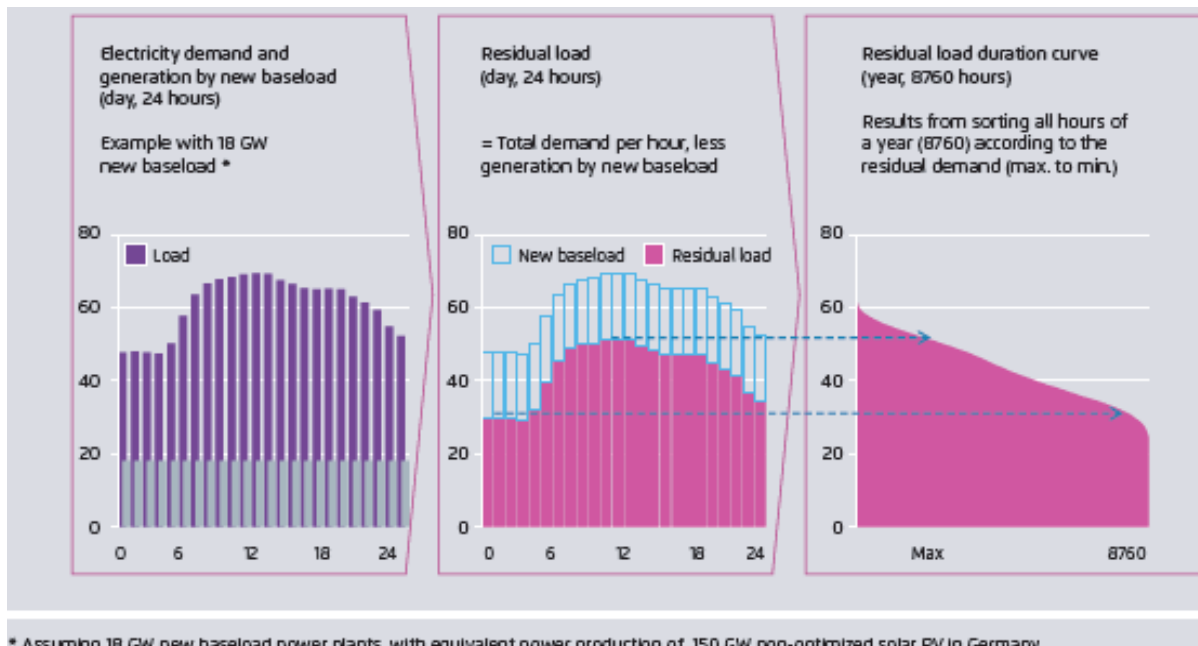
Restbelastningskurver

Restbelastning, eller “residual load” er et nyttig verktøy i diskusjonen om utnyttelseeffekter. I Agora Energiewende (2015) definerer de restbelastningen som «*the load remaining after new power plants are added – these may be new wind and solar power plants or new base load power plants*» ([63], s. 48). Å sette ny fornybar variabel kraftproduksjon opp mot en økning i grunnlast er nettopp det de gjør i rapporten. Hvis man derimot ser på ny midt- og spisslast, eller ny og dyr kullkraftkapasitet blir det en vanskeligere analyse. Dette er fordi disse vil ha en høyere marginalkostnad enn flere av de eksisterende kraftverkene. Dette diskuteres nærmere i underkapittel 9.3.2.

Restbelastningskurven blir da kurven som viser restbelastningen for hver time gjennom året sortert fra høyeste til laveste verdi. Dette er vist helt til høyre i Figur 5-14. Der maksimal etterspørsel er vist til venstre på grafen, og laveste etterspørsel/overproduksjon til høyre. Disse kurvene, som får en forskjellig profil fra kraftsystem til kraftsystem kan brukes til å analysere effekten økt variabel fornybar kraftproduksjon vil få i markedet.



Figur 5-14 Forskyvninger i restbelastningskurven etter tilførsel av variabel fornybar kraftkapasitet, her solcellekraft ([63], 51).



Figur 5-15 Forskyvninger i restbelastningskurven etter tilførsel av grunnlast ([63], s. 52).

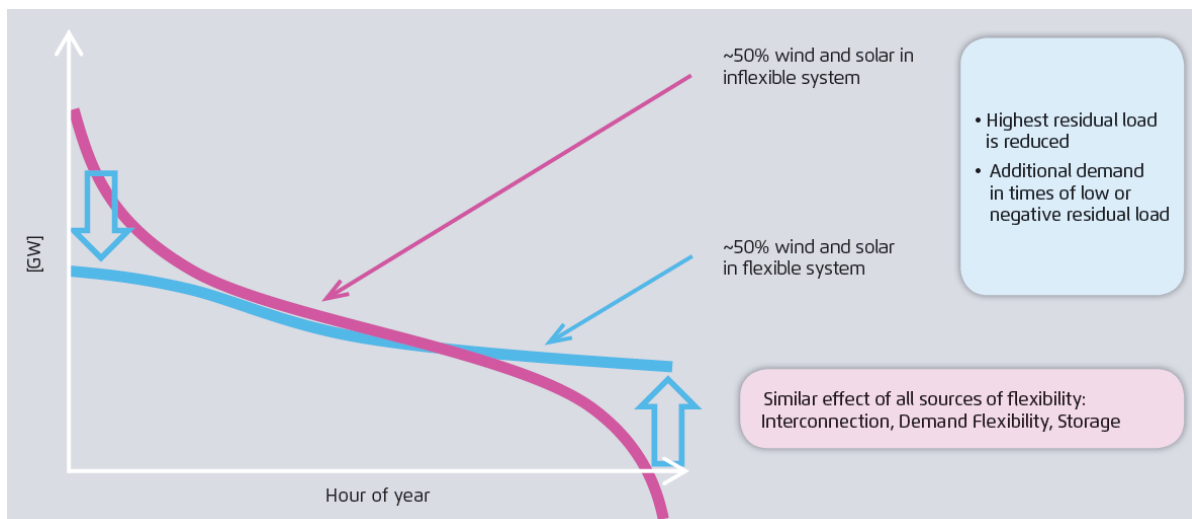
I Agora Energiewende (2015) sammenligner de effekten av å legge til en lik mengde ny fornybar variabel kapasitet med det å legge til en lik mengde grunnlastkapasitet (atomkraft eller brunkull). Felles for begge scenarioene er at det reduserer kapasitet hos de eksisterende (ikke-variable) kraftverkene.

Forskjellene, som man kan se ved å sammenligne Figur 5-14 med Figur 5-15, er at behovet for spisslast er omtrent likt når man legger til variabel fornybar kraftkapasitet men synker ved ny grunnlastkapasitet, og at grunnlastetterspørselen synker mye mer ved inntoget av ny variabel fornybar kapasitet. Dette gir et skifte fra grunnlast til midt- og spisslastetterspørsel fra de eksisterende (altså de ikke-variable) kraftverkene i systemet. Hvor man skal allokere disse «kostnadene» eller «tapene» er spørsmålet som er omdiskutert, og diskuteres i delkapittel 9.3.

Som nevnt tidligere avhenger styrken i utnyttelseeffekten i stor grad av kraftmiksen til det eksisterende systemet og av hvor stor andel av den totale kapasiteten (etter at ny kapasitet er lagt til) som er variabel fornybar kapasitet. Når man øker kapasiteten med 25 %, får rapporten ikke de store forskjellene mellom å øke med variabel- eller grunnlastkapasitet, den finner noe forskjeller ved 50 % økning, men først ved 75 % ny kapasitet finner rapporten en stor forskjell i effekten på kraftsystemet. Ved 75 % økning, øker behovet for midt- og spisslastkraftverk, og det blir flere timer med curtailment.

Denne effekten kan reduseres dersom man sørger for at de nye variable fornybare kraftverkene er en miks av både sol- og vindkraftverk. Først og fremst ved at antall timer med curtailment reduseres fordi produksjonen fra vind fordeles over hele døgnet, og ikke bare på dagtid slik som solcellestrøm. Det viktige her er at vind skiller seg fra sol fordi produksjonen fordeles over hele døgnet og at det å ta i bruk flere teknologier gir større variabilitet.

I kraftsystem med stor fleksibilitet, enten via lagring eller med laststyring og -respons vil man kunne flytte etterspørsel fra tidspunkt med høy pris til tidspunkt med lav pris. Dette vil motvirke effektene fra økt andel variabel fornybar kapasitet, øke kapasitetsfaktoren til de eksisterende kraftverkene, senke den den maksimale etterspørselen og redusere antall timer med curtailment. Dette er illustrert i Figur 5-16.



Figur 5-16 Eksempel på restbelastningskurve og hvordan økt fleksibilitet i etterspørselen påvirker denne ([63], s. 57).

Økonomiske vurderinger:

I Agora Energiewende (2015) ser de som nevnt på forskjellen i å legge til variabel fornybar produksjon og regulerbar grunnlastproduksjon i det samme kraftsystemet. De argumenterer for at mer variabel fornybar produksjon vil gi høyere kapitalkostnader fordi restbelastningskurven skyves til venstre, kapasitetsbehovet synker lite og flere grunnlastkraftverk som allikevel må være i systemet vil få en lavere kapasitetsfaktor. I tillegg vil kostnadene øke som følge av at midt- og spisslastkraftverk blir tatt i bruk oftere.

Å bare se på den første effekten av å introdusere ny variabel fornybarproduksjon kaller Agora Energiewende for «back-up»-tilnærmingen. En tilnærming de mener ikke tar høyde for at utnyttelsesgraden til alle kraftverkene i systemet endres.

I stedet for foreslår de en «utnyttelseeffekt»-tilnærming. Den er basert på å sammenligne scenarier for effekten introduksjon av ny variabel fornybarproduksjon får på hele kraftsystemet. De setter derfor opp to scenarier: Et scenario uten ny kapasitet og et med den nyinstallerte kapasiteten. Metoden er som følger:

1. Regn ut den spesifikke kostnaden for restproduksjonen (produksjonen etter at produksjon fra variable fornybare kraftverk og produksjon fra andre «må kjøre»-kraftverk er trukket i fra) i det første scenarioet.
2. Multipliser resultatet i 1 med restproduksjonen i det andre scenarioet. Resultatet vi får tilsvarer kostnaden for å produsere elektrisitet i det siste scenarioet med samme kraftmikse som det første scenarioet hadde.
3. Trekk fra resultatet i 2 fra kostnaden for elektrisitetsproduksjon i det andre scenarioet (med den nye kraftmiksen). Dette gir den økte/senkede kostnaden for produksjon av elektrisitet.
4. Del resultatet fra punkt 3 på mengden nyinstallert kapasitet.

Resultatet fra dette argumenterer Agora Energiewende (2015) for at representerer den egentlige utnyttelseeffekten for hver nye enhet sol, vind eller grunnlast som introduseres til kraftsystemet.

Denne tilnærmingen gir store forskjeller avhengig av hvilke kraftverk som i systemet. I sin modell finner Agora Energiewende (2015) at dersom man antar det eksisterende kraftsystemet som spisslastkapasitet uten faste årlige kostnader vil utnyttelseeffekten være på 3 euro/MWh, men om

man antar brunkull som har store faste kostnader blir effekten opp mot 27 euro/MWh per MWh nyinstallert sol- eller vind. En viktig begrensning i metoden er at den forutsetter at det ikke skjer endringer etterspørselsstrukturen.

Denne tilnærmingen avviker fra marginalkostnadstilnæringer som ofte er vanligere i økonomisk teori. Der blir hele kostnaden tillagt det siste installerte kraftverket. I rapporten finner de at en slik tilnærming kan gi marginalkostnader på opptil 50 euro/ MWh for vind- og solkraft.

I rapporten oppsummeres diskusjonen med fire konklusjoner: For det første så senkes utnyttelsen av den nødvendige kapasiteten ved introduksjon av variable fornybare energikilder som øker kostnadene for restproduksjonen. For det andre er effekten sterkt knyttet til kapitalkostnadene til kraftverkene som betjener restproduksjonen (høyere kapitalkostnader øker effekten). For det tredje reduseres effekten dess mer diversifisert systemet er. Og til sist, at analysen utført av Agora Energiewende (2015) viser hvor viktig det er å forstå hvordan utnyttelseeffekter regnes ut.

Scenarier i Agora Energiewende

I rapporten ser de også på hvordan utnyttelseeffekter varierer med hvilket tidsperspektiv man legger til grunn. De ser på scenarier for kort-, mellomlangt- og langt sikt. Sammenligningen går for to system: Et uten variable kraftverk og et der halvparten av kapasiteten er variable kraftverk.

På kort sikt gir det en stor endring for hva som er den kostnadseffektive kraftverksmiksen. Antall grunnlastkraftverk reduseres betydelig og behovet for midt- og spisslast øker. Andelen av elektrisitet som produseres fra grunnlastkraftverk reduseres også betydelig. De undersøker også hvordan CO₂-prising og endring i brenselpriser vil påvirke hvilken av kraftmiksene som gir lavest total kostnad. Resultatet er at så lenge CO₂-prisen er lav og naturgassprisen er høy vil et skifte fra grunnlast til variable kraftverk øke total kostnaden. Dersom CO₂-prisen er høy og naturgass får en lav kostnad er effekten liten og med veldig høye CO₂-priser reduseres total kostnadene.

På mellomlangt sikt vil det være naturlig at noen eksisterende kraftverk går ut av produksjon samtidig som den nye kapasiteten bygges ut.

Med den forutsetningen finner rapporten at den nye kapasiteten kompenserer for effekten av bortfallet fra den avviklede regulerbare produksjonen samtidig som de regulerbare kraftverkene som forblir beholder sin kapasitetsfaktor. Men med en dreining fra grunnlast til spisslast.

På langt sikt antar Agora Energiewende (2015) at det vil bli tilført mer fleksibilitet og et større elektrisitetsbehov samtidig som eldre grunnlastkraftverk stenges ned. Da finner de at endringene i utnyttelse er liten og at utnyttelseeffekten er lav. De skriver at: «*The inclusion of these assumptions almost completely counteracts the reduced utilization that would otherwise result from the addition of 50 percent new wind and solar PV capacity. We only witness a slight reduction in the utilization of base load power plants*» ([63], s. 75).

5.4 DISRUPTIVE TEKNOLOGIER

I dette delkapittelet ser jeg nærmere på noen teknologier som kan endre spillereglene i kraftsystemet. Hva skjer når variable fornybare energikilder må bli «curtailed»? Hva er virtuelle kraftverk og hva er konsekvensene til energilagring?

5.4.1 Curtailment og virtuelle kraftverk.

Bird et al (2014) definerer curtailment som: «*a reduction in the output of a generator from what it could otherwise produce given available resources, typically on an involuntary basis*» ([83], s. 5), men avhengig av markedsinnretning kan det også være en konsekvens av at kraftprodusentene selv ser det som en økonomisk lønnsom avgjørelse.

Bird et al (2014) tar en gjennomgang av praksis og erfaringer fra USA. Interessante funn fra rapporten er blant annet at:

- Transmisjonsnett med for lav kapasitet, kork i lokalnettet og overskudd av produksjon i perioder med liten etterspørsel er de vanligste årsakene til curtailment.
- Vind- og solkraftverk som er «curtailed» kan gi nettverkstjenester, «ancillary services» til kraftnettet.
- Manuell curtailment fører til at perioden kraftverket reduserer ytelsen blir lengre enn nødvendig fordi man vegrer seg mot å oppheve vedtaket om curtailment. Automatisering kan derfor redusere mengden curtailment.

Andre interessante funn er at curtailment kan ha større innvirkning på økonomien til variable fornybare kraftprodusenter enn på regulerbare (fossil)produsenter fordi kostnadsstrukturen er forskjellig. De variable fornybare kraftprodusentene er avhengig av å produsere når det er mulig for å betale ned store kapitalkostnader, mens de fossile regulerbare kraftverkene som regel har lavere investeringskost og høyere drift og vedlikeholdskostnader som spares ved curtailment.

Spesielt interessant for mulighetene til å «endre spillereglene» i kraftmarkedet er det Bird et al (2014) skriver om hvordan «curtailed» vind og sol kan gi systemtjenester til kraftnettet. De skriver at:

«Curtailed wind resources can provide ancillary services to aide in system operations. [...] (en av systemoperatørene i USA) uses curtailed wind resources to provide both up and down regulation reserves for the balancing area. [...] (en annen av systemoperatørene i USA) requires all wind turbines that can be retrofitted with governor response to do so in order to provide primary frequency response if they are curtailed» ([83], s. 36)

I underkapittel 9.3.2 diskuterer jeg hvordan dette så vidt har startet utviklingen av virtuelle kraftverk og hvordan det kan sammenlignes med konvensjonell regulerbar kraft.

Samtidig skal ikke utfordringen curtailment er for variabel fornybar energi underdrives. Offisielle tall fra Kina viser at i første halvdel av 2015 ble mer enn 15 % av vindkraftproduksjonen (i Kina) «curtailed» [84].

5.4.2 Energilagring

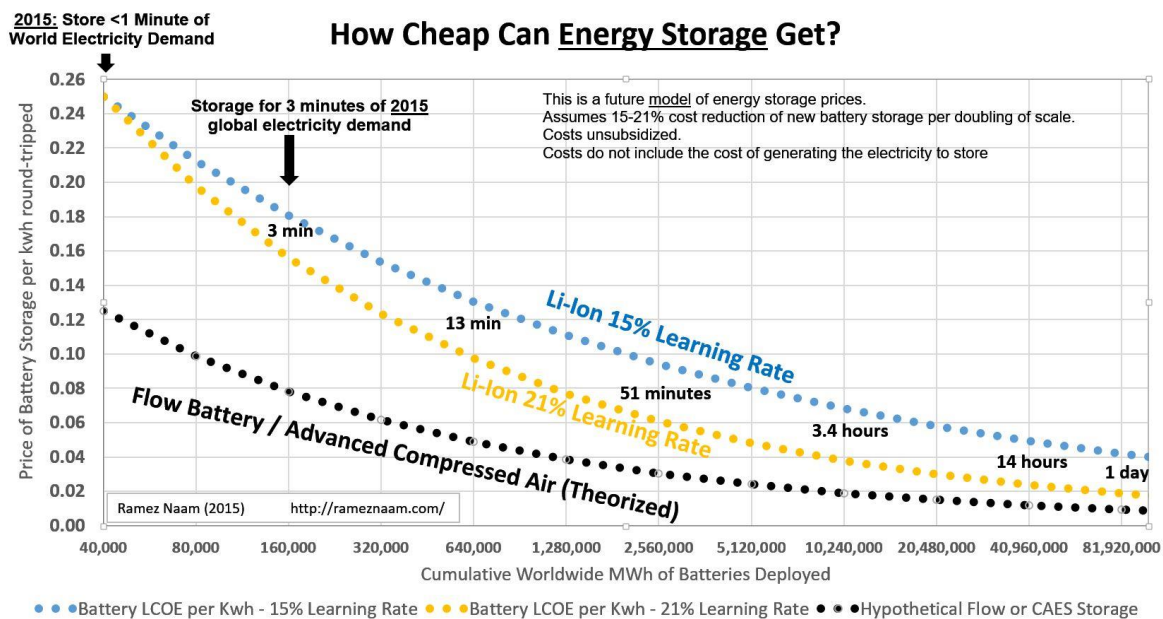
Om elektrisitet skriver Hirth (2013) i artikkelen The Market Value of Variable Renewables at: «Due to storage constraints and supply and demand variability, electricity is a time-heterogeneous good» ([64], s. 3). Med andre ord varierer verdien av elektrisitet med tidspunktet elektrisiteten produseres på siden lagring har vært dyrt og vanskelig. Det kan være i ferd med å endres.

Blant annet på grunn av økt variabilitet i kraftsystemet som følge av mye ny variabel fornybar kraftproduksjon har det blitt et stort fokus på å forskjellige lagringssystemer. Både for den enkelte husholdning men også for systemnivå-lagring. Best profilert er kanskje Teslas [Powerwall](https://www.teslamotors.com/no_NO/powerwall)⁵. Et litium-ion-batteri for hjemmebruk med energilagringsskapasitet på 6,4 kWt [85]. Andre eksempler på lagringssystem som er mindre kjente og utprøvde kan være [ARESSs Advanced Rail Energy Storage](http://www.aresnorthamerica.com/grid-scale-energy-storage)⁶, som er et lagersystem som tar i bruk jernbanelinjer og tyngdekraften, eller [ESSs jernbaserte flytbatteri](http://www.essinc.com/products/technology/)⁷ [86, 87].

⁵ https://www.teslamotors.com/no_NO/powerwall, 11.05.16

⁶ <http://www.aresnorthamerica.com/grid-scale-energy-storage>, 11.05.16

⁷ <http://www.essinc.com/products/technology/>, 11.05.16



Figur 5-17 Estimerte lærekurver for litium-ion-batteri og teoretisk lærerate for flytbatteri og komprimert luft [88].

Ramez Naam, foreleser i energi, miljø og innovasjon ved Singularity University, tar i en [bloggpost](#)⁸ en gjennomgang på hvor rimelig energilagring kan bli. Ved å se på estimat for lærerater (se kapittel 7 for en gjennomgang av lærekurver og lærerater) for litium-ion-batteri, hvilke pris som er nødvendig før lagring blir lønnsomt og hvilke alternativer som finnes til litium-ion-batteri diskuterer bloggposten om det er mulig med utslippsfri kraftproduksjon og lagring gjennom hele døgnet [88]. Figur 5-17 viser hvilke lærerater som blir tatt i bruk og at når verden har nok litium-ion-batterier til å kunne lagre en time av elektrisitetsetterspørselen vil prisene (gitt 15-21 % lærerate) være 6-9 dollar cent per kWh. Sammenlignet med gjennomsnittsprisen for elektrisitet er dette fortsatt høyt, men det litium-ion-batterier i praksis konkurrerer med er spisslast og nyutbygging av transmisjons- og distribusjonsnett som kan ha kostnader på mange ganger snittprisen for elektrisitet.

5.5 OPPSUMMERING – KRAFTSYSTEM

Kraftsystemkapittelet ser på hvilken infrastruktur som trengs i et kraftsystem, hvilke aktører som virker i systemet, hva last og produksjonskurver beskriver, hva merit-order er og hvordan ny variabel fornybar kraftproduksjon vil påvirke kraftsystemet. I tillegg er det en gjennomgang av forskjellige reguleringer og støtteordninger. Dette kan oppsummeres med:

- Kraftnettet er den delen av infrastrukturen som binder sammen kraftprodusenter og forbrukerne. Kostnaden for å distribuere elektrisitet er en stor andel av strømgregningen og ligger typisk på 20 – 40 % av totalkostnaden. Internasjonalt er det vanlig å operere med to nivåer: Transmisjonsnett og distribusjonsnett. Transmisjonsnett har hatt som formål å gi bedre forsyningssikkerhet og lavere totalkostnader ved at elektrisitet kan flyttes over større avstander uten store tap. Distribusjonsnettet starter der transmisjonsnettet slutter, og har tradisjonelt hatt som oppgave å levere elektrisiteten til sluttbrukeren.
- I kraftsystemet er det flere ulike aktører. Disse kan grovt deles inn i kraftprodusenter og kraftleverandører, råvareprodusenter og konsumenter. En ny trend er at flere konsumenter produserer sin egen kraft og blir såkalte «prosumers».

⁸ <http://rameznaam.com/2015/10/14/how-cheap-can-energy-storage-get/>, 11.05.16

- Last- og produksjonskurver beskriver elektrisitetsforbruk og -produksjon ved hjelp av kurver for forbruk og produksjon over en gitt tid. Lastkurvene til forskjellige typer forbrukere kan være veldig forskjellige og det samme gjelder produksjonskurven til forskjellige kraftverk. De aggregerte last- og produksjonskurvene gir forbruk og etterspørsel for summen av forskjellige konsumenter og produsenters forbruk for et gitt område eller kraftmarked.
- Merit-order er begrep som brukes for å forklare hvilke kraftverk som tas i bruk avhengig av hvilken pris/etterspørsel det er i markedet. Bakgrunnen til at det oppstår en slik orden er at forskjellige teknologier har forskjellige faste kostnader og forskjellige marginalkostnader, sammen med det at lagring av elektrisitet har en høy kostnad. Forskjellige kraftverk deles ofte inn i om de betjener grunnlast, lav midtlast, høy midtlast og spisslast.
- Distribuert kraftproduksjon kan bli vanligere som følge av ny lagringsteknologi, gode fornybarressurser langt borte fra eksisterende kraftnett og en økning i småskala distribuerte kraftverk som solceller eller mikro-gassturbiner.
- De siste 30 årene har det vært store endringer i hvordan kraftsystemet reguleres. Etter at de første kraftsystemene på 80- og 90-tallet ble liberalisert har nå normen blitt konkurranseutsatte markeder. Størstedelen av verdens kraftmarkeder er enten engrosmarkeder av en eller annen type eller «unbundled» med uavhengige kraftprodusenter. Det finnes forskjellig grad av konkurranse, der engrosmarked med leverandørkonkurranse er de mest konkurranseutsatte markedene. I disse kraftmarkedene er det vanligst å ta betalt for mengde energi levert, men en mulig utvikling er at inntoget av mer variabel fornybar energi vil føre til utvikling av kapasitetsmarkeder.
- Et kapasitetsmarked er et marked for å sikre at det alltid skal være tilgjengelig kapasitet til å tilfredsstille etterspørselen og slik sikre forsyningsikkerheten. Det er to hovedmåter å løse dette på: Gjennom spissede mekanismer og markedsvide mekanismer. Spissede markedsmekanismer brukes for å sikre nok kraftproduksjon når etterspørselen er stor. Markedsvide mekanismer er reguleringer som gjelder for alle som deltar i kraftmarkedet.
- Siden kraftsystemet har vært sterkt regulert med strenge krav om forsyningsikkerhet har det vært vanlig med forskjellige støtteordninger. Dette gjelder for både tradisjonell ikke-variabel kraftproduksjon, men også for å fremme utbygging av ny variabel fornybar energiproduksjon.
- For solcellestrøm er markedet dominert av støtte fra «feed-in tariffs» i forskjellige former (63 %, 2015). Samtidig har andelen «call for tenders», eller anbud på norsk, blitt stadig mer populært og stod i 2015 for 5,6 % av verdensmarkedet. I tillegg kommer betydelig støtte til FoU av solcelleteknologier.
- Det er estimert at subsidiene til produsenter av fossile brensler kan ha vært på over 500 milliarder dollar i 2011. I tillegg til dette er det flere eksempler der der systemoperatøren har gått inn og garantert en inntekt til sine ulønnsomme kullkraftverk eller at myndigheter garanterer en minsteinntekt til det planlagte atomkraftverk.
- Variable fornybare energikilder karakteriseres av at kraftproduksjonen er avhengig av værforhold og av at de er avhengige av lokasjon. Det at produksjonen er variabel, betyr ikke at den er tilfeldig og at produksjonen vil fordele seg jevnt i tid, men vil ofte bety at produksjonen konsentreres til visse tider av døgnet eller svinger som følge av sesongvariasjoner. Ulemper fra dette kan begrenses ved å øke kraftnettets geografiske

område og ved å ta i bruk forskjellige teknologier. En annen karakteristikk er at variable fornybare energikilder har en marginalkostnad som nærmer seg null.

- Nettkostnader er en konsekvens av at mye av dagens kraftnett er dimensjoner for få, store kraftverk som ligger nært sluttbrukerne. Utbygging av variable energikilder som har større avstand fra sluttbruker kan derfor gi økte nettkostnader. Den variable karakteristikken til disse kan også gjøre det nødvendig med "overkapasitet" på kraftnettet.
- Balansekostnader er kostnader som følge av avvik fra den forventede produksjonen og den faktiske produksjonen. For å løse dette lages balansekraftmarkeder, som ofte har to komponenter: Reservasjon av balanseresserver og aktivering av reservene. Reservasjon av balanseresserver kan løses gjennom kapasitetsmarkeder. Aktivering av reservene kan løses gjennom en «ubalanse avgift» som fordeles på de som er ansvarlige for ubalansen.
- Merit-order effekten er effekten introduksjon av ny variabel fornybar kraftproduksjon har på det eksisterende kraftmarkedet. Når andelen variabel fornybar kraftproduksjon øker i et kraftsystem, vil den fornybare kraften presse ut kraftproduksjon fra kraftverk med høyere marginalkostnad og senke prisene. Studier har sett at størrelsen på effekten avhenger mer av samvariasjonen mellom produksjonsprofilen til den variable fornybare kraften og etterspørselsprofilen, enn av andelen variabel kraft i systemet.
- Kannibaliseringseffekten er resultatet av at produksjon fra variable fornybare kraftverk i stor grad samvarierer over korte avstander, som påvirker tilbudet av kraft og pris lokal. Effekten øker dess større den samlede produksjonskapasiteten til de variable fornybare kraftverkene er i en geografisk region, men reduseres når man tar i bruk både sol og vind. Hirth (2013) konkluderer derfor med at variable fornybare energikilder må ha midt- og spisslastgeneratorer som komplementær teknologi.
- Restbelastningskurven, eller "residual load curve", er kurven som beskriver den gjenstående lasten etter at produksjonen fra nye kraftverk er lagt til. Den viser restbelastningen for hver time gjennom året sortert fra høyeste til laveste verdi. Disse kurvene, som får en forskjellig profil fra kraftsystem til kraftsystem, kan brukes til å analysere hvilken effekt økt variabel fornybar kraftproduksjon vil få i markedet.
- Utnyttelseeffekter, eller «utilization effects», er den effekten som kommer av at ny kapasitet for variable fornybare energikilder kobles til kraftsystemet og reduserer kapasitetsfaktoren til de allerede eksisterende kraftverkene. Hvor stor effekten er avhenger av hvor avhengig det eksisterende kraftverket er av grunnlastproduksjon. Når andelen variable fornybare kraftverk øker, blir effekten større. *Agora Energiewende (2015)* foreslår en «utnyttelseeffekt»-tilnærming som går ut på å sammenligne to scenarioer der kostnadsdifferansen delt på den nyinstallerte kapasiteten representerer den egentlige utnyttelseeffekten for hver nye enhet sol, vind eller grunnlast som introduseres til kraftsystemet.
- «Utnyttelseeffekt»-tilnærmingen kan kritiseres for å skille mellom variable fornybare kraftprodusenter og regulerbare kraftprodusenter, men *Agora Energiewende (2015)* argumenterer for at en økning av fornybare variable kraftverk avviker fra tradisjonelle kraftverk på to måter: De trenger «back-up» fra andre kraftverk og den gjenstående etterspørselen får en annen profil.

- Systemtjenester fra «curtailed» variabel fornybar kraftproduksjon og billigere energilagring er eksempler på disruptive teknologier som kan endre måten kraftsystemet fungerer på.

6 ENERGIMODELLER

I dette kapittelet ser jeg først på energimodeller generelt - Hvilke typer modeller er det og hvordan klassifiseres disse? Jeg ser også på hvilke betydning metode for energikalkulasjon har før jeg ser på de tre modellene WEM, MESSAGE og NEMS. Til slutt ser jeg diverse modellteknikker og hvilken kritikk som rettes mot energimodeller.

*“It is far better to foresee even without certainty than not to foresee at all”
- Henri Poincare [89]*

Introduksjon

Mennesker har alltid vært opptatt av å kunne si noe om fremtiden. Empirisk eller faglig basert kunnskap sammen med evnen til å forestille seg hvordan fremtiden kan komme til å bli har alltid vært en fordel, enten det gjelder å si noe om hvordan været blir, så man kan søke ly for nedbør og vind i tide, eller å vurdere ulike scenarioer for utfallet av en krig.

Etter hvert som forskning har blitt mer avansert og flere faktorer blir tatt hensyn til, har vi gått fra å forutsi noe om små konkrete eksperimenter til å prøve å forstå utviklingen til store og komplekse systemer. For energisektoren startet dette på 70-tallet med inntoget av datamaskinbaserte modeller. Det første forsøket på å lage en modell som så på det globale energisystemets utvikling inn i fremtiden ble utført av IIASA's Energy Systems Program som ble oppsummert i boken *Energy in a Finite World* som ble gitt ut i 1981 [90]. Forskjellige energimodeller har opp igjennom tidene hatt forskjellige formål: Alt fra å forutsi priser, sikre et tilbud som holder prisene nede, forstå sammenhengen mellom energi og økonomi og til å prøve å forstå hvordan energi, økonomi og klimagassutslipp henger sammen.

6.1 MODELLTYPER

Introduksjon

Modellene deles ofte inn i tre kategorier: Ovenfra og ned modeller (Top-Down/OON), nedenfra og opp modeller (Bottom up/NOO) og hybridmodeller. Selv om dette er den vanligste måten å dele inn modellene på, er det også mulig å bruke andre kriterier som vist av Kriegler et al (2015) i artikkelen *Diagnostic indicators for integrated assessment models of climate policy* og som jeg kommer tilbake til i underkapittelet 6.1.4 [91].

NOO modeller går i detalj inn i de forskjellige teknologiene i en sektor og bruker informasjon om disse til å lage en framskrivning, mens OON modeller ser på økonomiske sammenhenger ut i fra empiriske data. Siden hverken NOO eller OON modellene klarer å fange opp både teknologisk detaljnivå og økonomiske sammenhenger samtidig har det etter hvert blitt utviklet flere hybridmodeller som forsøker å ta det beste fra begge modelltypene.

Etter hvert som modellene utviklet seg, har de fått stadig større betydning. Den kanskje mest innflytelsesrike modellen er WEM som danner grunnlaget for IEAs WEO. Denne rapporten gis ut hvert år og brukes flittig av både land og energiselskaper til å utforme sin «policy». Næringslivet har også adoptert energimodeller og selskap som BP, Bloomberg New Energy Finance, Statoil og andre, lager alle egne modeller for å fremskrive utviklingen i verdens energimarkeder.

Selv om det har blitt vanskeligere å klassifisere modeller etter de tradisjonelle skillelinjene og til tross for det faktum at «djevelen ofte ligger i detaljene» som det skrives av Kriegler et al (2015)[91], vil jeg forsøke å gi en grunnleggende innføring i OON, NOO og hybridmodeller.

6.1.1 Ovenfra og ned modeller

Som nevnt ser OON modeller på økonomiske sammenhenger ut i fra empiriske data. Sentrale spørsmål er hvordan økt BNP i et gitt område vil påvirke etterspørselen etter energi. Hvordan vil økt energietterspørsel påvirke energipriser?

OON modellene er som regel likevektsmodeller ([92], s. 5) og er det Pfenninger et al (2014) vil kalle prediktive modeller, i motsetning til simuleringer som er normative [93]. Men som de skriver: «*I praksis er disse grensene flytende og modeller kan være hvor som helst langs en kontinuerlig akse mellom disse to ekstremene avhengig av sammenhengen de brukes i og dataen som analysen baserer seg på*» ([93], s. 3).

I RE-ASSUME13 beskriver de OON modeller som «modeller som beskriver markedsoppførsel og økonomiske preferanser for å spesifisere det økonomiske systemet, i stedet for å fokusere på teknologier» ([18], s. 21). Dette, skriver de, har fordeler som at modellene kan se på relasjoner mellom energisektoren og andre sektorer, og at modellen kan ta inn utslag fra forskjellige aktørers preferanser og effekter som markedsrett som ligger implisitt i de empiriske dataene. Ulempen er at dette kan sementere historiske trender, et eksempel kan være hvordan forbrukere oppfører seg, og ta disse inn i en fremtid der aktører må tilpasse seg en ny virkelighet.

Et annet problem RE-ASSUME13 tar opp er at OON modeller ikke trenger å forholde seg til fysiske barrierer som ressurstilgang eller utskiftning av eksisterende aldrende infrastruktur.

6.1.2 Nedenfra og opp modeller

NOO modeller tar utgangspunkt i enkeltteknologier som solkraft eller kjernekraft og bruker kunnskapen om disse til å forsøke å gi en så god som mulig etterligning av energisystemet. Typisk tas det i bruk variabler og metoder som LCOE, lærekurver og kost-ressurskurver (kurver som viser hvordan kostnadene øker ettersom en større del av ressursene er tatt i bruk) for å vise forskjellige kostnader og teknisk potensial for forskjellige teknologier som konkurrerer mot hverandre.

Connolly et al (2010) definerer NOO modeller som «*Et verktøy som identifiserer og analyserer de spesifikke energiteknologiene og derav finner investeringsmuligheter og alternativ*» ([92], s. 5) i artikkelen *A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems*.

6.1.3 Hybridmodeller

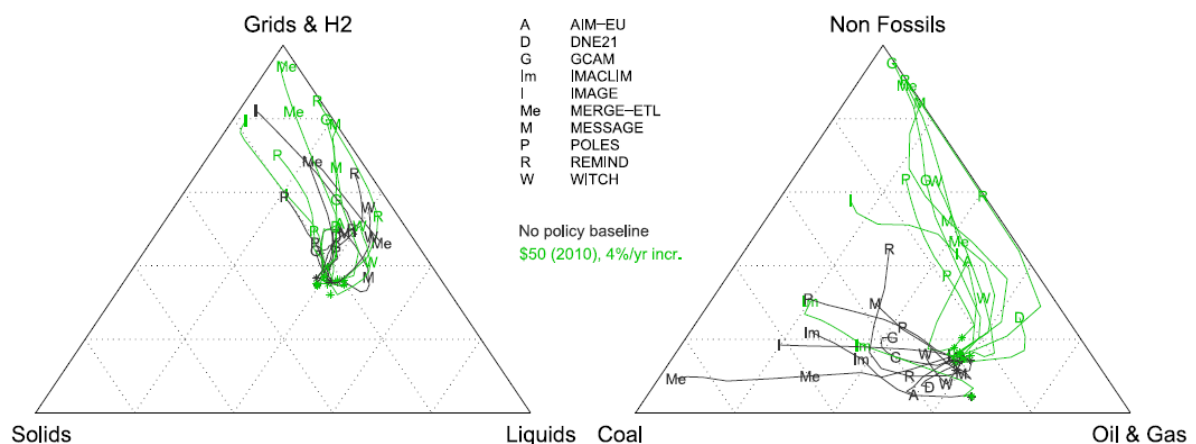
For hybridmodeller er det vanligste at modellene forsøker å minimere kostnadene for «the social planner». Men det brukes også andre metoder. WEM er et eksempel på det og er en (hybrid)simuleringsmodell. I RE-ASSUME13 viser de til Böhringer and Rutherford (2008) som diskuterer tre metoder for å bruke NOO og OON modeller i en hybridmodell [18]. De skriver at man kan: 1) Sammenkoble to uavhengige modeller (en OON og en NOO modell) og, 2) kombinere to modeller i et kombinert system men med hovedfokus på en tilnærming hvor den ene modellen er veldig forenklet. 3) Modellere en modell som både er OON og NOO samtidig.

6.1.4 Andre klassifiseringer

I tillegg til den tradisjonelle tredelingen finnes det alternative klassifiseringer. Et eksempel på dette kan være å se på hvordan modellen løser problemet. Er modellen bygget for å oppnå likevekt, finne en optimal løsning eller følge foreskrevne regler? Et annet eksempel er å gjøre som Kriegler et al (2015) foreslår, som er å kategorisere modellen etter hvordan den oppfører seg [91]. Hvordan reagerer modellen på høy CO₂-pris? Endres energimiksen fra en fossilteknologi til en annen fossilteknologi med mindre utslipp? Eller tar modellen å gjør store eller små endringer på energisystemet? I Figur 6-1 vises et eksempel på hvordan en slik sammenligning kan gjøres.

Det vanligste er likevel å se på problemløsningsmetoden:

- 1) Likevektsmodeller finner den prisen som er nødvendig for å oppnå likevekt mellom tilbud og etterspørsel gjennom å bruke historisk empiriske data for hvordan konsumenter verdsetter forskjellige varer og for hvilke priser tilbydere må ta for ikke å gå i tap.
- 2) Optimeringsmodeller forsøker å minimere eller maksimere en gitt parameter, som regel kostnaden for «the social planer». I energimodeller blir det som regel investeringskostnader for energisystemet. Derfor blir antagelsene for hvilke kostnader som forbindes med de forskjellige teknologiene noe av det viktigste for utfallet. For å hindre at modellen investerer all kapitalen i en teknologi, innføres det ofte fordelingsfunksjoner som gjør at de forskjellige teknologiene får en overlappende investeringskostnad og man får en spredning i hvilke teknologier som velges. Optimeringsmodeller kan gjerne ha integrerte likevektsmodeller.
- 3) Simuleringsmodeller bruker på forhånd gitte formler som regler for hvilke beslutninger modellen får ta. Gjerne med submoduler som tar i bruk optimeringsmetoder eller likevekt.



Figur 6-1 Transformasjonsveier ved grunnscenarior og ved innført klimapolitikk ([91], s. 53).

6.1.5 Oversikt

Det er gjennomført flere gjennomganger av tilgjengelige energimodeller og klassifiseringer av disse. Noen av disse er *A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy in energy models*, *Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges* og RE-ASSUME13. Felles for disse, med unntak for rapporter utarbeidet av IEA, er at WEM sjelden inkluderes. Figur 6-2, Figur 6-3, og Figur 6-4 oppsummerer hovedfunnene til disse artiklene.

Tool	Type						
	Simulation	Scenario	Equilibrium	Top-down	Bottom-up	Operation optimisation	Investment optimisation
AEOLIUS	Yes	-	-	-	Yes	-	-
BALMOREL	Yes	Yes	Partial	-	Yes	Yes	Yes
BCHP Screening Tool	Yes	-	-	-	Yes	Yes	-
COMPOSE	-	-	-	-	Yes	Yes	Yes
E4cast	-	Yes	Yes	-	Yes	-	Yes
EMCAS	Yes	Yes	-	-	Yes	-	Yes
EMINENT	-	Yes	-	-	Yes	-	-
EMPS	-	-	-	-	-	Yes	-
EnergyPLAN	Yes	Yes	-	-	Yes	Yes	Yes
energyPRO	Yes	Yes	-	-	-	Yes	Yes
ENPEP-BALANCE	-	Yes	Yes	Yes	-	-	-
GTMmax	Yes	-	-	-	-	Yes	-
H2RES	Yes	Yes	-	-	Yes	Yes	-
HOMER	Yes	-	-	-	Yes	Yes	Yes
HYDROGEMS	-	Yes	-	-	-	-	-
IKARUS	-	Yes	-	-	Yes	-	Yes
INFORSE	-	Yes	-	-	-	-	-
Invert	Yes	Yes	-	-	Yes	-	Yes
LEAP	Yes	Yes	-	Yes	Yes	-	-
MARKAL/TIMES	-	Yes	Yes	Partly	Yes	-	Yes
Mesap PlaNet	-	Yes	-	-	Yes	-	-
MESSAGE	-	Yes	Partial	-	Yes	Yes	Yes
MiniCAM	Yes	Yes	Partial	Yes	Yes	-	-
NEMS	-	Yes	Yes	-	-	-	-
ORCED	Yes	Yes	Yes	-	Yes	Yes	Yes
PERSEUS	-	Yes	Yes	-	Yes	-	Yes
PRIMES	-	-	Yes	-	-	-	-
ProdRisk	Yes	-	-	-	-	Yes	Yes
RAMSES	Yes	-	-	-	Yes	Yes	-
RETSscreen	-	Yes	-	-	Yes	-	Yes
SimREN	-	-	-	-	-	-	-
SIVAEI	-	-	-	-	-	-	-
STREAM	Yes	-	-	-	-	-	-
TRNSYS16	Yes	Yes	-	-	Yes	Yes	Yes
UniSyD3.0	-	Yes	Yes	-	Yes	-	-
WASP	Yes	-	-	-	-	-	Yes
WILMAR Planning Tool	Yes	-	-	-	-	Yes	-

Figur 6-2 Oversikt over hvilke energimodeller artikkelen *A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems* vurderer ([92], s. 5).

Scenario Name	Organization	Outlook Period	Model Name (Characteristic)	Drivers	Energy Accounting	RE % at End of Outlook Period
Global Scenarios						
WEO Current Policies (2012)	IEA	2035	World Energy Model (WEM) (Hybrid)	Current policies and measures	Physical	14
WEO New Policies (2012)	IEA	2035	WEM (Hybrid)	Current and announced policies	Physical	18
WEO 450 (2012)	IEA	2035	WEM (Hybrid)	2 degrees stabilization	Physical	27
WEO EWS (2012)	IEA	2035	WEM (Hybrid)	All viable efficiency measures	Physical	19
BP Energy Outlook (2013)	BP	2030	Unknown	"Most likely future"	Substitution	12
Shell Oceans (2013)	Shell	2060	Unknown	Classic scenario analysis	Unknown	60 (solar only)
EM Energy Outlook (2013)	Exxon Mobil	2040	Unknown	"Most likely future"	Physical	15
ACES (2010)	IEA RETD	2060	TIMES (tech)	2 degrees stabilization	Substitution	62
ETP 4DS (2012)	IEA	2050	MARKAL (tech)	4 degrees stabilization	Physical	24
ETP 2DS (2012)	IEA	2050	MARKAL/ (tech)	2 degrees stabilization	Physical	41
GEA-Mix (2012)	IIASA	2050	MESSAGE/IMAGE (hybrid/integrated)	2 degrees plus other social goals	Substitution	37
MiniCAM EMF22 (2009)	PNNL	2100	GCAM (integrated)	~2 degrees stabilization	Direct equivalent	31 (2050)
Energy Revolution (2012)	Greenpeace	2050	MESAP/PlaNet (tech)	Revolutionary change	Direct equivalent	82
Regional Scenarios						
EU Energy Trends (2009)	European Commission	2030	PRIMES/Prometheus (hybrid)	Baseline	Physical	18
Rethinking 2050	European RE Council	2050	Unknown	100% renewable goal	Unknown	96
National Scenarios						
China LBNL (2011)	LBNL	2050	LEAP (tech)	Current policies and modest projected improvements	Physical	8
China ERI LC	China Energy Research Institute	2050	IPAC-SGM (hybrid)	Low carbon	Direct equivalent	32 (includes nuclear)
U.S. AEO Ref (2013)	U.S. DOE EIA	2040	NEMS (hybrid)	Current policies and measures	Substitution	14
U.S. REF 80% (2012)	NREL	2050	ReEDS (tech/spatial)	80% RE Generation	Direct equivalent	80 (power sector only)
Hybrid = emphasizes both economic linkages and technology detail; tech = emphasizes technology richness; integrated = integrated assessment model; spatial = emphasizes geospatial and temporal richness						

Figur 6-3 Klassifisering av forskjellige energimodeller i *RE-ASSUME - A Decision Maker's Guide to Evaluating Energy Scenarios, Modeling, and Assumptions* ([18], s. 14).

Publication	Focus	Coverage
Jebaraj and Iniyar [22]	Overview of energy models	252 publications
Bazmi and Zahedi [23]	Overview of power sector optimization models	277 publications
Ventosa et al. [24]	Electricity market modeling	36 models
Foley et al. [56]	Electricity systems models	7 models
Hiremath et al. [25]	Decentralized energy planning	74 models
Sensfuß et al. [27]	Agent-based electricity market models	14 groups of models
Möst and Keles [28]	Stochastic electricity market models	20 models
Connolly et al. [26]	Renewables integration	37 models
Keirstead et al. [29]	Urban energy systems models	219 publications
DeCarolis et al. [30]	Openness of code and data	12 models

Figur 6-4 Oversikt over studier som har sett på energimodeller fra studien *Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges* ([93], s. 2).

6.2 ENERGIKALKULASJON

Ved sammenligninger mellom resultat fra ulike energimodeller er det viktig å vite hvilken metode for utregning av primærenergi som brukes. Primærenergi er energiinnholdet før det har vært igjennom en prosess eller slik det hentes ut av naturen. Sekundærenergi er den energien som vi kan ta nytte av etter prosessen, som oftest i form av elektrisitet. Utfordringen er hvordan man sammenligner energiproduksjonen fra kraftgeneratorer som kjører på et brensel, og energiproduksjonen fra kraftgeneratorer som ikke gjør det. Det brukes hovedsakelig tre metoder for å finne primærenergien: Direkte ekvivalent- metoden, substitusjonsmetoden og energiinnholdsmetoden (physical method). Disse prøver på forskjellige måter å lage et felles referansesystem for det primære energiinnholdet for både brensel (kull, biofuels, naturgass) og for energi fra kraftgeneratorer som ikke tar i bruk brensel (solstrøm, atomkraft, vindkraft). Uavhengig av hvilke metode man velger, er det viktig å være konsistent i bruken av nedre og øvre brennverdi (LHV og HHV) for energi fra forbrenningsprosesser[94].

I direkte ekvivalent-metoden regnes 1 kJ fra en ikke-brennbar kilde som et PV-kraftverk som primærenergi på lik linje med 1 kJ fra en brennbar kilde. Dette er en metode som brukes bl.a. av IPCC ([94], s. 142). Et problem med denne metoden er at flere av energiprodusentene som ikke bruker forbrenningsprosesser også har en virksamhetsgrad under 100. Et eksempel på dette er vindkraft, vi vet fra Betz-lov at vindkraft har en øvre teoretisk grense på 59%.

Substitusjonsmetoden virker slik at man for energi fra energiprodusentene som ikke bruker forbrenningsprosesser legger til en tenkt gjennomsnittlig virkningsgrad slik at man får samme primærenergi som man hadde trengt, dersom den samme energien skulle vært produsert i en forbrenningsprosess ([94], side 142).

I energiinnholdsmetoden, som brukes av IEA, brukes substitusjonsmetoden på alle energiprodusentene som ikke bruker forbrenningsprosesser men som har varme som primær energi. Slik som atomkraft og termisk solkraft. For de andre energiprodusentene brukes direkte ekvivalent-metoden[94].

Grunnen til at det er viktig å se på hvordan primærenergi regnes ut, er fordi det kan gi store utslag i resultatene. Et eksempel som brukes i Global Energy Assessment 2012 på side 142 er forskjellen på vannkraft og atomkraft: «Ved bruk av energiinnholdsmetoden vil atomkraft stå for tre ganger så mye av verdens primærenergi enn vannkraft, selv om de produserer omtrent like mye elektrisitet» ([94], s. 142). Dette skjer fordi man legger en konversasjonsfaktor til den produserte atomkraften, mens man for vannkraft regner 1 kJ produsert vannkraft som 1 kJ primærenergi. Kort oppsummert og som vist i

Figur 6-5 vil substitusjonsmetoden vise at en høyere andel av primærenergieterspørselen kommer fra energiprodusentene som ikke bruker forbrenningsprosesser, mens direkte ekvivalent-metoden vil resultere i høyest andel av primærenergieterspørsel fra forbrenningsanlegg. Her er det ingen fasit for hva som er best metode å bruke, men man bør være klar over implikasjonene av valget man tar.

	GEA Substitution Method		Direct Equivalent Method		Physical Energy Content Method	
	EJ	%	EJ	%	EJ	%
Fossil fuels	389	78	389	85	389	81
Biomass	46	9	46	10	46	10
Nuclear	28	6	10	2	30	6
Hydro	30	6	11	2	11	2
Other Renewables	< 3	1	1	<1	3	1
Total	496	100	457	100	479	100

Source: data from IEA, 2010.

Figur 6-5 Sammenligning av global primær energieterspørsel i 2005 med hhv. Substitusjonsmetoden, direkte ekvivalent-metoden og energiinnholdsmetoden ([94], s.143).

Et eksempel på hvor dette slår ut er i Figur 6-3 i underkapittel 6.1.5. Der det i oversikten står at både EIAs *U.S. AOE Ref (2013)* og IEAs *WEO Current Policies (2012)* ender opp med en fornybarandel på 14 %, men der EIA har brukt substitusjonsmetoden og IEA energiinnholdsmetoden. Med andre ord er det mindre faktisk andel energiproduksjon fra fornybare energikilder i *U.S. AOE Ref (2013)* enn IEAs *WEO Current Policies (2012)*.

6.3 WORLD ENERGY MODEL

Overordnet

WEM er en global hybrid simuleringsmodell som tar for seg hele det globale energisystemet. Modellen er bygget opp av tre hovedmoduler: Endelig energiforbruk, energiforedling og produksjon, og energitilbud. Disse er igjen delt opp i egne moduler og submoduler. Modellen lager analyser frem til 2040 og går trinnvis fra år til år. Verden er delt inn i 25 regioner som gjennom handel får likevekt i sin etterspørsel og tilbud etter endelig energiforbruk. Det er lite offentlig informasjon om hvordan WEM er bygget opp og dette delkapittelet baserer seg på WEMD15 og WEO15 med mindre annet er oppgitt.

Noe av det viktigste i WEM er tankegangen rundt scenarioer. Hvordan endrer forskjellig politikk og strategier i energisektoren resultatene fra modellen? For WEO15 er det tatt i bruk tre hovedscenarioer: New Policies Scenario (NPS), som er hovedscenarioet, Current Policies Scenario (CPS) som utelukker ny politikk og 450 Scenario (450S) som tar i bruk den politikken og de strategier som det antas er nødvendig for å ha 50 prosent sjans for å holde seg innenfor togradersmålet.

WEM er som nevnt en simuleringsmodell, men i flere av modulene brukes logit- og weibullfunksjoner sammen med spesifikk kostnad for å bestemme hvor stor andel de forskjellige energiteknologiene vil få i å dekke etterspørselen etter energitjenester. For å finne etterspørselen bruker de forskjellige sluttbruskssektorene lagermodeller for å beskrive energisystemet og hvilke energitjenester som trengs. For hver utgave av WEM/WEO oppdateres informasjonen om de eksisterende lagrene, som antall biler i transportsektoren, produksjonskapasiteten for sementindustrien og så videre.

I tillegg til modulene som modellerer energisystemet har WEM noen viktige eksogene antagelser for økonomisk vekst, demografi og teknologi som er tilsvarende på tvers av de forskjellige scenarioene (med mindre det opplyses om at de er forskjellige). Dette er befolkningsvekst, som baserer seg på middelsscenarioet i FNs *United Nations Population Division report* (UNDP, 2013), økonomisk vekst, der forventningene for kort og middels tidsperspektiv lages av OECD, IMF og Verdensbanken, og urbaniseringsgrad som hentes fra UNDP (2014) ([20], s. 7).

I WEMD15 antas det at verdens BNP forventes å vokse med 3,5 % i snitt fra 2013 til 2040, med høyest vekst i India og Afrika, etterfulgt av Kina og Brasil, og at veksten vil flate ut fra 3,7 % i 2013-2020 og 3,8 % i 2020-2030 til 3,1 % i 2030-2040 ([20], s. 8).

WEM er implementert i Vensim (www.vensim.com) men tar også i bruk flere andre løsningsprogrammer.

Omfang

WEM er en global energimodell. Det betyr at modellen ikke trenger å være avhengig av eksogene antagelser om hvordan kraftsystemet i andre deler av verden enn det som modelleres utvikler seg. Eksempler på dette kan være priser, kapasitetsutbygging og så videre. Dette får konsekvenser for hvordan man modellerer ting som lærekurver, prissetting av globale handelsvarer og så videre.

6.3.1 Scenarioer

For IEA er det vanskelig å underdrive hvor viktig det er å holde fokuset på scenarioene. Som Brent Wanner, kraftsektoranalytiker i IEA skriver om scenarioene: « [...] *this is the key to understanding the projections. Understanding the scenario approach forms the foundation of understanding the structure of the model and impacts of the assumptions*» [95]. Scenarioene er ment å være verktøy for beslutningstagere slik at de skal forstå konsekvensene av politiske veivalg og valg av energistrategier. Ved å sammenligne resultatene fra NPS mot 450S kan man se hvilke nye tiltak som er nødvendig for å holde togradersmålet og CPS viser hvordan det kan gå dersom det ikke skjer noen politikkendring fra i dag (gitt at antagelsene og modellen gir en god beskrivelse av virkeligheten).

WEO15 tar som nevnt i bruk tre hovedscenarioer: New Policies Scenario, Current Policies Scenario og 450 Scenario. I tillegg er det vanlig at det inkluderes 1-2 scenarioer som ser på spesifikke geografiske områder eller tenkte utviklinger. I WEO15 var det et lavprisscenario for olje og et scenario med fokus på India, i *World Energy Outlook 2014* (WEO14) var det et scenario som så på fremtiden for atomkraft og et scenario med fokus på Afrika.

I de forskjellige scenarioene endrer man på variabler som CO₂-pris, økt opptak av energieffektiviseringsteknologier og så videre som påvirker energietterspørsel, produksjon, handel, investeringer, kostander og utslipp. For en detaljert fremstilling av hvilke strategier og hvilken politikk som implementeres i hvert scenario, se [IEAs nettsider](#)⁹ og *WEO15 Annex B - Policies and measures by scenario* (s. 687 og utover). For en kort og konsis oversikt, se Figur 6-6:

⁹ <http://www.iea.org/policiesandmeasures/>

	Current Policies Scenario	New Policies Scenario	450 Scenario
Definitions	Government policies that have been enacted or adopted by mid-2014 continue unchanged.	Existing policies are maintained and recently announced commitments and plans, including those yet to be formally adopted, are implemented in a cautious manner.	Policies are adopted that put the world on a pathway that is consistent with having a 50% chance of limiting the global increase in average temperature to 2 °C in the long term, compared with pre-industrial levels.
Objectives	To provide a baseline that shows how energy markets would evolve if underlying trends in energy demand and supply are not changed.	To provide a benchmark to assess the potential achievements (and limitations) of recent developments in energy and climate policy.	To demonstrate a plausible path to achieve the climate target.

Figur 6-6 Oversikt over hovedskillelinjene og formålet til de forskjellige scenarioene i WEO15 ([20], s.4).

6.3.2 Datagrunnlag

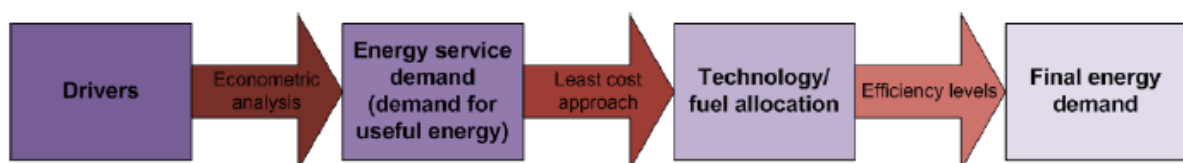
Datagrunnlaget i WEO15 er i stor grad basert på tall fra 2013, men bruker tall fra 2014 der det har vært mulig [20]. Se kapittel 2 for en mer detaljert oversikt over hvor WEM får sitt datagrunnlag i fra.

6.3.3 Moduler

WEM er strukturert rundt tre hovedmoduler: Endelig energiforbruk, energitilbud, og energiforedling og produksjon, som alle er bygget opp av moduler og submoduler. I de neste underkapittelene vil jeg gå igjennom hver hovedmodul for å se på hvordan disse virker. Hovedfokus vil være de delene som relaterer seg til variabel fornybar energiproduksjon. Jeg vil se på hvilke drivere som virker i hver hovedmodul, hva som er de viktige variablene og gå inn i detalj i de submodulene jeg mener er viktige å få en større forståelse for.

6.3.3.1 Hovedmodul: Endelig energiforbruk

Endelig energiforbruk er en av de viktigste parameterne for et energisystem. Hvor mye energi brukes hos sluttbrukerne? Det endelige energiforbruket modelleres derfor for hver av de 25 regionene med stor detalj for hva og hvor energien brukes. Summen av energiforbruket til alle sluttbrukerne i alle sektorene gir det totale endelige energiforbruket. For de fleste modulene og submodulene beregnes energietterspørselen som en funksjon av flere aktivitetsvariabler, som blir påvirket av sosioøkonomiske drivere og sluttbrukspris på energibærere. Hver submodul ser på behovet for seks energibærere: kull, olje, gass, elektrisitet, varme og fornybar. I dette underkapittelet vil jeg gi en forklaring på hvordan de forskjellige modulene i hovedmodulen endelig energiforbruk virker og hvordan de er bygget opp. Figur 6-7 gir en generell oversikt over hvordan de forskjellige etterspørselsmodulene virker.



Figur 6-7 Oversikt over den generelle strukturen til etterspørselsmodulene i WEM ([20], s. 7).

1. Transportmodulen

Transportmodulen er bygget opp av fem submoduler: Veitransport, luftfart, jernbane, skipsfart og annen transport. Driverne i modulen er sluttbrukerpris på energi, historiske trender, BNP og befolkning. Dette sammen med beholdningen av kjøretøy og deres energieffektivitet gir bakgrunnen for variablene for passasjerkilometer og tonnkilometer som estimeres økonometrisk for hver region. I WEMD15 går man i detalj inn i veitransportsubmodulen og i luftfartssubmodulen. Se WEMD15 3.2.1 og 3.2.2 for detaljene. For å vise hvor teknologispesifikk WEM er kan det nevnes at veitransportsubmodulens energietterspørsel brytes ned i busser, lastebiler, tunge lastebiler, to- og trehjulinger, lette personkjøretøy og lette kommersielle kjøretøy.

2. Bygningsmodulen

Bygningsmodulen er egentlig to separate moduler, boligmodulen og servicesektormodulen, men disse er bygget opp relativt likt og kan derfor godt beskrives samtidig. Drivere som befolkning, BNP, husholdningstype (dwelling occupancy) og urbaniseringsgrad påvirker aktivitetsvariablene via økonometriske sammenhenger. For boligmodulen er det arealbruk («floor space area»), antall husholdninger og hvitevareeierskap som er aktivitetsvariabler. I servicesektormodulen er det verdien servicesektoren tilfører.

Disse deles opp i submoduler som lys, vannoppvarming, romoppvarming, romkjøling, koking og hvitevarer (som igjen deles inn i fire underkategorier). For hver submodul finner man endelig energietterspørsel for hvert år gjennom tre steg:

- 1) Eterspørselen etter energitjenester finnes ved hjelp av formelen:

$$\text{Eterspørselen etter energitjenester} = \text{Aktivitetsvariabler} * \text{intensitet}$$

Dette er den energien som faktisk brukes i utførelsen av den tjenesten som etterspørres. Aktivitetsvariabelen kan som nevnt være arealbruk, antall husholdninger, hvitevareeierskap og den verdien servicesektoren tilfører. Med intensitet menes den energitjenesten som trengs per enhet aktivitetsvariabel, for eksempel hvor mye kjøling som trengs per husholdning. Dette har en empirisk verdi som tilpasses hvert år som følge av endringen i priser og inntekt.

- 2) Valg av teknologi for å møte energitjenesteeterspørselen. Her kan modellen velge mellom flere forskjellige teknologier og variasjoner innen disse, som airconditioner, varmeradiator, isolering eller LED-belysning for å nevne noen eksempler (se WEMD15 figur 10 for utfyllende informasjon). Disse har fått verdier på effektivitet og for investerings-, drift og vedlikeholds-, og drivstoffkostnad. Hvordan modulen fordeler hvilke teknologier som velges bestemmes av en weibullfunksjon for den spesifikke kostnaden til hver teknologi. I tillegg må fordelingen holde seg innenfor øvre og nedre grenseverdier, for å ikke bryte med markedsbarrierer, adopsjonsrater og tekniske barrierer.
- 3) Finner endelig energiforbruk for bolig- og servicesektormodulene. Dette gjøres ved hjelp av formelen:

$$\text{Endelig energiforbruk} = \frac{1}{\eta} * \text{Eterspørselen etter energitjenester}$$

Der η er virkningsgraden til beholdningen i submodulene til de eksisterende og nye byggene og endelig energiforbruket blir summen av forbruket fra bolig- og servicesektormodulen.

I det tredje steget regnes det også ut nødvendige investeringer i nye teknologier og CO₂-utslipp. I tillegg kan den endringen i kjøle- og varmebehov som vil komme som følge av endringer i temperatur som følge av global oppvarming modelleres og tas hensyn til. Her henviser WEMD15 til (McNeil and Letschert, 2007).

3. Industrimodulen

Industrimodulen har seks submoduler: aluminium, jern og stål, kjemisk- og petrokjemisk industri, papirmasse- og papir, sement, og andre industrier. Driverne i modulen er sluttbrukerpris for energi, historisk produksjon, BNP og befolkning. Hvor mye som etterspørres av hvert produkt, som jern, stål eller sement, bestemmes økonometrisk basert på disse driverne. Etterspørselen for elektrisitet modelleres separat fra de andre energibærerne, da de ikke vil være fullverdige substitutter. Ut i fra den forventede etterspørselen regnes det ut hvilken kapasitet som er nødvendig for å tilfredsstille forventningene, som vurderes opp mot eksisterende beholdning av produksjonskapasitet fratrukket den produksjonskapasiteten som tas ut dette året (retirements), og man finner den investeringsmengden som er nødvendig for å få på plass den forventede nødvendige kapasiteten.

Aktivitetsvariablene i modulen er aluminiumsproduksjon, stålproduksjon, produksjon av noen bestemte kjemiske produkter, sementproduksjon, papirproduksjon og verdi skapt av industrien.

Hvilke produkter de forskjellige submodulene handler om er ganske selvforklarende, men submodulen for andre industrier kan godt utdypes: Den tar for seg summen av ikke-jernholdige metaller, ikke-metalliske mineraler (sement har en egen submodul), transportutstyr, maskiner, gruvedrift, mat og tobakk, trevirke og så videre.

En utfordring for den kjemiske- og petrokjemiske industrisubmodulen er at produktene har flere måter de kan produseres på og at energibærere både brukes til energiproduksjon men også som direkte innsatsfaktorer i produksjonen. Dette er viktig fordi energibærere som brukes direkte i produksjonen ikke kan reduseres for å øke energieffektiviteten. Submodulen tar for seg disse kjemiske produktene: Etylen, propylen, aromatiske hydrokarboner, metanol og ammoniakk.

Det er ikke mulig for den eksisterende teknologibeholdningen å ta i bruk energieffektiviseringstiltak, men ny produksjonskapasitet kan ta i bruk andre og mer effektive teknologier og det er mulig å fase ut gammel produksjonskapasitet før levetiden er over. I hvor stor grad energieffektive teknologier tas i bruk avhenger fra scenario til scenario og av tilbakebetalingstiden. Selv om elektrisitetsforbruk som nevnt modelleres uavhengig av de andre energibærerne vil modellen kunne skifte fra for eksempel kull til elektrisitet via prosessendringer. Hvilke energieffektiviseringstiltak som er mulig å ta i bruk kan man se i WEMD15s kap. 3.1.

Nytt for WEM15 er et større fokus på materialeffektivitet. Siden produksjon av stål, sement og så videre er velutviklede teknologier der man kan anta en lav læringsrate, få og små nye stordriftsfordeler eller andre kostnadsreducerende tiltak, er det vanskelig å se for seg store endringer i energiforbruket per produserte enhet. Derfor er det for WEM15 utviklet en materialflytsmodell for aluminium og stål som ser på muligheter for å gjenbruke materialer, redusere tap i produksjon, lage lettere produkter, mer gjenvinning, lengre levetid og bedre utnyttningen av de produserte ressursene. Materialflytsmodellen ser bare på disse to produktene og ser ikke på konsekvensen oppstrøms i energikjeden og heller ikke på muligheten for å finne materialsubstitutter.

Endelig energiforbruk regnes ut som summen av forventet produksjon og energiintensiteten i produksjonsprosessen i hver submodul.

6.3.3.2 Hovedmodul - Energitilbud

Hvordan en energimodell velger å dekke inn energitilbudet kan få store betydninger for hvordan den ser for seg fremtidens energimiks. I WEM er ikke denne hovedmodulen så interessant for denne oppgaven, fordi de fornybare energikildene (utenom bioenergi) behandles i egen submodul under hovedmodulen for energiforedling og produksjon. Det er allikevel relevant å ha en viss oversikt over hvordan tilbudet av de andre energikildene modelleres fordi de forskjellige teknologiene konkurrerer om å dekke omtrent det samme investeringsbehovet og fordi hvilke kostnader som ilegges hver teknologi vil være viktig for hvilken teknologi som velges.

1. Oljetilbudsmodul

WEM har en detaljert oljetilbudsmodul som bruker felt-for-felt analyse «field-by-field analysis» for å projisere oljeproduksjonen til hvert land. Denne bygger blant annet på historiske produksjonsserier, standard produksjonsprofiler for oljefelt, undersøkelser av pågående prosjekter og estimat på nedgangen i produksjon både for enkeltfelt og på landnivå. Sentralt i denne modulen er verdien på de teknisk utvinningsbare ressursene. Disse er basert på informasjon fra United States Geological Survey (USGS), BGR og andre kilder. Hvordan disse dataene brukes i WEM står forklart i detalj i *kapittel 6.1 Oil* i WEMD15.

Kort oppsummert har produksjonsprofilen til hvert land seks komponenter: Produksjon fra allerede produserende felt, produksjon fra felt som er funnet og med utbyggingsplaner klare, produksjon fra felt som er funnet men ikke utviklet, produksjon fra felt som ikke er funnet, produksjon av NGL (en type flytende petroleum) og produksjon av ukonvensjonell olje.

2. Gasstilbudsmodul

Produksjonen modelleres først for hver region på bakgrunn av de teknisk utvinnbare ressursene som i oljetilbudsmodellen og tar hensyn til arbeidskostnader og prisnivå i regionen. Deretter ser modellen på hvilke regioner som har produksjonskapasitet nok til å dekke eget forbruk og hvilke regioner som har underskudd på gass. Dette bestemmer hvor mye gass som produseres i de regionene med tilstrekkelig produksjonskapasitet for eksport. Gasstilbudsmodulen virker i stor grad som oljetilbudsmodulen, men med en stor forskjell: I oljetilbudsmodulen er det et fritt verdensmarked for olje, der oljen handles på tvers av landegrenser og kontinent. I gasstilbudsmodulen antas det at (gass)handelen foregår regionalt i 17 regioner, og at handel mellom disse begrenses av eksisterende og planlagte rørlinjer, LNG-anlegg og langtidskontrakter.

3. Kullmodul

Kullmodulen ser på fire produkter: Koks, steinkull, brunkull og torv. For disse setter modulen opp produksjon, import og eksport for hvert land basert på historiske data og antagelser om etterspørsel. Koks og steinkull er de kullproduktene som blir handlet på verdensmarkedet og blir modellert separat. Produksjon og etterspørsel for disse må være i balanse hvert år. Etterspørsel og produksjon bestemmes basert på tilgjengelige ressurser, kullprisen og en vurdering av hjemlige og internasjonale markeder.

4. Bioenergitilbudsmodul

Det står overraskende mye om bioenergitilbudsmodulen i WEMD15, sett opp imot kull og olje, når du tenker på at bioenergi i WEO bare ender opp med å dekke 10 % av den totale primære energietterspørselen (Det kan her nevnes at andre fornybare energikilder ender opp med å dekke 5%, men det har sammenheng med hvordan man regner primær energi, se delkapittel 6.2) ([21], s. 584). Modulen har 25 regioner. I utgangspunktet modelleres etterspørselen fra hjemlige bioenergikraftverk og biodrivstoff, men har også en simulering av internasjonal handel med biomasse

og biodrivstoff. I modulen er det satt som en forutsetning at tilgangen på bioenergi er begrenset til råstoff som ikke konkurrerer med mat.

Nå skal jeg ikke gå inn modulen i detalj, men den bygger på et potensielt råstoffstofftilbud for fire kategorier: Skogsprodukter, rester fra skogsprodukter, rester fra landbruk og energivekster «energy crops». Ut over dette har den koblinger til kraftproduksjonsmodulen og transportmodulen og modellering av hjemlig og globalt tilbud og etterspørsel.

6.3.3.3 Hovedmodul - Energiforedling og produksjon

Hvor energien i energisystemet foredles og hvor den produseres er like viktig i en energimodell som hvilken energi som etterspørres. WEM har derfor en detaljert energiforedlings- og produksjonshovedmodul som ved hjelp av flere moduler og submoduler leverer den etterspørselen som kreves fra endelig energiforbrukshovedmodulen. I dette underkapittelet gir jeg en forklaring på hvordan de forskjellige modulene virker og hvordan de er bygget opp.

1. Raffinering- og handelsmodulen

Modulen er en simuleringsmodul som er avhengig av informasjon fra energiforbruksmodulen og energitilbudsmodulen. Hver sluttbrukssektor i energiforbruksmodulen beregner forbruk av forskjellige oljeprodukter. Det er et forbruk som både avhenger av økonomiske projeksjoner, men også hvilken infrastruktur som er tilgjengelig for å produsere råstoffet som brukes. Raffinering- og handelsmodulen tar å kobler etterspørselen fra energiforbruksmodulen til produksjonen av forskjellige typer olje fra energitilbudsmodulen. Denne modulen har betydelig høyere geografisk oppløsning enn WEM generelt, og tar for seg 134 individuelle land og 11 regioner som de resterende landene grupperes i. For hver av disse områdene ser modulen på raffineringkapasitet og utnyttelsesgrad. Modulen har også flere submoduler, som submodulen for NGL.

De oljeproduktene raffinering og handelsmodulen ser på er: LPG, nafta, bensin, parafin, diesel, tungolje og andre produkter. I motsetning til kraftproduksjons- og varmemodulen som må ha balanse i tilbud og etterspørsel for hvert år, kan denne modulen bygge lagre av oljeprodukter og føre regnskap for hvor stor beholdning det er av hver av dem. Handelsdelen av modulen virker slik at råolje handles på tvers av alle de modellerte landene, mens de andre oljeproduktene handles på tvers av de 25 regionene som WEM ellers er delt inn i.

Ved sammenligninger mellom raffinering og handelsmodulen og energitilbudsmodulen kan det være verdt å legge merke til at råolje, eller «crude oil», i denne modulen inkluderer både konvensjonell råolje som begrepet blir brukt i energitilbudsmodellen, men også noen «*ekstra tunge oljer som ikke er uttynnet eller oppgradert, lett skiferolje og syntetisk råolje fra oppgradert bitumen*» ([20], s. 30).

2. Kraftproduksjons- og varmemodulen

Denne modulen består av fire separate submoduler: Kombinert kraftvarmeverk (CHP), distribuert produksjon (DG), kraftproduksjon og fornybar. Disse skal til sammen levere det av energitjenester hovedmodulen for endelig energiforbruk krever i hver region, og tar beslutninger om hvilke investeringer som er nødvendig for også å gjøre dette neste år. Submodulene er modellert som følger:

1) kombinert kraftvarmeverk (CHP):

Er en mulighet for fossil- og biodrivstoffkraftverk. Submodulen ser på muligheten for å bruke varmen produsert av kraftverkene i industrien og bygninger ved hjelp av økonomiske beregninger for varmeetterspørsel.

II) Distribuert produksjon (DG):

I WEMD15 står det lite om submodulen for distribuert produksjon, men det nevnes at denne baserer seg på antagelser om markedsandelen til DG-teknologier.

III) Kraftproduksjonsmodulen:

Kraftproduksjonsmodulen er på mange måter bygget opp og har samme formål som det tradisjonelle kraftsystemet: Å kunne levere nok kraft til å dekke forbrukernes etterspørsel for ethvert tidsrom på en kostnadseffektiv måte, samtidig som risikoen for strømbrudd minimeres. Måten den jobber på er at den ser på hvilken infrastruktur som er tilgjengelig i det året modellen starter, og bygger videre på dette. For å få til dette er det bygget opp en database som forsøker å ha informasjon om alle kraftverk i verden. Nytt for WEM 2015-versjonen er at det også er tatt med vannrestriksjoner for kullkraftverk, og at vanntilgjengelighet, kjøling fra fersk- eller sjøvann og kulltransport nå tas med i betraktningen for hvor nye kullkraftverk bygges i Kina og India.

Modulen tar for seg fem kategorier kraftverk, som alle har flere spesifikke typer kraftverk. Fossil-, atom og brenselcellekraftverkene blir behandlet direkte i kraftproduksjonsmodulen, mens vann-, biomasse-, vind-, sol-, marine- og geotermiske kraftverk behandles i en egen fornybarsubmodul. De forskjellige typene kraftverk som er inkludert i WEM er listet opp i Figur 6-8, med tilhørende forventet levetid.

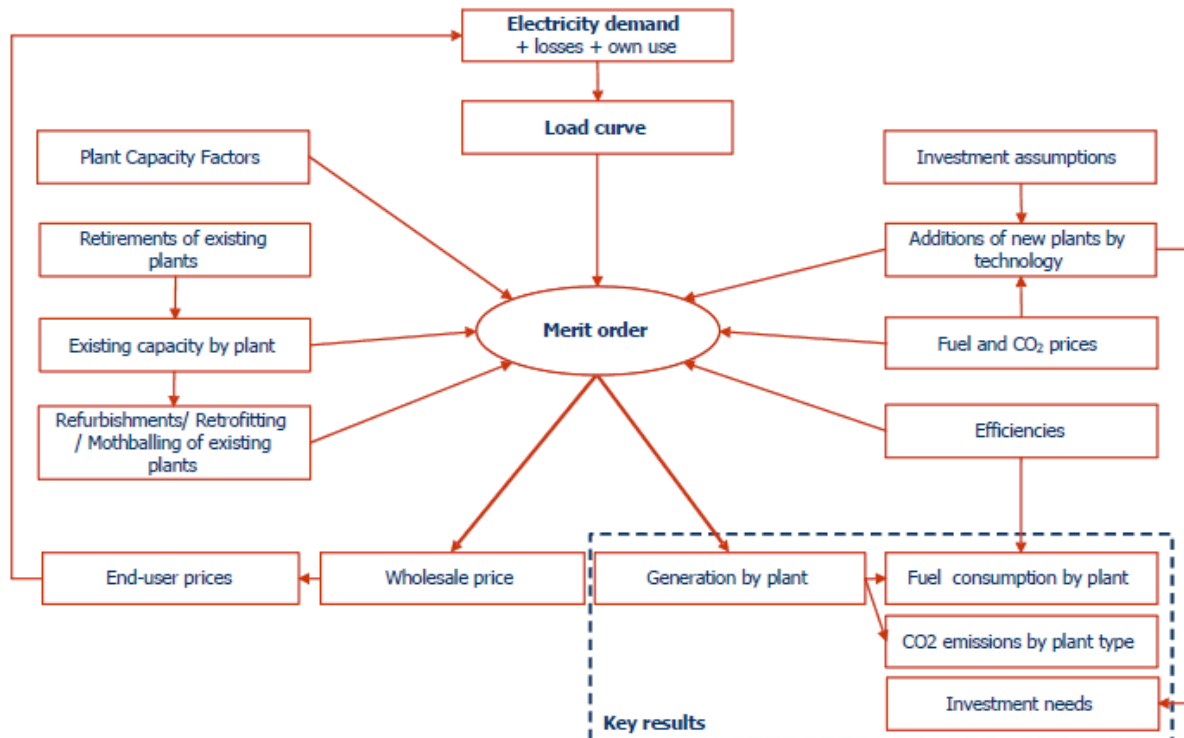
LEVETID FOR KRAFTVERK:

KATEGORI:	Type	Nedre levetid	Øvre levetid
FOSSIL- OG ATOMKRAFTVERK	Kull-, olje-, og gassdampkjeler, med og uten CCS; kombinasjonssyklus gassturbiner (CCGT), med og uten CCS; åpensyklus gassturbin (OCGT); integrert forgassing kombinert syklus (IGCC); olje- og gass innvending forbrenning;	45	60
VANNKRAFT	vannkraft	50	50
BIOMASSEKRAFTVERK	Bioenergi;	25	25
VIND –OG SOLKRAFT	Onshore vind; offshore vind; solstrøm; konsentrert solkraft (CSP)	20	30
ANDRE	Brenselceller; Geotermisk; Marin		

Figur 6-8 Oversikt over kraftverk som er inkludert i WEM med tilhørende levetid, informasjon fra [20] (egen figur).

Modulen er konstruert slik at den for hvert år bestemmer hvor mye ny kapasitet som trengs og hvilke investeringer som må til for å oppfylle dette. Her blir det også tatt med tap i transmisjon og

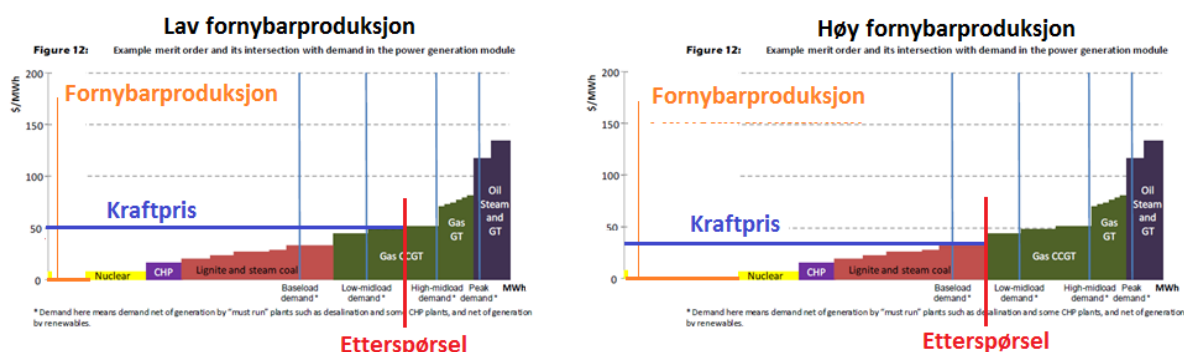
distribusjon, og kraft som kraftverkene bruker selv. For hver region blir det sett på endringer i etterspørsel, hvilke kraftverk som går ut av produksjon og ny fornybarkapasitet. I tillegg brukes det en sikkerhetsmargin som også må være oppfylt for å sikre nok produksjon i tilfelle uforutsette hendelser. Hvilke teknologier modellen investerer i bestemmes for hver region av hver teknologis antatte langtids marginalkostnad (LRMC), som kan forstås som teknologiens LCOE. Figur 6-9 gir en oversikt over modulen:



Figur 6-9 Oversikt over kraftproduksjonsmodulen ([20], s. 22).

Ut i fra databasen med eksisterende kraftverk og etterspørsel etter elektrisitet lages det etterspørsels- og lastkurver for hver region, og produksjonen fra hvert enkelt kraftverk bestemmes.

Etterspørselskurven deles inn i fire segmenter: Grunnlast, som er det lastnivået som etterspørres mer enn 5944 timer (dvs. tilnærmet 248 døgn) i året; lav-midtlast, som er det lastnivået som etterspørres mellom 3128 - 5944 timer (130-248 døgn) i året; høy-midtlast, som er det lastnivået som etterspørres mellom 782 - 3128 timer (33-130 døgn) i året og spisslast, som er det lastnivået som etterspørres mindre enn 782 timer i året. For hvert av disse segmentene trekker modellen fra produksjon fra kraftverk som «må» produsere, som noen CHP-kraftverk som uansett må levere varme og produksjon fra fornybare kraftverk. Resten av etterspørselen må dekkes av regulerbare kraftverk. Dette gir en lastkurve som de resterende kraftverkene organiseres i en merit-order, som vil si en rekkefølge etter kortsiktige marginalkostnader ved produksjon, se underkapittel 5.1.4. Kraftprisen settes av den kortsiktige marginalkostnaden til det regulerbare kraftverket som befinner seg der restlastkurven krysser merit-orderen. Dette er illustrert i Figur 6-10:



Figur 6-10 Forskjell i kraftpris som følge av økt fornybarproduksjon illustrert ved hjelp av en merit-order.

Basert på figur 12 i WEMD15. Den oransje linjen som varierer i lengde med mengde fornybarproduksjon, blå linje som viser kraftpris og rød linje som viser etterspørsel er lagt til figuren.

Selv om det er den kortsiktige marginalkostnaden som setter kraftprisen, må LRMC dekkes inn når modellen skal investere i ny kapasitet. Hva LRMC, eller LCOE som er et mer brukt begrep, er i hver region regnes ut for hver teknologi fra gjennomsnittlig kraftpris i kraftverkets levetid, summen av kapitalkostnader, drift og vedlikeholdskostnader og variabel operasjonskostnad (kostnad for brennstoff, eventuell CO₂-pris og virkningsgrad). En viktig faktor for hvilken LCOE et kraftverk vil ha er kapasitetsfaktoren, som sier noe om hvor mye av kapasiteten til kraftverket som tas i bruk. Etter hvert som mer variabel fornybar produksjon har blitt koblet til nettet, har dette fått større oppmerksomhet, se også delkapittel 9.3 for diskusjon rundt dette.

Om hvilke kapitalkostnader som brukes, skriver IEA i WEMD15 på side 22 at «... kommer fra vår egen undersøkelse av industriens synspunkter og prosjekterte kostnader sammen med estimat fra NEA/IEA (2010). Den vektete kapitalkostnaden (WACC, min presisering) (før skatt) er antatt å ligge på 8% i OECD og på 7% i ikke-OECD land» ([20], s. 22).

Transmisjon og distribusjon

I tillegg til å se på etterspørsel, produksjon og investeringer i nye kraftverk tar kraftproduksjonsmodulen og regner ut hvor mye kraftnett som trengs for å frakte elektrisitet fra produsent til konsument, ofte beskrevet som transmisjon og distribusjon. Dette gjør modellen for hver region basert på *ABS Energy Research (2010), Global Transmission & Distribution Report Ed. 9-2010* og *NRG Expert (2013), Electricity Transmission and Distribution Report and Database Edition 3, 2012-2017*.

Det er tre drivere som fører til at modellen bygger ut mer nettinfrastruktur: Vekst i etterspørsel, erstatning eller oppgradering av eksisterende nett som er i slutten av sin levetid og ny nettkapasitet for å integrere ny fornybar kapasitet. Investeringer fra vekst i etterspørsel regnes ut fra følgende formel:

$$Investering^{ny} = (\beta \cdot \text{Økning i kraftproduksjon}) \cdot \text{Kabelkostnad}$$

Der β gir lengden ekstra nett som trengs per enhet ny produksjon.

For erstatning eller oppgradering av eksisterende nett som er i slutten av sin levetid regner man med en gjennomsnittlig levetid på 40 år, og bruker formelen:

$$Investering^{alder} = \text{Kabellengde som når 40 år} * (\text{Kabelkostnad} * \text{Reduksjonsfaktor})$$

Her skal reduksjonsfaktoren representere den reduserte kostnaden for å oppgradere linjer som allerede er tilstede, eller kostnadsreduksjonen fra å bygge nye transmisjons og/eller distribusjonslinjer på steder der det allerede er installert lignende infrastruktur.

For kostnader forbundet med utbygging av ny fornybar kapasitet tar modellen en annen innfallsvinkel. Her legges det til en spesifikk integrasjonskostnad for hver teknologi, der sted og arbeidskostnader tas hensyn til. Et eksempel som trekkes frem i WEMD15 er vindenergi, som kan ha integrasjonskostnader på \$100 - \$250 per kW installert vindkapasitet. Noe av bakgrunnen for at modellen legger til denne ekstrakostnaden på fornybare energikilder er at ny fornybar kapasitet er avhengig av plassering og at det ofte vil si at kapasiteten bygges ut i områder langt fra forbrukerne, noe som øker den gjennomsnittlige lengden på transmisjonsnettverket og nettkostnaden per produserte energi.

IEA skriver at det er mye større usikkerhet for størrelsen av distribusjonskostnadene enn for størrelsen av transmisjonskostnadene. Solstrøm kobles ofte opp på brukersiden av nettet og kan både øke og senke behovet for distribusjonskapasitet. IEA antar derfor at det bare er nødvendig med økt distribusjonsnettverk dersom den distribuerte produksjonen fra fornybare energikilder er større enn den lokale etterspørselen og mates inn i nettsystemet.

Om dette temaet sier Brent Wanner i IEA at:

“The additional costs for integrating variable renewables is an ongoing area of analysis that require power system modelling at the most granular level, and so we look to external studies with smaller regions for insights into the integration costs. We last discussed the costs of integration in detail in WEO2012 and WEO2013, which considered studies such as those from DENA in Germany (Integration of Renewable Energy Sources in German Power Supply and Distribution Grid Study), the Eastern Wind Integration and Transmission Study and Western Wind and Solar Integration Study in the US. More recent sources include the NREL Renewable electricity futures study, ongoing work by Hirth in Europe and several others. We continue to focus on this area and will likely update the discussion in the upcoming WEO2016” [95]

Fornybar energi

I de påfølgende avsnittene ser jeg på hvordan fornybar energiproduksjon påvirker og virker i kraftproduksjonsmodulen. Hvordan fornybarsubmodulen velger om det skal bygges ut mer fornybarkapasitet og produksjon fra denne utdypes i et senere punkt. For å forstå hvordan kraftproduksjonsmodulen behandler fornybar energi er kapasitetskreditt og kapasitetsfaktor to sentrale begrep. Dette er begrep som introduseres for å beskrive hvordan modellen tar hensyn til den stokastiske naturen til variable fornybare energikilder. Historiske data for timesetterspørsel sammenlignes med produksjonstidsserier basert på meteorologiske data. Dette gjelder solstrøm, konsentrert solkraft uten lagring og vind både på land og til sjøs. Se WEMD15 for hvilke kilder IEA bruker for de meteorologiske dataene.

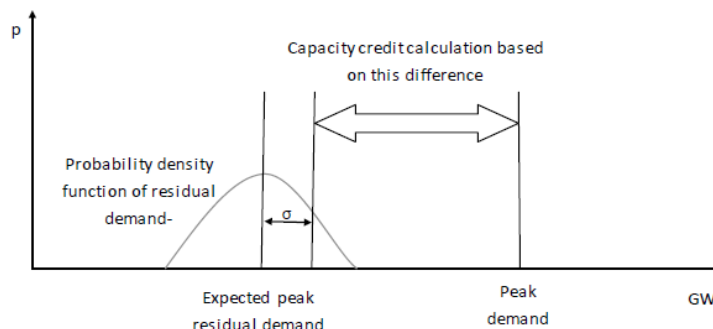
Kapasitetskreditt er den andelen av den installerte variable fornybarkapasiteten man kan anta blir produsert ved spisslast. Den regnes ut ved å bruke historiske data for timesetterspørsel og timesproduksjon fra forskjellige elektrisitetsmarkeder. Det brukes også meteorologiske data for vindhastighet og solinnstråling fra flere år, og man antar at spissrestlasten (max residual load) er normalfordelt.

Kapasitetskreditten uttrykker hvor mye ikke-variabel kapasitet som trengs i hvert lastsegment. Alternativt handler dette om hvor mye etterspørselen må kunne reduseres, dette diskuteres mer i delkapittel 9.3. Kapasitetskreditten regnes ut ved å se på forskjellen mellom spisslast og et standardavvik fra restspisslasten se ligning en under og Figur 6-11:

$$\begin{aligned}
 \text{Kapabilitetskreditt}_{\text{spisslast}} &= \frac{\text{Reduksjon i kapasitetsbehov}_{\text{non-var}}}{\text{Kapabilitet}_{\text{varRE}}} \\
 &= \frac{\text{Maks}_t(\text{Last}(t) - \text{Maks}_t(\text{Restlast}(t)))}{\text{Kapabilitet}_{\text{varRE}}}
 \end{aligned}$$

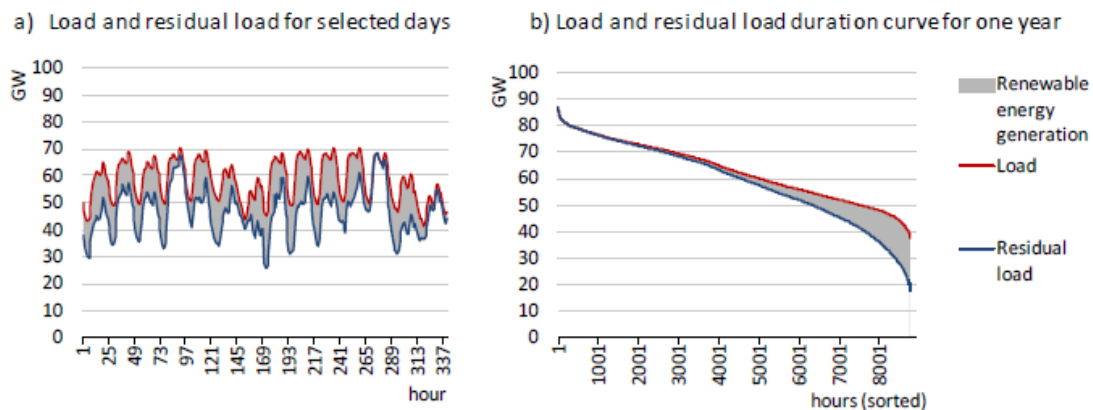
Kapabilitetsfaktoren er den andelen av den fornybare kapabiliteten som produserer i hvert lastsegment. Den sier hvor mye av produksjonen som mÅ komme fra ikke-variable energikilder. Den regnes ut ved hjelp av ligningen over, der *VarRE* er variable fornybare energikilder og *s* er et gitt lastsegment:

$$\text{Kapabilitetsfaktor}_s = \frac{\text{Reduksjon i produksjonsbehov}_{\text{non-var},s}}{\text{Kapabilitet}_{\text{varRE}}} = \frac{\text{Produksjon varRE}_s}{\text{Kapabilitet}_{\text{varRE}}}$$



Figur 6-11 Illustrasjon av hvordan restlast og kapabilitetskreditt regnes ut ([20], s.25).

Hvor stor andel av produksjonen som er fra fornybare energikilder kan vises som i Figur 6-12, der differansen pÅ last og restlasten bÅde er vist som en funksjon av tid og vist som last- og restlastkurver over et År.



Figur 6-12 Illustrasjon av elektrisitetsetterspÅrsel og restlastkurve ([20], s. 25).

IV) Fornybarsubmodulen:

Fornybarsubmodulen modellerer hvordan WEM bygger ut ny fornybar kapabilitet og hvilke investeringer som trengs i forbindelse med dette. Submodulen tar for seg seks typer fornybare energi som igjen kan deles opp i subtyper, vist i Figur 6-13. Hva som bygges ut blir bestemt for hver teknologi basert pÅ kostnader og tilgjengelige ressurser for hver av de 25 regionene i modellen.

Investeringsbehovet for hver teknologi blir regnet ut for det neste Året, basert pÅ finansielle incentiver, ikke-finansielle barrierer og tekniske- og sosiale restriksjoner.

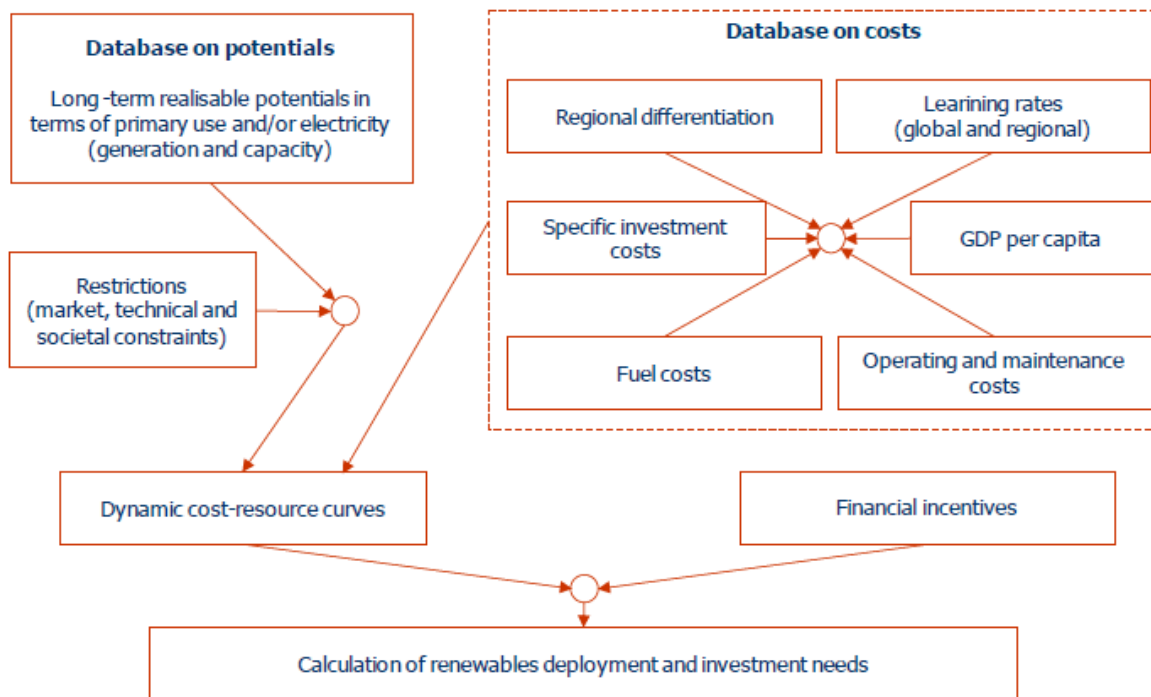
TYPE	SUBTYPE
BIOMASSE	Lite kombinert kraftvarmeverk; medium kombinert kraftvarmeverk; elkraftverk; biogassdrevet kraftverk; avfall til energi kraftverk; fossil- og biomassefyrte kraftverk
VANNKRAFT	Stor vannkraft ($\geq 10\text{MW}$); småkraftverk
VINDKRAFT	Landbasert vind; havvind
SOLSTRØM	Storskala solcellestrøm; solcellestrøm fra bygg
GEOTERMISK ENERGI	Elkraftverk; kombinert kraftvarmeverk
MARIN	Tidevannskraftverk; Bølgekraftverk

Figur 6-13 Oversikt over hvilke kraftverksteknologier som er inkludert i fornybarsubmodulen til WEM (min figur).

For å finne de tekniske- og sosiale restriksjonene blir det først gjennomført en vurdering for det teoretiske potensialet for hver teknologi i hver region. Hvor stor solinnstrålingen er, kan være et eksempel på dette. Målet med denne vurderingen er å finne den teoretisk øvre grensen for hvor mye energi det er mulig å hente ut med dagens kunnskap. Etter det teoretiske potensialet er vurdert, vurderes det tekniske potensialet. Hvor mye areal er tilgjengelig? Hvor stor virkningsgrad har teknologien? Ut i fra dette finner man et langtids realiserbart potensial basert på det tekniske potensialet sammen med sosial aksept, planleggingskrav og industriell vekst.

Måten fornybarsubmodulen i WEM modellerer ny fornybar kapasitet og finner ut hvilke investeringer som trengs er ved hjelp av dynamiske kost-ressurskurver. Dette blir gjort i to steg: Først lages det statiske kost-ressurskurver for hver fornybarressurs i hver region og LCOE bestemmes for hver teknologi. Så lages det en dynamisk vurdering av den statiske kost-ressurskurven ved hjelp av en dynamisk kostnadsvurdering og en dynamisk restriksjonsvurdering.

Den dynamiske kostnadsvurderingen tar i bruk teknologisk læring (se kapittel 7), der det er antatt forskjellige lærerater for hver teknologi i hvert tiår. Kostnaden man ser på er hovedsakelig investeringskostnader og drift og vedlikeholdskostnader. For den dynamiske restriksjonsvurderingen legges det nye, dynamiske restriksjoner over det forhåndsdefinerte langtids realiserbare potensialet. Dette er restriksjoner som markedsrestriksjoner for nye teknologier. I fornybarmodulen modelleres dette som en polynomisk funksjon, som ofte følger et S-kurvet mønster. Andre type restriksjoner er tekniske restriksjoner, som nettrestriksjoner, der bare en viss andel av det langtids realiserbare potensialet kan bygges ut på et enkelt år. Se også delkapittel 5.3.1. Se Figur 6-14 for en oversikt over hele den fornybare submodulen.



Figur 6-14 Oversikt over fornybarsubmodulen i WEM ([20], s. 29).

3) Diverse:

I tillegg til de nevnte modulene er det noen mindre moduler som nevnes eller vises i illustrasjonene i WEMD15. Et eksempel på dette er kullraffineringsmodulen, «coal upgrading module», som vises i *Figure 1: World Energy Model Overview* i WEMD15, men som ikke nevnes noe annet sted. Et annet eksempel er Biomasseprosesseringsmodulen som vises i samme figur men som det heller ikke opplyses noe særlig om. En tredje submodul er gassprosesserings- og distribusjonssubmodulen fra samme figur, som så vidt nevnes i 3.2.1 *Road transport*.

6.3.3.4 Klimagassutslipp

Modellen er i tillegg koblet opp mot OECDs ENV-Linkages-modell for å modellere klimagassutslipp, men her er dokumentasjonen litt motstridende. I WEO15 på side 37 sies det at koblingen mot ENV-Linkages brukes for å få innsikt i hvordan energipolitikk og beslutninger påvirker resten av økonomien ([21], s. 37), mens denne koblingen i WEMD15 bare nevnes i forbindelse med projeksjoner for noen få klimagasser ([20], s. 40-41).

6.4 MESSAGE

En annen modell som er utviklet for å beskrive energisystemet er MESSAGE (Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact) som er en IAM (Integrated Assessment Model). Modellen er utviklet av International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) og i *A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems* av Connolly et al (2010), beskrives den som en NOO partiell likevektsmodell som bruker scenarioer og brukes av mellom 100-1000 brukere [92]. Et eksempel på hvor MESSAGE er brukt er *The Global Energy Assessment (GEA)* fra 2012, der modellen ble brukt for å undersøke mulige retninger utviklingen av energisystemet kan ta.

Resten av beskrivelsen av MESSAGE baserer seg på modelldokumentasjonen fra [denne nettsiden](#)¹⁰ med mindre noe annet spesifiseres.

6.4.1 Overordnet

MESSAGE er en hybridmodell som bruker lineær programmering og er koblet til MACRO, en ikke-lineær aggregerte makroøkonomisk modell. Modellen tar både for seg energisystemet, men modellerer også inn avskoging og utslipp av flere klimagasser. Brukerne av modellen kan velge forskjellige begrensninger for å se hvordan det vil lage forskjellige scenarioer. Eksempler på dette er begrensninger på investeringer, tilgang på ressurser, handel eller miljørestriksjoner.

Hovedbruken til MESSAGE er å undersøke hvordan forskjellige klimamål kan oppnås mest kostnadseffektivt ved å undersøke forskjellige energisystemscenarioer.

MESSAGE er organisert i 11 regioner samt en global handelsregion. I tid er modellen delt inn i 5- og 10-årsperioder frem til 2110. Modellen kan både være myopisk og ta i bruk fullt fremsyn avhengig av hva formålet til analysen er. For å se hvordan forskjellig energipolitikk og beslutninger påvirker utviklingen i energisystemet kan modellereren innføre CO₂-priser, kvotemarked, toll, subsidier og så videre. Disse virker som regel ved å påvirke begrensende faktorer eller kostnadene.

For mer informasjon om MESSAGE se [denne nettsiden](#)¹¹.

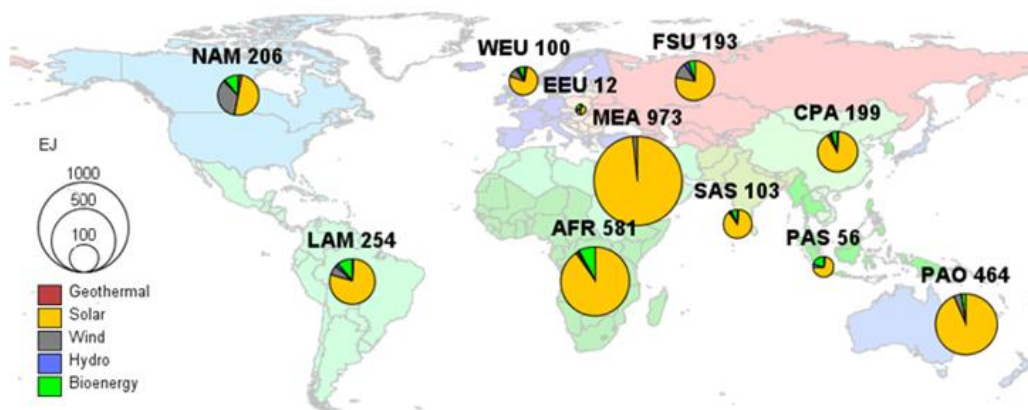
6.4.2 Ressursmodellering

MESSAGE har ressursmoduler for fossil energi, atomenergi og for fornybare ressurser. Her ser jeg bare på den fornybare ressursmodulen.

Den fornybare ressursmodulen tar utgangspunkt i det estimerte totale potensiale for de forskjellige fornybare energikildene. Om dette potensialet skrives det i dokumentasjonen at « [...] *it is important to note that typical MESSAGE scenarios do not consider the full technical potential of renewable energy resources, but rather only a subset of those potentials, owing to additional constraints [...] that may not be fully captured within the model*» [96]. Estimaten for potensialet til de fornybare energikildene er hentet fra Hoogwijk (2004), Hoogwijk and Graus (2008), Christiansson (1995), Tubiello and Fischer (2007), van Vuuren et al. (2009) og Rogner et al. (2012).

¹⁰ <https://wiki.ucl.ac.uk/display/ADVIAM/MESSAGE>

¹¹ <https://wiki.ucl.ac.uk/display/ADVIAM/Model+scope+and+methods+-+MESSAGE>



Figur 6-15 Totalt potensiale for fornybare energikilder per region i MESSAGE 2050 [96].

6.4.3 Kraftsystem

Modellen tar utgangspunkt i ni ressurser som forskjellige kraftverksteknologier kan bruke for å produsere elektrisitet og varme. Det er kull, olje, gass, atombrensel, biomasse, vann, vind, sol og geotermisk energi. En fullstendig oversikt over hvilke kraftverksteknologier som finnes kan man finne på [denne nettsiden](#)¹².

Internt i hver region lages det en kapitalbeholdning for transmisjons og distribusjon for energibærerne elektrisitet, fjernvarme, naturgass og hydrogen. I tillegg kobles transmisjonsnett/systemet i regioner som ligger inntil hverandre sammen.

Technology	Flexibility Parameter
Load	-0.1
Wind	-0.08
Solar PV	-0.05
Geothermal	0
Nuclear	0
Coal	0.15
Biopower	0.3
Gas-CC	0.5
Hydropower	0.5
H ₂ Electrolysis	0.5
Oil/Gas Steam	1
Gas-CT	1
Electricity Storage	1

Figur 6-16 Fleksibilitetskoefisienter for de forskjellige kraftverkene, last og lagring i MESSAGE [97] (egen figur).

I MESSAGE er elektrisitetsmarkedet modellert slik: For hver geografiske region i hver tidsperiode finnes det en årlig gjennomsnittlig last. Det er ikke delt inn i kortere tidsperioder eller lastkurver. I stedet forsøker modellen å ta hensyn til sesong- og dagsvariasjoner ved hjelp av to forenklinger: reservekapasitet ved spisslast (peak reserve capacity) og tidsfleksibilitet (general-timescale flexibility).

Reservekapasitet ved spisslast er gitt for hver region og er definert som gjennomsnittslasten pluss en sikkerhetsmargin. Denne skal sikre at det er nok kapasitet tilgjengelig til at man unngår strømbrydd ved stor etterspørsel eller ved beredskapssituasjoner. Ikke-variable kraftverk som kull eller

¹² <https://wiki.ucl.ac.uk/display/ADVIAM/Electricity+-+MESSAGE>

vannkraftverk får gitt en kapasitetsverdi lik 1, og variable kraftverk som sol og vind får en kapasitetsverdi lavere enn 1, som synker etter hvert som markedsandelen for den teknologien øker. Dette er for å representere usikkerheten som ligger i at variable fornybare energikilder ikke nødvendigvis produserer i det tidspunktet der lastbehovet er størst. Dette fallet i kapasitetsverdi er gitt av en skrittvis kurve for andelen av henholdsvis sol eller vind.

Tidsfleksibilitet blir ivaretatt gjennom et system med skyggepriser på kapasitetsinvesteringer. Det vil si at ved en investering i et variabelt fornybarkraftverk vil det ilegges en skyggepris dersom markedsandelen, fleksibiliteten hos de konvensjonelle kraftverkene eller forsyningsikkerhetskrav fra forbrukerne, tilsier at den nye kapasiteten ikke vil bidra til å ta spisslast (det vil si at kraftverket har en kapasitetsverdi lavere enn 1). Der hver teknologi blir gitt en fleksibilitetskoeffisient mellom -1 og 1 avhengig av hvor fleksibel eller infleksibel den regnes for å være. En stor positiv fleksibilitetskoeffisient tilsvarer høy fleksibilitet og en negativ koeffisient tilsvarer behov for fleksibilitet. Hvilke fleksibilitetskoeffisienter som blir gitt de forskjellige teknologiene er vist i Figur 6-16, som er hentet fra [denne nettsiden](#)¹³.

MESSAGE tar i bruk kostnads- og ytelsesparametre fra relevant litteratur. For fremtiden utvikles det alternative kostnadsprosjeksjoner for de forskjellige teknologiene for forskjellige tidsperioder [98].

For å modellere ny kapasitet tar MESSAGE i bruk begrensende diffusjonskonstanter (konstanter som reduserer vekst i ny kapasitet) for hver teknologi. Det er ment å sikre at det er noenlunde sammenheng mellom markedsandelen til en teknologi fra periode til periode. I dokumentasjonen skrives det at:

«While limiting the possibility of flip-flop behavior as it is frequently observed in unconstrained Linear Programming (LP) models such as MESSAGE, a drawback of such hard growth constraints is that the relative advantage of some technology over another technology is not taken into account and therefore even for very competitive technologies, no acceleration of technology diffusion is possible» [99].

Dette forsøker modellen å motvirke ved å innføre mindre strenge restriksjoner for å muliggjøre raskere vekst, mot en ekstra tillagt kostnad.

6.5 NEMS

NEMS (National Energy Modeling System) er en energimodell utviklet av Office of Energy Analysis of the U.S. Energy Information Administration (EIA), som ikke må forveksles med Det internasjonale energibyrådet (IEA). Modellen brukes blant annet til å produsere resultater for publikasjonen *Annual Energy Outlook (AEO)*, som på mange måter er som en WEO, men for USA.

Som WEO, baserer AEO seg på forskjellige scenarier for å forsøke å beskrive konsekvensen av forskjellige trender. AEO for 2015 har et referansescenario og fem alternative scenarier: Lav oljepris, høy oljepris, lav økonomisk vekst, høy økonomisk vekst, og store olje- og gassressurser[100]. På samme måte som at IEA understreker viktigheten av å se scenarioene i en sammenheng, advarer EIA mot å se på referansescenariet isolert, og skriver at: *«Because of the uncertainties inherent in any energy market projection, the Reference case results should not be viewed in isolation. Readers are encouraged to review the alternative cases to gain perspective on how variations in key assumptions can lead to different outlooks for energy markets»*[100].

Mer informasjon om modellen og AEO er tilgjengelig på EIAs nettsider:

¹³ <https://wiki.ucl.ac.uk/display/ADVIAM/Grid+and+infrastructure+-+MESSAGE>

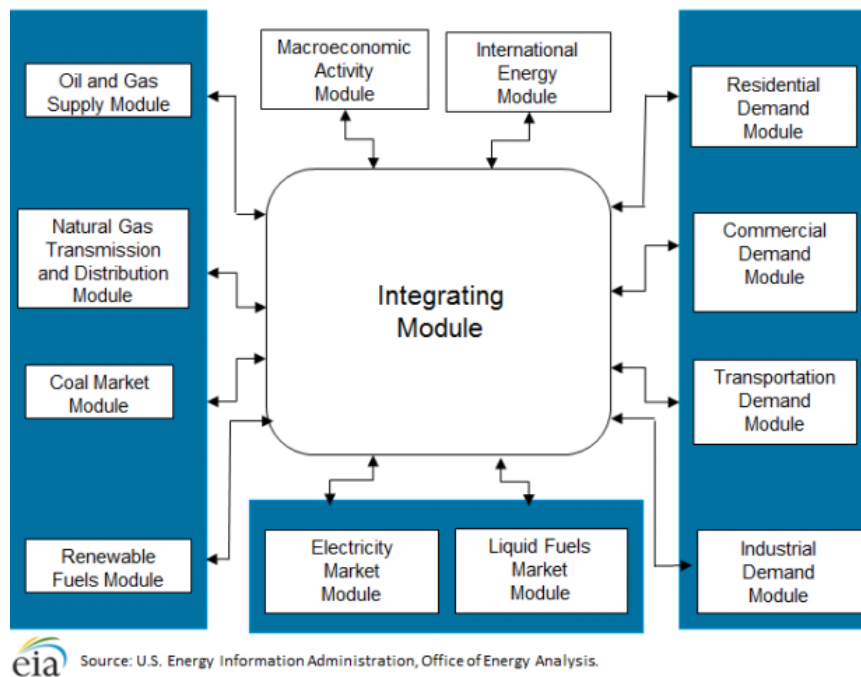
- <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/>
- <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/nems/documentation/>

I de neste underkapitlene ser jeg på den overordnede strukturen til modellen, hvordan den modellerer kraftsystemet og på submodulen for solstrøm.

6.5.1 Overordnet struktur

NEMS beskrives av Connoly et al (2010) som en likevektsmodell med scenarier noe som passer godt til beskrivelsen EIA selv gir i sitt introduksjonsdokument for AOE/NEMS [92]. Modellen går frem til 2040 med en tidsoppløsning på et år. Modellen har mulighet for perfekt fremsyn og bruker det bl.a. i elektrisitetmarkedsmodule, der modellen kjører iterativt til prisforventningene til de planlagte kraftverkene er i samsvar med de realisererte projeksjonene.

NEMS har forskjellige moduler og submoduler som ser på forskjellige regioner og områder. For eksempel deles modulen for endelig energiforbruk inn i ni regioner for å passe med inndelingen brukt av United States Census Bureau, mens elektrisitetmarkedsmodule deles inn i 22 regioner og subregioner etter inndelingen til the North American Electric Reliability Corporation for electricity [101]. Som WEM søker modulen å balansere energietterspørsel og energitilbud.



Figur 6-17 Oversikt over de forskjellige modulene i NEMS ([101], s. 3).

Den overordnede integrasjonsmodulen binder de forskjellige modulene sammen. EIA skriver at de forskjellige modulene ikke kommuniserer sammen direkte, men at informasjon lagres på en «central data storage location» og at dette gir muligheter for å kjøre modulene individuelt [101].

De øvrige modulene kalles komponentmoduler (component modules). Hvilke moduler som finnes i NEMS er vist i Figur 6-17. Som en sammenligning med WEM er de viktigste modulene elektrisitetmarkedsmodule (EMM, «electricity market module»), fornybarmodule (RFM, «Renewable Fuels Module») og etterspørselsmodulene. Målet med de forskjellige modulene er å få modellert både tilbudsmarkedene, foredlingssektorene og forbruket fra sluttbrukesektorene. NEMS virker slik at hver modul kjøres individuelt og løses med hensyn på energipriser for sluttbruker og forbruk for hver region, produkt og sektor. Resultatet er en økonomisk likevekt der tilbud og etterspørsel innenfor en gitt toleranse finner priser og etterspørsel som konvergerer. I tillegg til dette

holder NEMS orden på CO₂-utslipp, SO₂-utslipp, NOX-utslipp og utslipp av kvikksølv for å kunne se hvordan forskjellige miljøreguleringer vil påvirke kraftsektoren.

6.5.2 Modellering av kraftsystemet

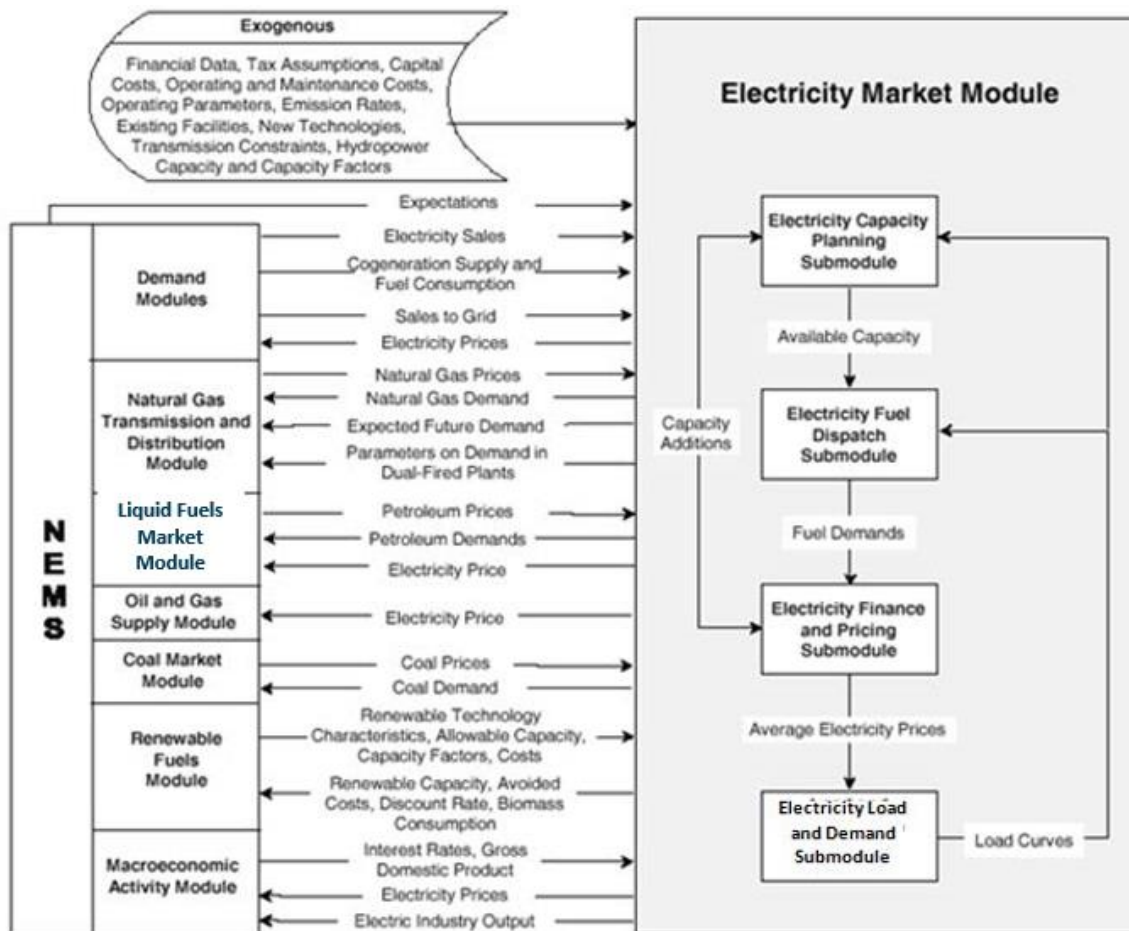
I NEMS er det elektrisitetsmarkedsmodulen som håndterer last og etterspørsel, kapasitetsplanlegging, «fuel dispatch» og finans og pris involvert i elektrisitetsproduksjon. Det er en ganske omfattende modul og her blir det bare gitt et overblikk for at det skal være mulig å forstå hvordan fornybarmodulen integreres i EMM. Modulen har fire submoduler:

- Elektrisk last- og etterspørsel
- Kapasitetsplanlegging
- «fuel dispatch»
- Finans og prissetting

Hver av disse går jeg nærmere inn på etter hvert. Formålet til disse er å finne den mest økonomisk rasjonelle måten å produsere den forventede etterspurte elektrisiteten innenfor de begrensingene som settes av teknologi, ressurstilgang og lovverk. For hvert år går EMM igjennom en prosedyre som er tilnærmet lik dette:

- 1) Modulen får informasjon om elektrisitetsetterspørselen fra etterspørselsmodulene, brenselpriser fra ressurstilbudsmodulene (fuel supply modules) og makroøkonomiske antagelser fra den makroøkonomiske modulen.
- 2) Modulen finner den mest økonomisk rasjonelle måten for nettselskap og kraftprodusenter til å møte etterspørselen og får en elektrisitetspris og et eventuelt investeringsbehov.
- 3) Modulen sender elektrisitetsprisen tilbake som inndata i etterspørselsmodulene og kapitalbehov til den makroøkonomiske modellen.
- 4) Modulen itererer til det er oppnådd likevekt i etterspørsel, pris og installert kapasitet.

Punkt 2) kan igjen sees som en sekvens der submodulen for elektrisk last- og etterspørsel først lager lastkurver. Så utfører submodulen for kapasitetsplanlegging de nødvendige endringene i kraftverksbeholdningen (ny investeringer, nedstengninger, endringer for å tilfredsstille miljøkrav, osv) før submodulen for «fuel dispatch» velger hvilke kraftverk som skal kjøre. Til sist finner submodulen for finans og prissetting elektrisitetsprisen.



EMM Outputs	Inputs from NEMS	Exogenous Inputs
Electricity prices and price components	Electricity sales	Financial data
Fuel demands	Fuel prices	Tax assumptions
Capacity additions	Cogeneration supply and fuel consumption	Capital costs
Capital requirements	Electricity sales to the grid	Operation and maintenance costs
Emissions	Renewable technology characteristics, allowable capacity, and costs	Operating parameters
Renewable capacity	Renewable capacity factors	Emissions rates
Avoided costs	Gross domestic product	New technologies
	Interest rates	Existing facilities
		Transmission constraints

Figur 6-18 Oversikt over hele elektrisitetstmarkedsmodule i NEMS ([102], s. 12).

I dokumentet *The Electricity Market Module of the National Energy Modeling System: Model Documentation 2014* finnes det en grundig gjennomgang av EMM og alle submodulene [102]. Med mindre det er eksplisitt nevnt er altså informasjonen i dette underkapittelet hentet fra dette dokumentet. Her er min oppsummering og gjennomgang:

Submodul for elektrisk last- og etterspørrel

Submodulen for elektrisk last- og etterspørrel (ELD) har som oppgave å få laget lastkurver som kan brukes i de andre submodulene. Dette gjør den ved hjelp av historiske data for etterspørrel og med etterspørselsmodulenes forventning til elektrisitetsbruk for hver sektor og sluttbruksbehov.

Filosofien bak ELD beskriver EIA som: «The regional, seasonal, and time-of-day patterns of electricity use are critical information needed to properly plan and operate an electricity system. The pattern of

usage will impact the types of capacity that can be economically developed and the fuels that will be used to generate electricity» ([102], s. 21). Derfor lages det ni lastkurver for hver region som tar hensyn til hvilken sesong og når på døgnet etterspørselen er.

Submodul for kapasitetsplanlegging

Submodulen for kapasitetsplanlegging (ECP) har ansvar for å bestemme om det skal bygges ut nye kraftverk og hvilke type kraftverk disse skal være. Kort fortalt bestemmer ECP hvor mye og hvilken kapasitet som skal bygges ut, regner ut byggekostnader, regner ut unngåtte kostnader, fører utslippsplanlegging (emission banking), vurderer tilpasning til utslippskrav og bestemmer om et kraftverk skal avvikles.

For å velge hvilke type kraftverk som skal bygges ut ser ECP på når på døgnet og i hvilken sesong etterspørselen økes, hvilke kostnader som er forbundet med bygging og drift av kraftverket og effektiviteten og utnyttelsesgraden. Avvikling av kraftverk kan enten være som resultat av strengere miljøbegrensninger eller fordi det har blitt ulønnsomt å drive kraftverket som følge av lavere etterspørsel eller rimeligere alternativ.

ECP har valget mellom å bygge ut sentraliserte kraftverk eller desentraliserte kraftverk. De sentraliserte kraftverkene kan være fossilkraftverk, atomkraftverk eller storskala fornybar, mens de desentraliserte kraftverkene modelleres som spiss- eller grunnlasts gasskraftverk. Submodulen for kapasitetsplanlegging bygger ut ny transmisjon dersom det er nødvendig, og kan kobles til det Canadiske og Mexicanske kraftmarkedet dersom dette er kostnadseffektivt. Kraftverkene skilles etter brenselstype, og kategoriseres i kull, naturgass, petroleum, uran og fornybar. I tillegg blir de tillagt en «teknologi-kategori» som er delt i konvensjonelle og avanserte teknologier. Konvensjonelle teknologier er damp, kombinasjonssyklus, forbrenningsturbin, vannturbin eller vindturbin, og avanserte teknologier er avanserte atomreaktorer, brenselceller eller forgassing med kombinert syklus.

ECP virker slik at den gir en sannsynlighetsfordeling for gjennomsnittskostnaden til hver teknologi. Der sannsynlighetsfordelingen til to teknologier overlapper vil submodulen med «markedsandelsalgoritmen» lage en fordeling i kapasitetsutbygging mellom disse. Denne fordelingen baserer seg på den laveste forventede total kostnad der både kapitalkostnader og drift og vedlikeholdskostnader er ivarettatt. ECP har også en egen formulering for tilgjengeligheten av kull, og er tett integrert med kullmarkedsmodulen.

Variable fornybare kraftverk begrenses av sin variabilitet og får derfor bare en delvis kapasitetskredit, som vil si at bare en viss andel av produksjonen kan regnes med for å dekke spisslasten. EIA skriver at denne metoden lar «[...] *additions of intermittent technologies when a capacity surplus exists, as long as the resulting fuel savings offsets the capital investment*» ([102], s. 62).

I tillegg til dette har submodulen mulighet for laststyring, spisslastreduksjon («peak shaving») og distribuert produksjon.

Submodul for «fuel dispatch»

Submodulen for «fuel dispatch» (EFD) har som oppgave å avgjøre hvilke av de tilgjengelige kraftverkene som produserer kraft for å møte etterspørselen gitt av ELD. Avgjørelsen blir tatt på bakgrunn av den eksisterende kapasiteten gitt av ECP, og er begrenset av miljøreguleringer og en målsetning om å minske kostnadene. Både kjøremønsteret til fossil-, atom- og fornybare kraftverk styres av denne submodulen. For hvert tidsintervall velges det hvilke enheter som får kjøre basert på laveste kostnad frem til tilbudet er i likevekt med etterspørselen.

Som de andre submodulene i EMM er denne også koblet opp mot flere andre submoduler og moduler. Et eksempel på dette er drift og vedlikeholdskostnadene som hentes fra submodulen for finans og prissetting, og det at prisene EFD kommer frem til sendes til etterspørselsmodulene.

EFD gir også muligheter for lagring og laststyring. EIA skriver at:

«A demand storage technology is available and operates similar to traditional pumped storage, which can be used to meet demand in any given slice but must replace the generation in other time slices. The demand storage technology is used to model load-shifting from time-of-use pricing programs utilizing smart meters» ([102], s. 108)

Submodul for finans og prissetting

Submodulen for finans og prissetting (EFP) ser på prisdannelsen i kraftmarkedet. Det gjør den ved å se på blant annet kostnadene ved å bygge ny kapasitet og prisen for å lage elektrisitet fra de eksisterende kraftverkene. EIA skriver i sin dokumentasjon at EFP egentlig har fire funksjoner: 1. Prising av elektrisitet, 2. regnskapsføring, 3. finne kapitalkostnader for nettverkselskapene, 4. finne kostnadene for kraftnettet (transmisjon og distribusjon).

Som vist i underkapittel 5.2.1 er det stor forskjell på hvor markedsorienterte de forskjellige kraftsystem-områdene i USA er. Dette tar de også høyde for i EFP ved at den både kan sette priser som om det var et fritt marked, et marked med regulerte sluttbrukerpriser eller et helt regulert marked. For alle områdene er det antatt at prisen for transmisjon og distribusjon forblir regulert.

Submodulen for finans og prissetting er koblet til flere andre moduler og submoduler der submodulen for kapasitetsplanlegging og submodulen for «fuel dispatch» er blant de viktigste. Fra submodulen for elektrisk last- og etterspørsel får submodulen informasjon om hvordan hver sektor påvirker spisslasten, som brukes til å fordele elektrisitetskostnadene mellom sektorene. Fra den makroøkonomiske modulen får submodulen for finans og prissetting informasjon om renter, som brukes til å bestemme kapitalkostnadene.

6.5.3 Modellering av fornybarmodulen

Fornybarmodul

NEMS sin fornybarmodul ser på de fornybare kraftverkene som er koblet til transmisjons- eller distribusjonsnettverket. Modulen har seks submoduler, biomasse, geotermi, konvensjonell vannkraft, søppelfyllingsgass (landfill gas), termisk solstrøm, solcellestrøm og vind. Ut i fra disse submodulene blir det laget forskjellige kostnadsvurderinger og ytelseskaraktistikker som går videre til EMM som bruker disse til å finne ut hvilke kraftverk som kjører og hvilken kapasitet som skal tas ut av drift ([103]).

RFM er dypt integrert med EMM, blant annet fordi det er EMM som setter elektrisitetsprisen. Det betyr at hvor stor markedsandel og produksjon de forskjellige fornybarteknologiene ender opp med er sterkt avhengig av EMM.

NEMS har en generell antagelse om synkende kapitalkostnader ved økende installasjon (som vil si at de tar i bruk lærekurver, se delkapittel 7.4) for alle teknologiene forbundet med kraftproduksjon med to unntak:

I RFM avhenger kapitalkostnadene for geotermisk-, hydroelektrisk- og vindkraft av hvor godt ressursgrunnlag disse har i de forskjellige regionene. Noen eksempler på kostnader som gir disse kraftverkene stedsspesifikke kostnader er behov for nye transmisjonslinjer, ufordelaktig terreng eller kvaliteten på ressursen (fallhøyde for vannkraft, geotermisk gradient for geotermisk kraft).

Den andre er kapitalkostnader forbundet med metallprisen. Den hentes fra NEMS makroøkonomiske modul sin «metals producer price index».

Distribuert kraftproduksjon som solcellestrøm på bygg eller mikrokraftverk inkluderes ikke i RFM, men blir behandlet i kommersielletterspørselsmodulen og i boligletterspørselsmodulen. Det går vi nærmere inn på i den neste underkapitteldelen [103].

Kobling til etterspørselsmodulene.

NEMS har fire etterspørselsmoduler, en for boligletterspørsel, en for kommersielletterspørsel, en transportletterspørsel og en for industrietterspørsel. Her ser jeg på modulene for boligletterspørsel og kommersielletterspørsel som har direkte koblinger til fornybarmodulen.

Informasjonen i denne underkapitteldelen er hentet fra dokumentene *Commercial Demand Module* og *Residential Demand Module* fra EIA, med mindre det spesifiseres en annen kilde. Disse dokumentene finnes på [denne nettsiden](#)¹⁴.

Modulen for kommersiell etterspørsel omfatter hovedsakelig næringsvirksomhet som foregår i bygg, som kontorer, kjøpesentre og så videre. Utelatt er sektorer som er inkludert i industrimodulen, som smelteverk, anleggsbransjen eller landbruk. Modulen får data fra EIAs Commercial Buildings Energy Consumption Survey (CBECS).

Måten modulen virker på er at den deler de forskjellige byggene opp i 11 forskjellige kategorier som på bakgrunn av tall fra CBECS og informasjon fra NEMS tilbudsmoduler, MAM (Macroeconomic Activity Module) og eksterne datakilder projiserer energiforbruk av hver energikilde for ti forskjellige sluttbrukertjenester, som varmtvann eller kjøling. På bakgrunn av dette velger modulen ut hvilke teknologier som kan tilfredsstille denne etterspørselen best.

Det projiseres også med hvor mye distribuert produksjon av elektrisitet (DG) og varme (CHP) som utbygges. Distribuert produksjon av elektrisitet kan blant annet være småskala solcellestrømproduksjon. Hvor stor andel av kraftproduksjonen DG og CHP tar, avhenger av forholdet mellom avkastningen på investeringen og prisen på elektrisitet fra kraftnettet. Hvor mye solcellestrøm som bygges er basert på en kontantstrømsanalyse for å finne hvor god avkastningen på investeringen blir. Se Figur 6-19 for en oversikt over hvilke kostnader AEO15 opererer med for distribuert solcellestrøm i den kommersielle sektoren. Modulen tar også i bruk teknologisk læring, og for solcellestrøm regnes den utbygde kapasiteten til både distribuert solcellestrøm i den kommersielle sektoren, distribuert solcellestrøm i boligsektoren og storskala solcellestrøm inn i læringskurveberegningene. AEO15 bruker en lærerate på 13 % for solcellestrøm.

¹⁴ <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/assumptions/>

Technology Type	Year of Introduction	Average Generating		Combined Efficiency (Elec. + Thermal)	Installed Capital Cost (2009 \$ per kW _{DC}) [*]	Service Life (Years)
		Capacity (kW _{DC})	Electrical Efficiency			
Solar Photovoltaic	2013	32	0.15	N/A	\$4,073	30
	2015	35	0.18	N/A	\$3,404	30
	2025	40	0.20	N/A	\$2,320	30
	2035	45	0.20	N/A	\$2,189	30

Figur 6-19 Utsnitt fra Table 5.3. Capital cost and performance parameters of selected commercial distributed generation technologies [104].

Boligetterspørsmødet omfatter boligsektoren og ser på antall husholdninger og energiforbruket fra forbruksartiklene i disse husholdningene. Modulen tar utgangspunkt i et estimat for den eksisterende boligmassen og forbruksartiklene i disse husholdningene og bygger videre på dette.

EIA skriver at en av de større begrensningene til denne modulen er at den ikke tar hensyn til større endringer i forbrukeropførsel eller teknologisk utvikling:

«No new regulations of efficiency beyond those currently embodied in law or new government programs fostering efficiency improvements are assumed. Technologies which have not gained widespread acceptance today will generally not achieve significant penetration by 2040» ([105], s. 2)

For de teknologiene som allerede er i bruk forventer EIA at både kostnader vil synke og at effektiviteten bedres.

Som for modulen for kommersiell etterspørsel modelleres DG i boliggetterspørsmødet. Boligetterspørsmødet har tre DG alternativ: Solcellestrøm, brenselceller og vind. Begge modulene har samme lærerate for solcellestrøm, men forskjellige kostnader. Se Figur 6-19 og sammenlign med Figur 6-20.

Technology Type	Year of Introduction	Average Generating Capacity (kW _{DC})	Electrical Efficiency	Combined Efficiency (Elec. + Thermal)	Installed Capital Cost (2009 \$ per kW _{DC}) ¹	Service Life (Years)
	2015	4.0	0.175	N/A	3,903	30
	2025	5.0	0.197	N/A	2,831	30
	2035	5.0	0.200	N/A	2,674	30

Figur 6-20 Utsnitt fra Table 4.3. Capital cost and performance parameters of selected residential distributed generation technologies [105].

Submodul for solstrøm

Submodulen for solstrøm behandler både termisk solkraft og solcellestrømkraftverk og tar utgangspunkt i to anlegg: Ett CSP-anlegg som antas å være et 100 MW solstrømtårn uten lagring, og ett en-akses solcellestrømanlegg på 150 MW. EIA antar at solcellestrøm kan bygges ut i alle regionene, men at CSP bare er aktuelt i de vestligste regionene.

Submodulen bruker ni forskjellige kapasitetsfaktorer for hver region, tre for forskjellige tider av døgnet og tre for å ta opp sesongvariasjoner (vinter, sommer, høst/vår). Tilgangen på ressurser antar submodulen som ubegrenset, og blir derfor ikke modellert.

6.6 DIVERSE MODELLTEKNIKKER

I dette delkapittelet ser jeg på diverse andre modellteknikker. Dette er forslag som er diskutert eller nevnt, men som jeg ikke har sett eller funnet dokumentasjon for i hele modeller, eller som jeg av andre grunner mener at kan vurderes som en teknikk uavhengig av hvilken modell det er brukt i.

6.6.1 Diffusjonsmodeller

Den første diffusjonsmodellen ble beskrevet av Frank M. Bass i artikkelen *A dynamic model of market share and sales behavior* i 1963 i avsnittet *An «imitation» model*. Modellen baserer seg på en tankegang om at en andel av befolkningen kjøper produkter uavhengig av andre, imens den andre andelen vil vente til produktet har nådd en viss markedsandel [106].

Bakgrunnen for at jeg tar med dette er Jenny Chase i BNEF nevnte at de bruker Norton-Bass diffusjonsmodeller i sin «consumer uptake model» der de ser på småskala lagring og solcellestrøm. BNEF har hatt gode resultater fra sine tidligere projeksjoner/prediksjoner som gjør at metodene de bruker kan være interessante. Den Chase skriver at:

«We started to look at Norton-Bass diffusion models for consumer uptake partly because the IEA's approach of economically rational build obviously doesn't work for producing good solar forecasts - it just does not fit with the historical uptake [...]. It is also clear that what is economically rational for the consumers is not what is economically rational at the system level, because wholesale power market prices are only a small part of the power prices observed by consumers, and this will be slow to change due to generally bipartisan support for small-scale solar in democracies» [42]

Modellen BNEF har utviklet er ikke offentlig tilgjengelig, men Rao og Kishore (2010) har i artikkelen *A review of technology diffusion models with special reference to renewable energy technologies* tatt en gjennomgang av forskjellige diffusjonsmodeller som fokuserer på fornybare teknologier. I artikkelen skriver de at de fleste diffusjonsmodellene som har sett på fornybare energikilder har hatt tre innfallsvinkler: Å beskrive barrierer som motvirker store markedsandeler med fornybare energikilder, tekno-økonomisk læring og lærekurver. Artikkelen argumenterer for at markedsandelen til fornybare energikilder er så avhengige av politiske beslutninger at dette er en faktor som bør kunne påvirke diffusjonsratene.

Artikkelen konkluderer med at samtidig som lærekurver har fungert bra for de økonomiske vurderingene, er utfordringen nå å «[...] build up experience in applying diffusion models to analyse diffusion of RETs (Renewable Energy Technologies, min presisering). RETs. There is a need for systematic study of RET diffusion using diffusion theory and models» [107].

6.6.2 Modellering av aktører

En annen modelleringsteknikk kan være å eksplisitt modellere aktørene i energimarkedet, i stedet for å basere seg på en lastkurve for gitte tidsrom som tilfredsstilles av en merit-order.

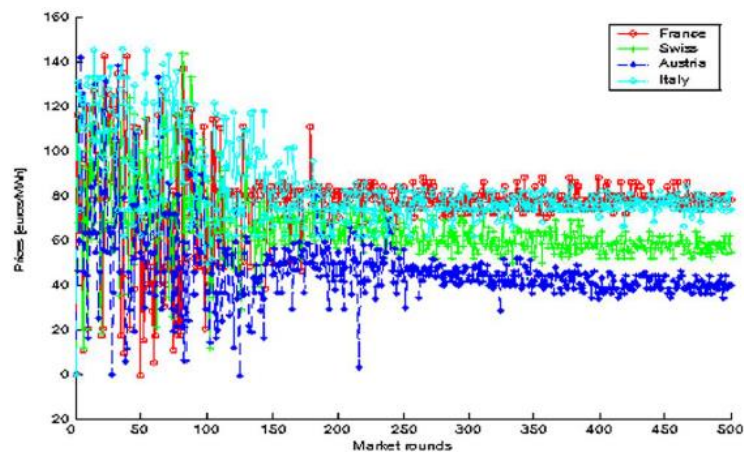
Keseric et al (2005) har utviklet en modell som riktig nok modellerer kraftsektoren og ikke hele energisystemet, der markedsaktører modelleres som lærende agenter med forskjellige profittmaksimeringstaktikker. Det betyr at aktører med stor markedsaktør gjennom prøving og feiling forsøker å øke egen profitt. I artikkelen der de beskriver modellen kritiserer de to av de vanligste antagelsene i energi/kraftmodeller:

- 1) Antagelsen om perfekte markeder med priser som tilsvarer den kortsiktige marginalkostnaden fra produksjon holder ikke, fordi i kraftmarkedet har noen få firma store

markedsandeler og utøver markedsrett for å øke egen profitt. Dette påvirker elektrisitetsprisen.

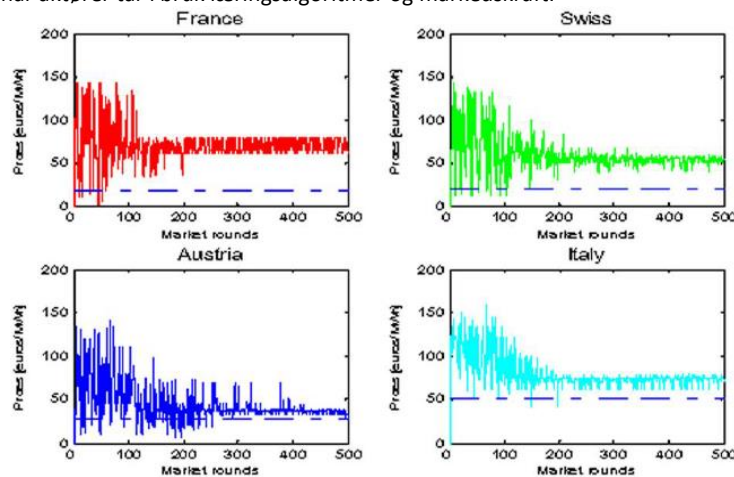
- 2) Antagelsen om at markedet fungerer etter spillteoretiske spilleregler er heller ikke gyldig, da aktørene ikke har perfekt informasjon hverken om markedsutviklingen eller om de andre aktørenes virkemidler [108].

De foreslår istedenfor en modell med aktører som har forskjellige profittmaksimeringsstrategier og som tar i bruk en læringsalgoritme utviklet av Roth og Erev (1998), som baserer seg på hvordan mennesker lærer i spill der de konkurrerer med andre spillere. Mer informasjon om dette finnes i artikkelen *Computer as thinking Agent: Modeling the European Power Markets using Agent-Based Simulation* og effekten læringen har på prisdannelsen er vist i Figur 6-21.



Figur 6-21 Utvikling av markedspriser med læringseffekter [108].

Prisutvikling i markedet når aktører tar i bruk læringsalgoritmer og markedsrett.



Figur 6-22 Prisutviklingen for de forskjellige nodene [108].

Sammenligning av prisutviklingen for hvert land med marginalkostnaden ved produksjon.

En annen artikkel som ser på hvilke forskjellige modelleringsmetoder energimodeller tar i bruk, deriblant modellering av aktører, er *Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges* av Pfenninger et al (2014). De nevner blant annet PRIMES og EMCAS (Electricity Market Complex Adaptive System) som to modeller med aktører. PRIMES har en sentral integreringsmodul med submoduler som oppfører seg som agenter, og EMCAS virker ved å ha fem «lag» (Det fysiske/lastflytlaget, tre markedslag og et reguleringslag) der forskjellige aktører virker i de forskjellige lagene. De skriver at «*This is very different from the central planner with perfect foresight often implied in classic optimization models, and combines bottom-up engineering analysis of load*

flows with heuristic analysis of economic agents» ([93], s. 6). De mener at dette er en voksende trend spesielt innen kraftsystemmodellering.

Videre argumenterer de for at mange av problemene i modellering av komplekse energisystem har lignende problemer i andre fagdisipliner og at man må se etter om det allerede er funnet løsninger til disse. Dette utdypes i neste underkapittel.

6.6.3 Diverse modellteknikker

I dette underkapittelet ser jeg kort på noen modellteknikker som ikke er nevnt tidligere. Pfenninger et al (2014). konkluderer med fem anbefalinger på noen utfordringer energimodeller står ovenfor. Et mer liberalisert energi- og kraftmarked og bedre tid- og romoppløsning er tre av utfordringene, og en av løsningene kan ifølge Pfenninger et al (2014) være å integrere løsninger fra rene kraftmarkedsmoedeller inn i energimodellene. Etter hvert som det har blitt bygget ut mer variable fornybare kraftverk i markedet har behovet for fleksibilitet økt. Dette har ført til at konvensjonelle kraftverk må kjøre opp og ned oftere enn tidligere. Deane (2014) har undersøkt hvilken tidsoppløsning som er nødvendig for å gi en god representasjon av kraftsystemet. De kom frem til at 30-60 minutters oppløsning var tilfredsstillende dersom systemkostnader er det viktige [109].

Et eksempel på en artikkel som ser på hvordan man kan modellere dette er artikkelen *Effect of increased renewables generation on operation of thermal power plants* fra Eser et al (2016). Den går i detalj inn på hvordan man kan ta hensyn til opp- og nedkjøringskostnader [110].

6.7 KRITIKK AV ENERGIMODELLER

I dette delkapittelet er det en gjennomgang av noe av kritikken som har vært rettet mot energimodeller. Gjennomgangen baserer seg på artiklene *Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges* ([93]) og *Does cost optimization approximate the real-world energy transition?* ([111]) samt personlig kommunikasjon med Alex Gilbert, medstifter av Spark Library som er en «Energy Research Platform» som samler, standardiserer og organiserer energidata og -informasjon [112].

Artikkelen *Does cost optimization approximate the real-world energy transition?* er en av få forsøk på ex-post modellering (å modellere en utvikling, etter at utviklingen har hendt) [111]. Formålet er å se om kostnadsoptimeringsscenarioer vil treffe den faktiske utviklingen. Dette gjøres ved å se på det kraftsystemet i Storbritannia fra 1990-2014 og modellen D-EXPANSE. Så brukes historiske data for parameterne slik at usikkerheten fra disse minimeres og rasjonale bak kostnadsoptimeringen kan undersøkes.

Artikkelen *Energy systems modeling for twenty-first century energy* kommer med tre mer generelle anbefalinger[93]: Å hente inn metoder fra andre forskningsfelt, å sikre at økende kompleksitet i energisystemet fanges tilstrekkelig opp av energimodellene og at modellererne må unngå å modellere det som er enkelt kvantifiserbart heller enn de variablene som driver systemet.

Kritikken av energimodeller jeg ser på kan oppsummeres i fire kategorier: Prediktiv eller utforskende bruk av modellene, kritikk av NOO-modeller, åpenhet i modelleringen og utfordringer med å modellere solcellestrøm.

Prediktiv eller utforskende bruk av modeller

Trutnevyte (2016) skriver at «Ever since the first bottom-up energy system models were developed, there has been a tension between exploratory and predictive use of energy scenarios» ([111], s. 2), men at de fleste nå har en scenariotilnærming. Målet er innsikt, ikke tallfesting. Det er noe IEA også fremhever for WEO, som vist i underkapittelet 6.3.1. Trutnevyte (2016) følger opp med at selv med

scenariotilnærmingen så ligger det implisitte forventninger om at modellene skal si noe om fremtiden og at modellene «[...] are implicitly used as proxies of the future» ([111], s. 2). Som et alternativ blir det foreslått å heller bruke «bounding analysis» eller «envelope of predictability» som tilnæringsmåter. Dette vil gi færre konkrete svar men en fordeling av mulige utfall, tilsvarende metodikken brukt i moderne værvarsling. Et spenn av mulige utfall gir en kommunikasjonsutfordring og det anbefales derfor at det forskes mere på hvordan man effektivt kan kommunisere usikkerheten for nær-optimale scenarioer.

Pfenninger et al (2014) har en annen tilnærming. De skriver at dette problemet kan løses ved å innse at komplekse modeller ofte ikke er bedre til å forutsi noe enn enkle modeller, og at det å redusere kompleksiteten i modellene til fordel for å «*perform rigorous uncertainty and sensitivity analyses on a wide range of parameters*» er en løsning ([93], s. 7).

Kritikk av NOO-modeller

Alle modeller har fordeler og ulemper og det er naturlig med en viss kritikk mot alle metodevalg. Hva jeg mener kan kritiseres hos de forskjellige modellene som er sett på i dette kapittelet diskuteres i delkapittel 9.3. I det følgende trekkes det frem konkret kritikk fra andre.

Jeg har diskutert utfordringer med energimodeller med Alex Gilbert gjennom personlig kommunikasjon. Han trekker frem at en utfordring for NOO-modeller, spesielt for områder med engrosmarked for elektrisitet, er at de bygger ut ny kapasitet ut i fra en nedenfra og opp beregning for å minimere kostnadene for å betjene et lastsegment. Argumenter for hvorfor dette er problematisk er at det ikke er slik elektrisitet virker, men at alle kraftverkene konkurrerer (mer eller mindre) med engrosprisen.

Gilbert argumenterer for at det å minimere kostnader for lastsegment er problematisk fordi man da ikke tar hensyn til «scarcity pricing» og volatilitet i elektrisitetsprisene. For fossile ressurser gjennomfører modellene kostnadsvurderinger for kostnadskurver som sakte øker over tid, noe som fører til at brenselkostnadene for fossile kraftverk sakte øker. Gilbert skriver at dette ikke er slik nettselskapene opplever virkeligheten og at:

«Utilities and consumers face a very different reality where natural gas prices are volatile, doubling every two years only to fall again before rising again. They are making decisions based on prevailing power prices and perceptions of risk which is very different than a simplistic upwards-sloping cost assessment. This volatility in natural gas only heightens the volatility in power markets but again, this is not accounted for in most energy models» [113]

Denne volatiliteten, sammen med kortere tidsrom med uvanlig høye elektrisitetspriser (scarcity price events), ofte som følge av ekstremvarme om sommeren, gir fossil- og atomkraftverk store inntekter uten å påvirke utgiftene. Gilbert skriver at: «*These scarcity price events, despite being critically important in real world markets, are not present in major energy models (I've not even sure that there are any models that have these)*» [113]

Mens kritikken fra Gilbert kan rettes mot de fleste OON-modeller, er kritikken fra Trutnevyte (2016) rettet spesifikt mot kostnadsoptimering. I artikkelen skriver hun at det er to argumenter for bruk av kostnadsoptimering i OON-modeller: «The social planner»- tilnærmingen og det partielle (eller delvise) likevektsargumentet. Kritikken går på at siden etterspørselen er satt så minimeres kostnadene for tilbyderne, men en enkelt tilbyder eller «social planner» finnes ikke, spesielt ikke etter liberaliseringen av elektrisitetsmarkedene på 90-tallet. Hun argumenterer for at markedet heller styres av «*[...] multiple interacting energy suppliers and consumers with heterogeneous decision powers and stakes shape the energy transition [30]*» ([111], s. 2). I tillegg kritiseres

modellene for å alltid anta rasjonalitet av aktørene, mens de i « [...] *the real world do not always act rationally as assumed in models [35,36] and, if they do, there are other factors than only costs that they may consider [37]*» ([111], s. 2).

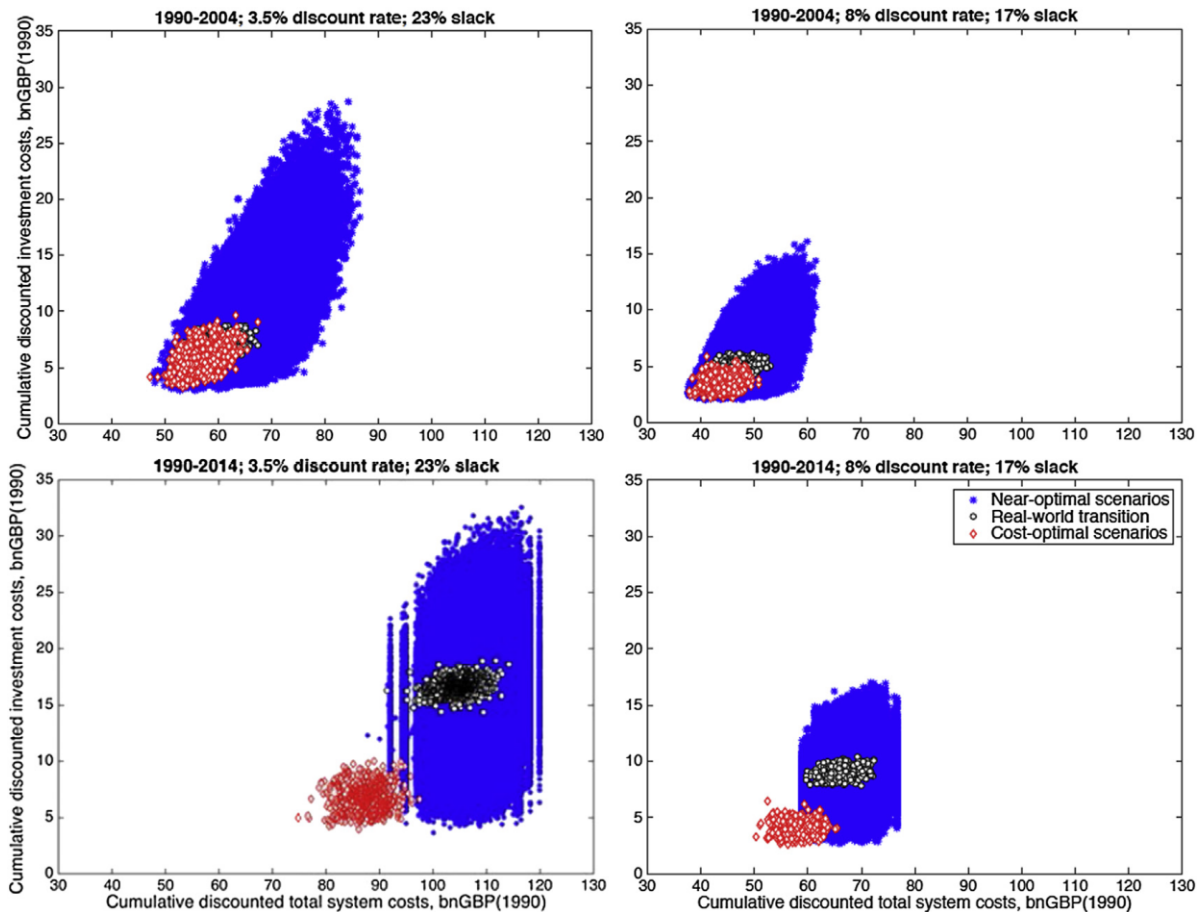
Der Gilberts kritikk gjelder for de fleste NOO-modeller ser Trutnevyte (2016) spesielt på NOO-modeller som bruker kostnadsoptimering. I artikkelen tar hun i bruk det hun kaller nær-optimale scenarier. Argumentet for dette er at:

«Even if the real-world energy system may not evolve in a cost optimal way, costs are still among the key drivers. It is thus meaningful to assume that the energy system will not evolve in the most expensive and irrational way. Instead, the real-world transition will likely be somewhere close to the cost-optimal scenario, but not necessarily exactly the optimal one» ([111], s. 2)

For å finne ut hvor langt i fra den kostnadsoptimale løsningen som aksepteres ser hun på en undersøkelse fra Sveits. Den viser at forskjellige beslutningstagere aksepterer opp til 30 % høyere systemkostnader hvis det gjør det mulig å oppnå andre målsetninger som miljø og energisikkerhet. Samtidig problematiseres denne undersøkelsen og hun skriver at: «*This is the only existing evidence, but it originates in the stated preferences approach and thus may also not be an adequate representation of the real world*» ([111], s. 3).

I ex-post modelleringen av det britiske kraftsystemet brukes modellen D-EXPANSE (Dynamic version of EXploration of PATterns in Nearoptimal energy ScEnarios). Dette er en NOO, teknologirik, kostnadsoptimerende modell med «perfekt» fremsyn. Resultatet av modelleringen er en sammenligning av den faktiske utviklingen, nær-optimale scenarier og kostnadsoptimale scenarier.

Resultatet er at kostnadsoptimering ikke fanger opp den virkelige utviklingen: «*Neither cumulative total system costs, investment costs nor technology deployment or greenhouse gas emission patterns of the real-world transition could have been captured by cost-optimal scenario only*» ([111], s. 8), se også Figur 6-23. Ved å kjøre Monte Carlo simuleringer viser hun også at dette ikke er som følge av usikkerhet i parameterne, men at de nær-optimale scenarioene fanger opp den faktiske utviklingen. Hun argumenterer derfor for at NOO-modeller bør bruke nær-optimale scenarier. Men at siden det er usikkert hvilke av de nær-optimale scenarioene som vil passe den virkelige utviklingen best bør de brukes til å få en mer generell innsikt eller i en «bounding analysis».



Figur 6-23 Sammenligning av kummulative investeringskostnader og totale systemkostnader fra 500 monte-carlo scenarioer og 500 nær-optimale scenarioer (1990-2014) ([111], s. 8).

Åpenhet i modelleringen

Flere energimodeller har blitt kritisert både for å være lukket rundt hvilke antagelser som blir gjort og i hvordan modellene virker. Pfenninger et al (2014) skriver som sin fjerde anbefaling at energimodelleringsfellesskapet gjerne kan lære fra åpen-kildekodemiljøet og programutvklingsindustrien generelt, og at det også inkluderer: «[...] lessons about the advantages of open code bases, but also, using techniques such as unit testing and integration testing to reduce the likelihood of hard to track errors in complex pieces of software» ([93], s. 10).

Utfordringer med å modellere solcellestrøm

I samtalen med Gilbert nevnes også noen konkrete utfordringer med å modellere solcellestrøm og hvilken innvirkning det kan gi på kraftsystemet. Det er allerede nevnt at få eller ingen modeller tar hensyn til «scarcity pricer events» som gir regulerbare kraftverk store inntekter uten å påvirke utgiftene. Gilbert argumenterer for at disse hendelsene ofte sammenfaller med ekstremvarme om sommeren, noe som korrelerer med produksjonen av solcellestrøm. Solcellestrøm kan altså drastisk redusere antallet slike hendelser og slik påvirke lønnsomheten til regulerbare kraftverk.

I tillegg argumenterer Gilbert for at det å modellere solcellestrøm er vanskelig fordi lønnsomheten er sterkt avhengig av lokale forhold som innstråling, lokale strømpriser og prisstruktur og flere andre faktorer. I en kommentar til EIAs projeksjoner for solkraft skriver han at «While still too low, EIA's distributed solar numbers were not as bad as their utility-scale solar numbers. They treated distributed solar in a different sub-module that, notably, did not assume solar was competing with natural gas» [113]. Viktigheten til naturgass diskuteres i underkapittel 9.3.2.

6.8 ENERGIMODELLER – OPPSUMMERING

I kapittelet for en energimodeller ser jeg først på hvordan man kan klassifisere ulike energimodeller. Hvilke modelltyper og løsningsmetoder brukes? Deretter diskuterer jeg tre kjente eller mye brukte energimodeller: World Energy Model, MESSAGE og NEMS. Her er hovedfokuset å beskrive de delene av modellene som er viktigst for å forstå hvordan modellene behandler variable fornybare energikilder generelt og solkraft spesielt. Til sist ser jeg på om det er andre måter å modellere energimodeller på som kan være av interesse.

Modelltyper og energikalkulasjon:

- Ovenfra og ned modeller (OON) er modeller som ser på økonomiske sammenhenger ut i fra empiriske data. Formålet er å beskrive markedsoppførsel og økonomiske preferanser, og disse modellene er som regel likevektsmodeller. Disse modellene har som ulempe at de empiriske dataene og sammenhengene som brukes kan skjule viktige antagelser og forutsetninger. De trenger heller ikke å ta hensyn til fysiske begrensninger (ressurstilgang, infrastruktur).
- Nedenfra og opp modeller (NOO) er modeller som tar utgangspunkt i enkeltteknologier og bruker kunnskapen om disse til å gi en så god som mulig etterligning av energisystemet. En vanlig måte å gjøre dette på er å vise forskjellige kostnader og teknisk potensial for forskjellige teknologier, som konkurrerer mot hverandre.
- Hybridmodeller er en modell som forsøker å ta det beste fra OON- og NOO-modellene samtidig. Det er tre måter å gjøre dette på: 1) Sammenkoble to uavhengige modeller, 2) kombinere to modeller i et kombinert system, 3) modellere en fullstendig integrert modell.
- Andre måter man skiller mellom forskjellige modeller på kan være etter hvordan de oppfører seg eller etter løsningsmetode. Likevekt, optimering eller simulering er de vanligste løsningsmetodene. Her vil likevektsmodeller finne den prisen som er nødvendig for å oppnå likevekt mellom tilbud og etterspørsel, optimeringsmodeller forsøker å minimere eller maksimere en gitt parameter og simuleringsmodeller bruker på forhånd gitte formler som regler for hvilke beslutninger modellen får ta.
- En bør være klar over hva som er implikasjonene av å velge direkte ekvivalent- metoden, substitusjonsmetoden eller energiinnholdsmetoden for å regne ut primærenergi.

World Energy Model:

- World Energy Model (WEM) er en global hybrid simuleringsmodell som tar for seg det globale energisystemet ved hjelp av tre hovedmoduler og utgjør en sentral del av World Energy Outlook (WEO). Modellen lager analyser frem til 2040 og går trinnvis fra år til år. Noe av det viktigste i WEM er tankegangen rundt scenarier. I WEO15 er det tre hovedscenarier: referansescenariet New Policies Scenario (NPS), Current Policies Scenario (CPS) og 450 Scenario (450S). Viktige eksogene antagelser i WEM er økonomisk vekst, demografi og teknologi.
- IEA understreker viktigheten av scenarioene. De er ment å være verktøy som skal vise konsekvenser av politiske veivalg og valg av energistrategier. Ved å sammenligne resultatene fra NPS mot 450S kan man se hvilke nye tiltak som er i tråd med togradersmålet.
- Hovedmodulen for endelig energiforbruk ser på hvor mye energi som brukes hos sluttbrukerne. Dette modelleres for hver av de 25 regionene i WEM, med stor detaljeringsgrad om til hva og hvor energien brukes. Energieterspørselen blir beregnet som

en funksjon av flere aktivitetsvariabler som igjen blir påvirket av sosioøkonomiske drivere og sluttbrukspris på energibærere. Modulen bruker seks energibærere: Kull, olje, gass, elektrisitet, varme og fornybar.

- Hovedmodulen for energitilbud er ikke så interessant for denne oppgaven fordi de fornybare energikildene (utenom bioenergi) behandles i egen submodul under hovedmodulen for energiforedling og produksjon. Men fordi de forskjellige teknologiene konkurrerer om å dekke omtrent det samme investeringsbehovet er det relevant å ha en viss oversikt over hvordan tilbudet av de andre energikildene modelleres.
- Hovedmodulen for energiforedling og produksjon leverer den etterspørselen som kreves fra hovedmodulen for endelig energiforbruk. Hovedmodulen består av to moduler: Raffinering- og handelsmodulen og kraftproduksjons- og varmemodulen.
- Kraftproduksjons- og varmemodulen har fire submoduler, kombinert kraftvarmeverk (CHP), distribuert produksjon (DG), kraftproduksjon og fornybar, som til sammen skal levere det av energitjenester hovedmodulen for endelig energiforbruk krever i hver region, og tar beslutninger om hvilke investeringer som er nødvendig for også å gjøre dette neste år.
- Kraftproduksjonsmodulen skal sikre nok kraft til å dekke forbrukernes etterspørsel for ethvert tidsrom på en kostnadseffektiv måte. Modulen har fem kategorier kraftverk: Fossil-, atom- og brenselcellekraftverkene blir behandlet direkte i kraftproduksjonsmodulen, mens vann-, biomasse-, vind-, sol-, marine- og geotermiske kraftverk behandles i en egen fornybarsubmodul. Det lages etterspørsels- og lastkurver for hver region. Modulen trekker fra produksjon fra kraftverk som «må» produsere og produksjon fra fornybare kraftverk. Resten av etterspørselen dekkes av konvensjonelle kraftverk. Dette gir en lastkurve som de resterende kraftverkene organiseres i en merit-order for å betjene. For hvert år bestemmes det hvor mye ny kapasitet som trengs, og hvilke investeringer som må til for å oppfylle dette. Hvilke teknologier modellen investerer i bestemmes for hver region av hver teknologis langtids marginalkostnad.
- Kraftproduksjonsmodulen beskriver fornybar energi med to sentrale begrep: Kapasitetskreditt og kapasitetsfaktor. Der kapasitetskreditt er den andelen av den installerte variable fornybarkapasiteten man kan anta produserer ved spisslast og kapasitetsfaktoren er den andelen av den fornybare kapasiteten som produserer i hvert lastsegment.
- Kraftproduksjonsmodulen legger til en spesifikk integrasjonskostnad for hver fornybarteknologi, der sted og arbeidskostnader tas hensyn til.
- Fornybarsubmodulen modellerer hvordan WEM bygger ut ny fornybar kapasitet og hvilke investeringer som trengs i forbindelse med dette. Investeringsbehovet for hver teknologi blir regnet ut for det neste året, basert på finansielle incentiver, ikke-finansielle barrierer og tekniske- og sosiale restriksjoner. Dette gjør den ved hjelp av dynamiske kost-ressurskurver i to steg: Først lages det statiske kost-ressurskurver for hver fornybarressurs i hver region og LCOE bestemmes for hver teknologi. Så lages det en dynamisk vurdering av den statiske kost-ressurskurven ved hjelp av en dynamisk kostnadsvurdering og en dynamisk restriksjonsvurdering. Submodulen ser på seks typer fornybare energi.

MESSAGE:

- MESSAGE (Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact) er en NOO partiell likevektsmodell som bruker scenarioer og har mellom 100-1000 brukere. Modellen tar for seg energisystemet, men modellerer også inn avskoging og klimagassutslipp. Hovedbruken til MESSAGE er å undersøke hvordan forskjellige klimamål kan oppnås mest kostnadseffektivt ved å undersøke forskjellige energisystemscenarioer. Modellen er organisert i 11 regioner samt en global handelsregion. I tid er modellen delt inn i 5- og 10-årsperioder frem til 2110. Modellen kan både være myopisk og ta i bruk fullt fremsyn.
- MESSAGE har både en ressursmodul for fossil energi, atomenergi og for fornybare ressurser. Den fornybare ressursmodulen tar utgangspunkt i det estimerte totale potensiale for de forskjellige fornybare energikildene.
- Modulen for kraftsystem tar utgangspunkt i ni ressurser som kan brukes for å produsere elektrisitet og varme. Det er kull, olje, gass, atombrensel, biomasse, vann, vind, sol og geotermisk energi. For hver geografiske region i hver tidsperiode finnes det en gjennomsnittlig last. Denne er ikke delt inn i kortere tidsperioder eller lastkurver. Det brukes istedenfor to forenklinger: Reservekapasitet ved spisslast og tidsfleksibilitet.

NEMS:

- NEMS (National Energy Modeling System) er modellen som brukes for å å lage bl.a. Annual Energy Outlook (AEO). Modellen er en likevektsmodell og opererer som WEM med forskjellige scenarioer. Modellen går frem til 2040 med en tidsoppløsning på et år. Modellen har mulighet for perfekt fremsyn og bruker det bl.a. i elektrisitetsmarkedsmodulen. Den overordnede integrasjonsmodulen binder de forskjellige modulene sammen. Resultatet er en økonomisk likevekt der tilbud og etterspørsel innenfor en gitt toleranse finner priser og etterspørsel som konvergerer.
- Elektrisitetsmarkedsmodulen håndterer last og etterspørsel, kapasitetsplanlegging, «fuel dispatch», og finans og pris involvert i elektrisitetsproduksjon. Modulen har fire submoduler og formålet til disse er å finne den mest økonomisk rasjonelle måten å produsere den forventede etterspurte elektrisiteten innenfor de begrensningene som settes av teknologi, ressurstilgang og lovverk.
- Submodulen for elektrisk last- og etterspørsel (ELD) har som oppgave å få laget lastkurver som kan brukes i de andre submodulene.
- Submodulen for kapasitetsplanlegging (ECP) har ansvar for å bestemme om det skal bygges ut nye kraftverk og hvilke type kraftverk disse skal være, her får variable fornybare kraftverk bare en delvis kapasitetskredit, som vil si at bare en viss andel av produksjonen kan regnes med for å dekke spisslasten.
- Submodulen for «fuel dispatch» (EFD) har som oppgave å avgjøre hvilke av de tilgjengelige kraftverkene som produserer kraft for å møte etterspørselen gitt av ELD, avgjørelsen blir tatt på bakgrunn av den eksisterende kapasiteten gitt av ECP, og er begrenset av miljøreguleringer og en målsetning om å minske kostnadene.
- Submodulen for finans og prissetting (EFP) ser på prisdannelsen i kraftmarkedet. Det gjør den ved å se på blant annet kostnadene ved å bygge ny kapasitet og prisen for å lage elektrisitet fra de eksisterende kraftverkene.

- Fornybarmodulen ser på de fornybare kraftverkene som er koblet til transmisjons- eller distribusjonsnettverket. NEMS har en generell antagelse om synkende kapitalkostnader ved økende installasjon for alle teknologiene (bruker lærekurver).
- Distribuert solcelleproduksjon behandles i boliggetterspørsels- og kommersielletterspørselsmodulene.
- Submodulen for solstrøm behandler både termisk solkraft og solcellestrømkraftverk. EIA antar at solcellestrøm kan bygges ut i alle regionene, men at CSP bare er aktuelt i de vestligste regionene. Submodulen bruker ni forskjellige kapasitetsfaktorer for hver region, tre for forskjellige tider av døgnet og tre for å ta opp sesongvariasjoner (vinter, sommer, høst/vår). Tilgangen på ressurser antar submodulen som ubegrenset, og blir derfor ikke modellert.

Diverse modellteknikker

- Diffusjonsmodeller er basert på en tankegang om at en andel av befolkningen kjøper produkter uavhengig av andre, imens den andre andelen vil vente til produktet har nådd en viss markedsandel. Bloomberg New Energy Finance bruker Norton-Bass diffusjonsmodeller i sin «consumer uptake model» der de ser på småskala lagring og solcellestrøm.
- Modeller med aktører, er en annen teknikk. Der modelleres aktørene eksplisitt, i stedet for å basere seg på en lastkurve for gitte tidsrom som tilfredsstilles etter en merit-order. Aktørene kan modelleres som lærende markedsagenter med forskjellige profittmaksimeringstaktikker.

Kritikk av energimodeller

- Selv om NOO-modeller med en scenariotilnærming forsøker å gi innsikt heller enn å drive med tallfesting kritiseres de av Trutnevyte (2016) for at de uansett implisitt blir brukt som projeksjoner for fremtiden. I stedet for foreslås «bounding analysis» eller «envelope of predictability» som tilnæringsmåter. Pfenninger et al (2014) foreslår å heller bruke enklere modeller som man bruker usikkerhets og sensitivitetsanalyser på.
- NOO-modeller generelt kritiseres for å ikke ta hensyn til scarcity pricing» og volatilitet i elektrisitetsprisene. Trutnevyte (2016) kritiserer bruk av kostnadsoptimering i NOO-modeller og har i en undersøkelse av modellen D-EXPANSE og det britiske kraftsystemet funnet at kostnadsoptimering ikke fanger opp den virkelige utviklingen. I stedet foreslås det å bruke nær-optimale scenarier.
- Pfenninger et al (2014) anbefaler energimodelleringsfelleskapet å lære fra åpen-kildekodemiljøet og programutviklingsindustrien generelt for å få større åpenhet rundt energimodellene.
- Innvirkningen solcellestrøm har på lønnsomheten til regulerbare kraftverk er vanskelig å modellere fordi få eller ingen modeller tar hensyn til «scarcity pricer events». I tillegg er distribuert solcellestrøm vanskelig å modellere fordi lønnsomheten er sterkt avhengig av lokale forhold.

7 LÆREKURVER

I dette kapitlet ser jeg på lærekurver som er en metode for å beskrive teknologisk endring. Jeg ser først på en-faktors lærekurver før jeg ser på argumenter for å utvide dette til en to-faktors lærekurve. Deretter ser jeg på hvordan lærekurver brukes i WEM og NEMS.

“Prediction is very difficult, especially if it’s about the future”

Nils Bohr/Piet Hein [114]

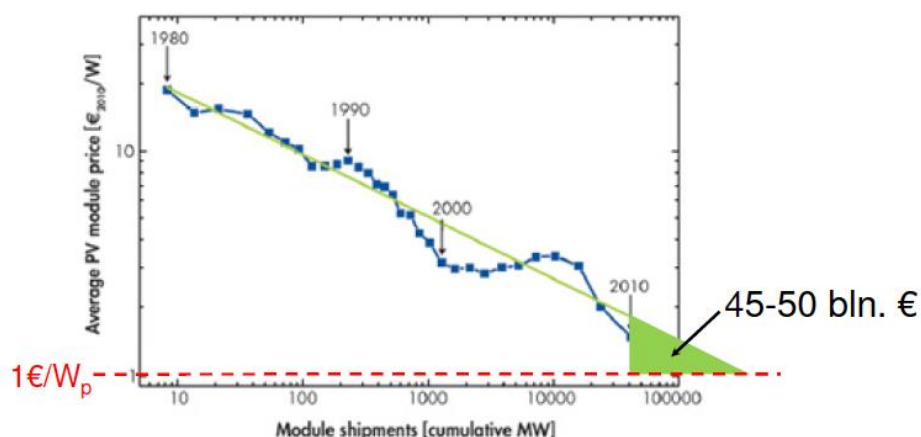
Introduksjon

En av utfordringene i energimodellering er å introdusere teknologisk endring. Når teknologier tas i bruk, blir man ofte bedre til å bruke disse etter hvert som volumet økes. En måte å forsøke å ta inn endringer som følge av læring er lærekurver. Først beskrevet i 1936 av Wright i produksjonen av fly, brukes nå lærekurver på mange områder og i flere energimodeller [115].

Helt grunnleggende beskriver lærekurver hvordan en kostnad faller med en viss prosent, læreraten, når den kumulative produksjonen har doblet seg. De aller fleste teknologier har en positiv lærerate, som vil si at kostnaden synker jo mer teknologien tas i bruk. Generelt vil potensialet for kostnadsreduksjon være høyere dess større del av totalkostnaden som er knyttet til prosesskostnadene, fordi prosesskostnader er en kostnadskomponent som opplever læring i motsetning til arbeids- og materialkostnader ([115], s. 11).

7.1 EN-FAKTORS LÆREKURVER

I energimodellering er lærekurver, også kalt erfaringskurver eller en-faktors lærekurver (LK), et forsøk på å beskrive sammenhengen mellom kumulativ kapasitet eller produksjon og enhetskostnad/pris som en potensfunksjon. Når den kumulative kapasiteten eller produksjon øker, vil enhetskostnaden/prisen synke en viss prosent. En sammenheng som har blitt empirisk bevist for teknologier som solcellestrøm, men også utenfor energisektoren, se for eksempel Theologitis og Masson (2015) som ser på solceller [33], og Argote og Epple (1990) som var tidlig ute med å se på LK i forskjellige industrier [116].



Figur 7-1 Illustrasjon som viser hvordan man kan bruke en læreratenilnærming for å se hvor mye som må investeres i solcellestrøm for å nå et kostnadsnivå på 1 eur/W_p ([115], s. 9).

Figur 7-1 viser at enhetskostnaden/prisen synker med en viss prosent - Det man kaller læreraten, når antallet produserte enheter dobles. Reduksjonen i kostnad/pris har flere årsaker. I *Technology Learning Curves for Energy Policy Support* nevnes bl.a. kostnadsreduksjon fra læring fra gjennomføring («learning by doing», LBD), læring gjennom forskning («learning by researching», LBS), læring fra bruk («learning by using»), læring fra skalering («learning by scaling») og læring fra kopiering («learning by copying») som årsaker til kostnadsreduksjonene [115]. LK ser på summen av virkninger fra disse forskjellige årsakene, i motsetning til to-faktors lærekurver som for eksempel prøver å skille ut læring fra forskning. Fordelen til LK er at alle parameterne som regel er tilgjengelige. En helt enkel LK kan formuleres slik [115]:

$$C_{t,y} = mQ_{t,y}^{-\varepsilon}$$

Der:

C = Enhetskostnad [EUR/W]

Q = Kummulativ produksjon [W]

ε = Læringselastitet (lærerate)

m = Normaliseringsparameter

t = Teknologi

y = Periode [år]

En utfordring med LK er hvordan man skal definere «systemet» man undersøker. Hva er enheten man undersøker? Er det hele solparkanlegget, skal festebakketer og rammen være med? Eller bare solcellepanelet eller solcellen? Tidligere har for eksempel solcellene i solcellepanelet stått for 50-60% av den totale modulprisen [33]. Det kan derfor være fornuftig å se på solcellene adskilt fra resten av komponentene.

Avhengig av hvilket definisjon man velger vil man få stor forskjell på læreraten. Komponenter som selve solcellen har vist seg å ha en ganske høy læringsrate, mens det vil være fornuftig å anta at komponenter der råvareprisen er den dominerende kostnaden, slik som festebakketer, vil ha en kostnad som svinger mer med råvareprisen og dermed mindre kostnadsreduksjon som følge av læring.

Derfor blir det foreslått i rapporten *Technology Learning Curves for Energy Policy* at en forbedring vil være å splitte opp den aggregerte LK til en egen LK for hver komponent, for så å finne ut stor andel av kostnadene til hver komponent som opplever læring (prosesskostnader) og hvor stor del som er uten læring (material- og arbeidskraftkostnader) [115]. Dette kan formuleres slik [115]:

$$C(x) = \alpha C(x_0) \left(\frac{x}{x_0}\right)^{-L} + (1 - \alpha)C(x_0)$$

Der:

x = Kumulativ produksjon

x_0 = Kumulativ produksjon ved $t = 0$

$C(x)$ = Kostnad ved kummulativ produksjon

L = Læringsparameter, Læringsrate (LR) = $1 - 2^{-L}$

α = Kostnadsandel for læringskomponenten ved $t = 0$

Andre formuleringer velger å ta inn et ledd som gjør at kurven konvergerer mot et prisgulv «floor cost», slik som i *Mitigation strategies and energy technology learning: An assessment with the POLES model* [117]. Hva et slikt prisgulv bør ligge på er diskutabelt. I den nevnte artikkelen regner de med et prisgulv på 1100 \$2005/kW, mens man i Theologitis og Masson (2015) argumenterer for en kritisk prisgulv på materialkostnader på 200 USD/kW_p (0.2 USD/W_p) [33].

Rapporten argumenterer også for at det er ideelt å bruke kostnadsdata, ikke prisdata. Og at man om mulig bør ta ut svingninger i råvareprisene, storskala-effekter osv. [115]. Samtidig vet vi at kostnadsdata er vanskelig tilgjengelig og at det å samle in prisdata er en stor nok jobb i seg selv. Kostnadsdata er mer konkurransesensitivt enn prisdata, noe som gjør bedrifter mer betenkte i å oppgi dette.

En annen diskusjon går på om det er mest hensiktsmessig å bruke installert kapasitet eller kapasiteten på forsendingene («shipments») det året, som parameter for kapasitet.

Det konkluderes som regel med at begge deler fungerer så lenge man er konsekvent. Dette fordi forsendelser med solcellepanel stort sett installeres innen et år etter at de har blitt sendt ut [33].

I energimodeller og i diskusjoner om energiteknologi vil det ofte være den totale LCOE som avgjør om en energiteknologi regnes som konkurransedyktig eller ikke. Derfor brukes LK som et grunnlag for å regne ut LCOE for solstrøm i fremtiden, slik som det er vist i Theologitis og Masson (2015).

Det er hovedsakelig to kritikere av LK. Den første går på at LK ikke gir noen informasjon om hvilke underliggende faktorer som driver prisnedgangen, og derfor er et dårlig verktøy for å informere beslutningstagere om hvilken politikk de bør gjennomføre, som argumentert av bl.a. Tooraj Jamasb (2007) [118] og G. Klaassen et al. (2005) [119]. Den andre er at LK generelt vil overvurdere læreraten, som Nordhaus argumenterer for [120].

For å ta tak i den første problemstillingen har det blitt utviklet to-faktors lærekurver (TFLK), en metode som også har blitt kritisert for å ha flere svakheter. Fordeler og svakheter ved denne metoden blir belyst i neste delkapittel og diskuteres i delkapittel 9.4.

7.2 TO-FAKTORS LÆREKURVER

To-faktors lærekurver, to-faktors erfaringskurver eller TFLK er en modifisert utgave av LK som prøver å beskrive den læringen teknologier opplever gjennom to komponenter – som regel LBD og LBS. For å være konsekvent i nomenklaturen er eksempelet på en TFLK tatt fra samme rapport som eksempelet på en LK og kan beskrives slik [115]:

$$C_{t,y} = aQ_{t,y}^{-\alpha}KS_{t,y}^{-\beta}$$

Der:

C = Enhetskostnad [EUR/W]

Q = Kummulativ produksjon [W]

KS = Kunnskapsbeholdning (Her gitt av FoU og investeringer) [EUR]

α = Elastisitet fra LBD

β = Elastisitet fra læring gjennom forskning

a = Normaliseringsparameter

t = Teknologi

y = Periode [år]

Hovedgrepet er å skille ut et eget ledd, KS som representerer den akkumulerte kunnskapen og en parameter β som representerer læreraten til kunnskapsbanken.

I rapporten argumenteres det også for måter å forbedre TFLK. De skriver at «*En mulig forbedring vil være å introdusere et interaksjonsledd (LBD X LBS («learning by searching», min presisjon)) som vil ta hensyn til denne synergien*» ([115], s. 19). Synergien de viser til er sammenhengen mellom LBD og LBS, som de argumenterer for at ikke kan være uavhengige av hverandre. En annen metode er å bruke det de kaller «kybernetisk teori» - at teknologisk læring regnes som en «*stabil kontrollert*

egenskap i et lukket system i et konkurranseutsatt miljø» ([115], s. 20). For mer om dette skriver rapporten *Scientific report on Learning Curves for Policy Support 2012* at man kan sjekke ut Wene, (2007, 2011) og van der Zwaan et al., (2011).

Andre måter å forbedre TFLK kan være å legge inn et tidsetterslep fra kunnskap blir produsert til den tas i bruk, og en avskrivningsfaktor for den akkumulerte kunnskapen – for å representere det at kunnskap gradvis blir avleggs, som forslått av G. Klaassen et al. (2005). De kommer frem til uttrykkene [119]:

$$SPC = A \cdot CC^{-\alpha} \cdot KS^{-\beta} \text{ med } KS \text{ definert som: } KS_t = (1 - \delta) \cdot KS_{t-1} + RD_{t-x}$$

Der:

SPC = Investeringskostnad pr enhet (spesifikk kostnad) [USD/kW]

CC = Kummulativ kapasitet [MW]

KS = Kunnskapsbeholdning (fra FoU)[USD]

α = LBD indeks

β = LBS indeks

A = Spesifikk kostnad ved kummulativ kapasitet og kunnskapsbeholdning [USD]

KS_t = Kunnskapsbeholdning (fra FoU) ved tidspunkt t [USD]

RD_t = FoU utgifter

x = Tidsforskyvning før FoU legges til kunnskapsbeholdningen

δ = Avskrivingsrate for kunnskapsbeholdningen

Bakgrunnen for dette er som nevnt både kritikken mot at LK ikke gir gode nok signaler til beslutningstagere om hvilken politikk som bør innføres. G. Klaassen et al. skriver at:

«Derfor vil bare innkjøpspolitikk (procurements policies), som øker etterspørsel og dermed utvider kapasiteten, være med på å senke kostnadene til en teknologi. FoU, til tross for sin popularitet som politisk instrument og åpenbare virkning på innovasjon, spesielt i tidlige faser, har ingen plass i det. Derfor vil tradisjonelle lærekurver ikke assistere beslutningstagere i allokasjonen av begrensede ressurser mellom kapasitetsutviding og FoU utgifter» ([119], s. 5)

Sammen med den generelle kritikken om at LK bare gir en estimert læringsrate uten å egentlig forklare hvilke prosesser som ligger bak kostnadsreduksjonene.

Metodisk ligger det utfordringer i å definere hvor raskt kunnskap skal avskrives, og hvor lang tid det tar før produsert kunnskap gir kostnadsreduksjon. Hvordan setter man systemgrensene? Skal man skille mellom offentlig og privat FoU? Hva med grunnforskning, for eksempel innen materialteknologi, som fort kan ende opp med å gi kostnadsreduksjoner for hundre eller tusenvis av teknologier?

Andre, mer praktiske utfordringer er hvordan man skal måle hvor stor kunnskapsbanken er. Er egentlig de kumulative investeringene i FoU et godt mål? Det tar ikke hensyn til hvordan disse investeringene gjennomføres, og regner all forskning som like god forskning.

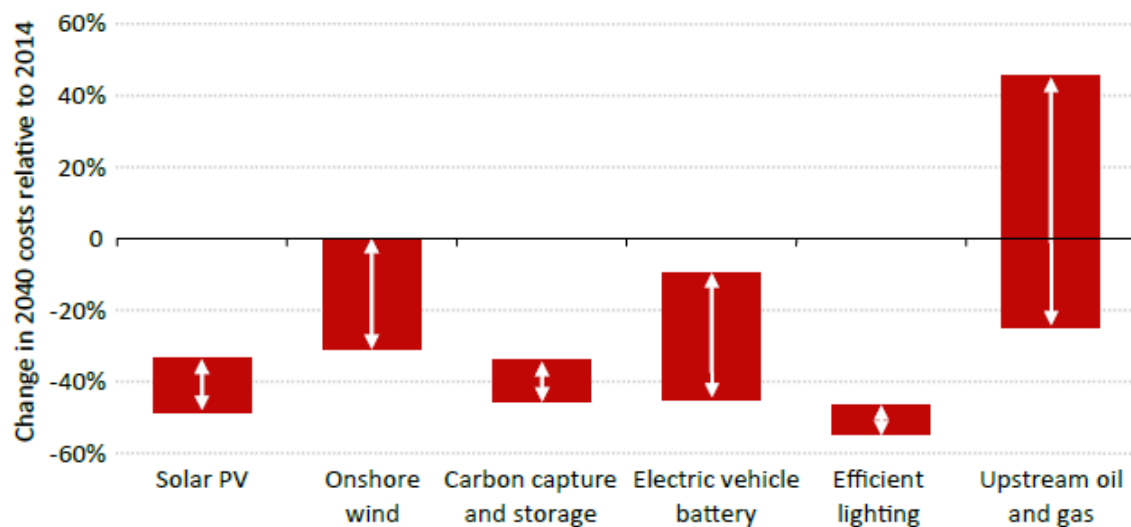
Når det gjelder både avanserte LK og TFLK er en utfordring de vitenskapelige problemstillingene, en annen utfordring er hvordan dette kan gjøres i praksis. Som Jenny Chase i Bloomberg New Energy Finance skriver til meg i en mail:

*«I think that's a lovely paper in theory, but as someone who in practice spends her life obsessing on where to get the data of how much was even built last year, I'm going to applaud the sentence in the conclusion (fra rapporten *Technology Learning Curves for Energy Policy*, red.) 'But despite these implementation challenges, the*

uncertainties in one-factor-learning curves do not prevent them from being useful for advising policy making and design” [42]

7.3 LÆREKURVER I WEM

Som vist tidligere i dette kapitlet er lærekurver en utbredt metode for å beskrive teknologisk læring i energimodeller. Dette gjelder også WEM. Her settes det en eksogen lærerate for hver teknologi, per tiår ([20], s. 28). Denne, sammen med andre underliggende drivere som CO₂-pris eller nettintegrasjonskostnader, som også er med på å bestemme utbredelsen av teknologier, bestemmer kostnaden til de forskjellige teknologiene. Figur 7-2 viser hvordan kostnadene vil reduseres for forskjellige teknologier i WEO15s NPS.



Figur 7-2 Forventet utvikling i kostnader for forskjellige teknologier i WEO15 (2014-2040) ([21], s. 43).

Det modelleres ikke for mulighetene for teknologiske gjennombrudd. Sånn sett kan man si at WEO15 viser mulige scenarioer gitt tre politikkvalg (De forskjellige scenarioene NPS, CPS og 450S), med den utviklingen IEA forventet og vi ikke har hverken flaks eller uflaks når det gjelder teknologiske gjennombrudd ([21], s. 43). Når det er sagt så ser også IEA for seg store endringer i kostnad, kanskje spesielt for solceller og lys, men også for CCS. Om solceller skriver de i WEO15 at:

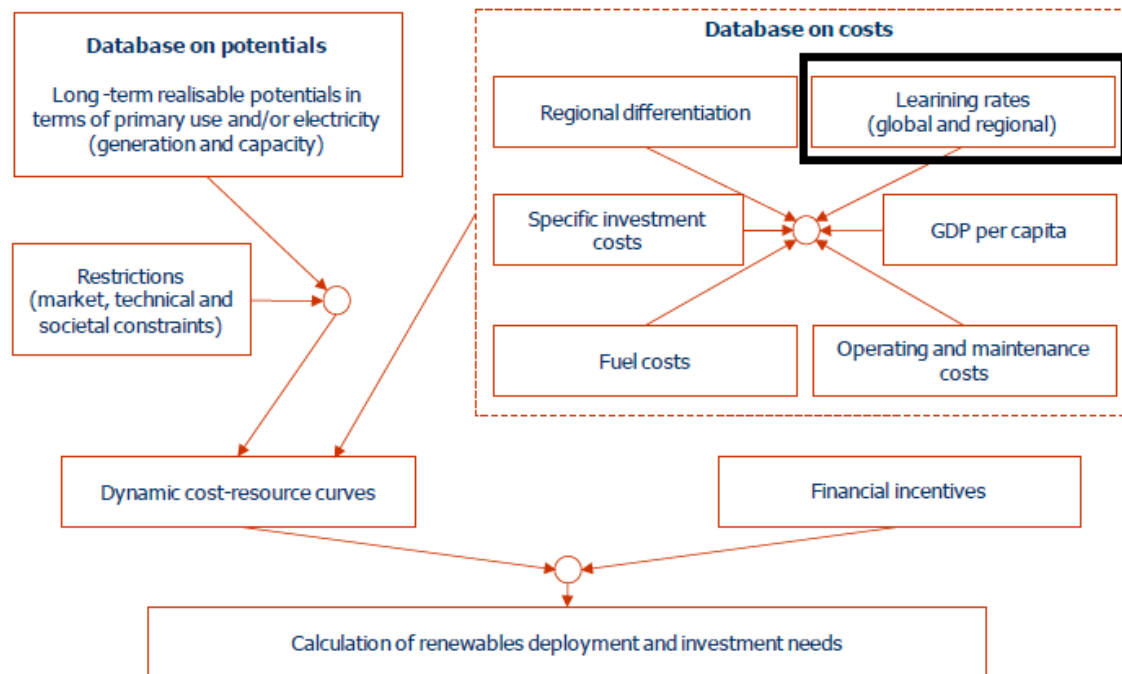
«Over the projection period, the cost of renewables declines materially. For example, continued deployment of solar photovoltaics (PV) and technology improvements further reduce the cost of PV modules, which have been in rapid decline in recent years. Strong savings are also made in “soft costs” for new installations, including design, labour, permitting and inspection. Together, these lead to cost reductions of 30-50%, relative to those of today» ([21], s. 43-44)

Med tanke på diskusjonen om pris vs. kost og forsendelser vs. installert kapasitet, har IEA valgt å bruke kostnader og installert kapasitet [33, 121].

Så vidt jeg vet brukes det ingen prising i WEM.

Viktig for utbyggingen av solkraft er hvordan lærekurver virker i fornybar-submodulen. Hvordan fornybar-submodulen virker forklares mer inngående i underkapittel 6.3.3.3, men er illustrert i Figur 7-3 under. Her ser vi at den teknologiske læringen foregår som en del av kostnadsdatabasen, og at det implementeres gjennom det IEA kaller Dynamiske kostnad-ressurskurver, «Dynamic cost-resource curves». Dette gjøres i to trinn: Først utvikles statiske kostnad-ressurskurver som definerer

det langsiktige potensialet for forskjellige fornybare teknologier, så finner modellen hvor på denne vi befinner oss, bl.a. gjennom en dynamisk kostnadsvurdering. Ifølge WEMD15 gjøres det på denne måten: «*Dynamic cost assessment: The dynamic adaptation of costs (in particular the investment and the operation and maintenance components) is based on the approach known as “technological learning”. Learning rates are assumed by decade for specific technologies*» ([20], s. 28). Etter det innføres dynamiske restriksjoner som markedsbegrensninger og tekniske barrierer.



Figur 7-3 Skjematisk oversikt over WEMs fornybar submodul ([20], s. 29, min utheving).

For informasjon om hvilke lærerater IEA bruker til WEO15 henviser de på sine nettsider til dokumentet «[WEIO 2014-Power Generation Investment Assumptions](http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2014/weio/WEIO2014PGAssumptions.xlsx)»¹⁵. IEA har blitt kontaktet med forespørsel om å confirmere at det er de samme læreratene som brukes også i WEO15. Det har de svart at det ikke er, men de har fortsatt ikke lagt ut en ny oversikt for 2015-tallene (28.05.16).

¹⁵ <http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2014/weio/WEIO2014PGAssumptions.xlsx>

Renewables Category	Plant specification	Technological learning assumed future learning rates	
		Technological learning assumed future learning rates	Technological learning assumed future learning rates
		2012	
Biomass	Large-scale unit		5%
	Medium-scale CHP		5%
	Small-scale CHP		5%
	Biogas		5%
	Waste incineration		5%
	Cofiring		5%
Geothermal	Geothermal Elec Only		5%
	Geothermal CHP		5%
Hydropower	Large-scale unit		1%
	Small-scale unit		1%
Photovoltaic	Large-scale		18%
	Buildings		18%
Concentrating Solar Power			10%
Marine			14%
Wind energy	Onshore		5%
	Offshore		9%

Figur 7-4 Lærerate for fornybarteknologier i WEO14 [121].

Fra Figur 7-4 ser vi at det opereres med en grov oppdeling mellom forskjellige energiteknologier på systemnivå og at det er en stor forskjell mellom de forskjellige antatte læreratene. Jeg har ikke klart å finne ut hvilken litteratur IEA bruker for å sette læreratene. Min antagelse er at disse er basert på historisk læring og hvor moden IEA anser teknologien for å være. Vi ser at for solceller opererer IEA med to kategorier, storskala og bygninger. Det oppgis ikke om dette er for solcellen, solcellepanel eller på systemnivå, men det vil være rimelig å anta at det er ment for hele systemet.

I tillegg til lærekurver i fornybarmodulen er det i WEM egne lærekurver også innen transportmodulen og tilbudssidemodulen, «supply-side module». De skriver i WEMD15 at:

“The model takes into account the costs of short- and long-term efficiency improvements in personal transport distinguishing numerous options for engine [...] and non-engine measures [...]. In addition, it uses projections for the costs of key technologies such as batteries (NiMH and Li-ion) and fuel cells. The pace of technology cost reductions is then calculated using learning curves at technology-specific learning rate» ([20], s. 16)

og

*“Projections of long-term oil, gas and coal supply-side investment requirements are generated in the respective supply-side modules. [...]. The cost of new capacity is estimated from a set of variables: size of the reserves, degree of depletion, location type of resource, technology employed, **technology learning** (min utheving), and underlying assumptions on cost inflation [...]» ([20], s. 42)*

7.4 LÆREKURVER I NEMS

NEMS bruker som WEM lærekurver for å beskrive endringer i investeringskostnader for teknologi etter hvert som det bygges ut mer kapasitet, men det er noen forskjeller: I NEMS gir de en lærerate for hver av de betydelige komponentene til hver teknologi, mens i WEM er det en lærerate for hver teknologi per tiår, se delkapittel 7.3.

Metoden som brukes i NEMS ligner på metoden rapporten Technology Learning Curves for Energy Policy ([115]) foreslår som en forbedring, med egne lærerater for hver komponent, men uten å se fordelingen prosesskostnader/ material- og arbeidskraftkostnader, se mer om dette i delkapittel 7.1.

Når to forskjellige teknologier bruker samme komponent vil komponenten oppleve læring fra utbygging av begge de to forskjellige teknologiene. EIA skriver om sin EMM (se underkapittel 6.5.2) at:

«In the case of solar photovoltaic (PV) technology, it is assumed that the module component accounts for 50% of the cost, and that the balance of system components account for the remaining 50%. Because the amount of end-use PV capacity (existing and projected) is significant relative to total solar PV capacity, and because the technology of the module component is common across the end-use and electric power sectors, the calculation of the learning factor for the PV module component also accounts for capacity built in the residential and commercial sectors» ([102], s. 43)

Det vil si at kapasitetsutbygging av storskala solcellestrøm i EMM påvirker investeringskostnadene også for småskala solcellestrøm i etterspørselsmodulene. Hver av komponentene blir definert som en av tre kategorier: Revolusjonerende, utviklende eller modne ([122], s. 6). Hvilken lærerate EIA antar for hver komponent er vist i Figur 7-5.

Technology Component	Period 1 Learning Rate (LR1)	Period 2 Learning Rate (LR2)	Period 3 Learning Rate (LR3)	Period 1 Doublings	Period 2 Doublings	Minimum Total Learning by 2035
Pulverized Coal	-	-	1%	-	-	5%
Combustion Turbine - conventional	-	-	1%	-	-	5%
Combustion Turbine - advanced	-	10%	1%	-	5	10%
HRSG ¹	-	-	1%	-	-	5%
Gasifier	-	10%	1%	-	5	10%
Carbon Capture/Sequestration	20%	10%	1%	3	5	20%
Balance of Plant - IGCC	-	-	1%	-	-	5%
Balance of Plant - Turbine	-	-	1%	-	-	5%
Balance of Plant - Combined Cycle	-	-	1%	-	-	5%
Fuel Cell	20%	10%	1%	3	5	20%
Advanced Nuclear	5%	3%	1%	3	5	10%
Fuel prep - Biomass	-	10%	1%	-	5	10%
Distributed Generation - Base	-	5%	1%	-	5	10%
Distributed Generation - Peak	-	5%	1%	-	5	10%
Geothermal	-	8%	1%	-	5	10%
Municipal Solid Waste	-	-	1%	-	-	5%
Hydropower	-	-	1%	-	-	5%
Wind	-	-	1%	-	-	5%
Wind Offshore	20%	10%	1%	3	5	20%
Solar Thermal	20%	10%	1%	3	5	10%
Solar PV - Module	-	10%	1%	-	5	10%
Balance of Plant - Solar PV	-	10%	1%	-	5	10%

¹HRSG = Heat Recovery Steam Generator

Note: Please see the text for a description of the methodology for learning in the Electricity Market Module.

Source: U.S. Energy Information Administration, Office of Electricity, Coal, Nuclear and Renewables Analysis.

Figur 7-5 Lærerater for de forskjellige komponentene til nye kraftproduksjonsteknologier ([122], s. 6).

For en oversikt over hvilken andel av kostnadene EIA tilskriver hver komponent se Table 5. Component cost weights for new technologies i *The Electricity Market Module of the National Energy Modeling System: Model Documentation 2014*, side 45.

I tillegg til lærekurver bruker NEMS en «optimismefaktor» for å beskrive hvordan de faktiske kostnadene for ny og ikke-utprøvd teknologi ofte undervurderes. De fire første enhetene får derfor tillagt en optimismefaktor som øker kostnadene men som for hver enhet etter det gradvis reduseres til faktoren har verdien en ([122], s. 5)).

7.5 LÆREKURVER – OPPSUMMERING

I kapittelet om lærekurver har jeg sett på hvordan lærekurver brukes for å beskrive teknologisk læring. Teorien bak en-faktors lærekurver er beskrevet og det er sett på hvordan disse kan formuleres. Jeg har også sett på hvordan man kan formulere to-faktors lærekurver og hvilke fordeler og hvilken kritikk disse møtes med. Det er også sett på lærekurver i WEM og NEMS.

- Teknologier opplever forskjellige typer læring. Eksempler på dette er læring gjennom prøving («learning by doing», LBD), læring gjennom forskning («learning by researching», LBS), læring fra bruk («learning by using»), læring fra skalering («learning by scaling») og læring fra kopiering («learning by copying»). Disse forskjellige typene læring fører til kostnadsreduksjoner.
- Lærekurver, også kalt erfaringskurver eller en-faktors lærekurver (LK), ser på summen av virkninger fra de forskjellige typene læring og er et forsøk på å beskrive sammenhengen mellom kumulativ kapasitet eller produksjon og enhetskostnad/pris som en potensfunksjon. En slik sammenheng har blant annet blitt empirisk bevist for solcellestrøm. Når antallet produserte enheter doubles, synker enhetskostnaden/prisen med en viss prosent som man kaller læreraten.
- Det er flere utfordringer med lærekurver. En er hvordan «systemet» defineres. Inkluderes hele solparkanlegget? Skal festebrakketter og rammen være med? Eller bare solcellepanelet eller solcellen? Et annet er at LK ikke gir noen informasjon om hvilke underliggende faktorer som driver prisnedgangen. Derfor kan det argumenteres for at lærekurver er et dårlig verktøy for å informere beslutningstagere om hvilken politikk de bør gjennomføre.
- To-faktors lærekurver, to-faktors erfaringskurver eller TFLK er en modifisert utgave av LK som prøver å beskrive den læringen teknologier opplever gjennom to komponenter – som regel LBD og LBS. Dette fordi mange mener at LK ikke gir gode nok signaler til beslutningstagere om hvilken politikk som bør innføres.
- TFLK har noen metodiske utfordringer: Hvor raskt (og om) kunnskap skal avskrives må defineres, hvor lang tid det tar før produsert kunnskap gir kostnadsreduksjon, skal man skille mellom offentlig og privat FoU? Hvordan behandler man grunnforskning? Dette er eksempler på noen av de teoretiske utfordringene. Andre, praktiske utfordringer er å måle størrelsen på kunnskapsbanken og å differensiere mellom kvalitet på forskningen.
- En-faktors lærekurver brukes i WEM for å beskrive teknologisk læring. Her settes det en eksogen lærerate for hver teknologi, per tiår. I World Energy Outlook 2014 ser man på to solcelleteknologier, storskala og bygning, som begge blir antatt å ha en lærerate på 18 %. Viktig for utbyggingen av solkraft er hvordan lærekurver virker i fornybar-submodulen, der teknologisk læring foregår som en del av kostnadsdatabasen som er en del av bakgrunnen for dynamiske kostnad-ressurskurver. Termisk solkraft er også nevnt med en lærerate på 10 %.
- I NEMS brukes det en en-faktors lærekurve for hver av de viktigste komponentene i de forskjellige kraftproduksjonsteknologiene. For solcellestrøm gjelder læringen både for stor- og småskala kapasitet. For solcellemodulen bruker de 10 % læringsrate for den andre perioden og 1 % i den tredje perioden. I tillegg har NEMS en optimismefaktor for helt nye teknologier.

Del 3

Resultater og diskusjon

8 RESULTATER

I dette kapittelet ser jeg først på resultat som viser at World Energy Outlook (WEO) systematisk har undervurdert installert kapasitet for solkraft. Så ser jeg på hvordan kostnadsestimatene, estimatene for lærekurver og prosedyrene for kvalitetssikringsprosesser for WEO står seg sammenlignet med to litteraturstudier og opp mot det som er beste praksis i dag.

“It is said that the present is pregnant with the future” - Voltaire in The Portable Voltaire [4].

Introduksjon

I dette kapittelet forsøker jeg å besvare følgende spørsmål: Hvordan står WEOs tidligere projeksjoner seg mot historiske data? Hvordan er den fremtiden som WEO projiserer for solkraft sett opp mot andre studier og beste praksis i dag? Det forsøker jeg å besvare i dette kapittelet. Formålet er å undersøke om inngangsdataene som brukes i utarbeidelsen av WEO kan forklare hvorfor WEO konsekvent har undervurdert solkraft.

For å få avdekket feil og svakheter er det viktig at rapporter går igjennom en grundig kvalitetssikringsprosess. Derfor sammenligner jeg også kvalitetssikringsprosessen til WEO med det som er beste praksis i dag og med kvalitetssikringsprosessen bak Annual Energy Outlook (AOE) som er en lignende publikasjon.

8.1 HISTORISK UTBYGGING AV SOLKRAFT – WEO OPP MOT DEN FAKTISKE UTVIKLINGEN

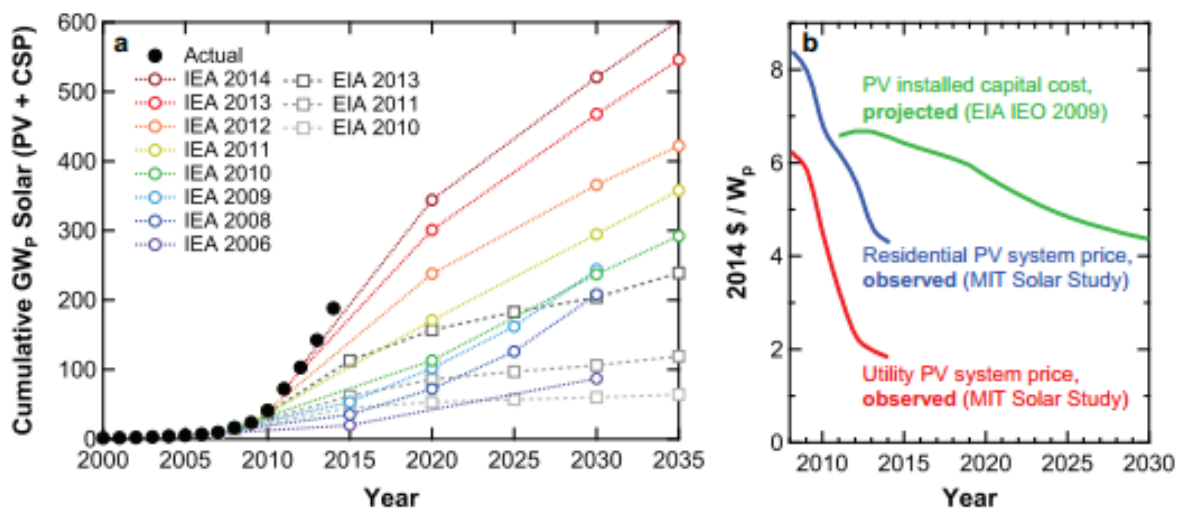
Installert kapasitet – WEO mot historiske data

En av forskerne som er mest kritiske til IEA og deres WEO er Christian Breyer fra Lappeenranta University of Technology. Han har sammen med Metayer og Fell tatt en gjennomgang av hvordan projeksjonene i tidligere WEOs står seg sammenlignet med historiske data i artikkelen *The projections for the future and quality in the past of the World Energy Outlook for solar PV and other renewable energy technologies*. De fant at projeksjonene for solkraft og vindkraft har vært sterkt underestimert, men at projeksjonene for atomkraft har variert mellom å overestimere og underestimere fra år til år ([5], s. 1).

I Figur 8-3 og Figur 8-4 kan en se hvordan hhv. projeksjonene fra de forskjellige WEOs for kapasiteten til solar (fellesbetegnet frem til WEO2010, CSP + PV fra 2010) og solcellestrøm ser ut sammenlignet med hvordan den historiske utviklingen faktisk ble. Figurene viser at projeksjonene stadig må oppjusteres for å beskrive virkeligheten.

I underkapittel 9.3.2 diskuterer jeg kort om jeg synes artikkelen har en god problemformulering for hva som er problemet i WEM. Metayer et al (2015) mener at problemet ligger i at WEM antar en lineær vekst fremfor å bruke en logistisk vekstmodell. Uavhengig av problemformulering er artikkelen en god dokumentasjon på hvordan tidligere WEOs har truffet eller ikke truffet den historiske utviklingen.

En annen gjennomgang av hvordan WEO treffer den faktiske installerte kapasiteten for solar er gjort av MIT i deres MIT Future of Solar Energy Study [82]. De finner det samme som Metayer et al (2015) og at kostnadene har falt raskere enn projisert av EIA, se Figur 8-1.



Figur 8-1 Sammenligning av faktisk utvikling for solar med forskjellige projeksjoner ([82], s. 127).

Til venstre: Sammenligning av faktisk utvikling av solar kapasitet med forskjellige projeksjoner (fra WEO og AOE).
Til høyre: Sammenligning av faktisk utvikling av kostnad med projeksjoner.

Siste nytt for PV kapasitet

Metayer et al (2015) ser bare på utviklingen frem til WEO14, som i praksis vil si et datagrunnlag frem til 2012. Etter det er WEO15 publisert, som har et datagrunnlag frem til 2013. I Figur 8-2 er det vist hvordan IEA i WEO15 ser for seg utviklingen for installert kapasitet for forskjellige kraftverk frem til 2040. Sammenlignet med WEO14, som så for seg 930 GW solcellestrøm i 2040 ([123], s. 608) er det en betydelig økning, men om en ser på hva det betyr for årlig nyinstallert kapasitet blir bildet annerledes. Da får en at WEO15 legger til grunn en gjennomsnittlig vekst i installert solcellestrøm på 34.4 GW, dersom en ser bort ifra at noe solcellestrøm vil måtte stenges ned i løpet av perioden som følge av aldring (min utregning).

	Electrical capacity (GW)						Shares (%)		CAAGR (%)
	2013	2020	2025	2030	2035	2040	2013	2040	2013-40
Total capacity	5 884	7 299	8 134	8 995	9 819	10 570	100	100	2.2
Coal	1 851	2 064	2 161	2 282	2 384	2 468	31	23	1.1
Oil	439	371	327	292	276	258	7	2	-1.9
Gas	1 502	1 883	2 054	2 210	2 373	2 528	26	24	1.9
Nuclear	392	448	482	536	578	614	7	6	1.7
Hydro	1 136	1 341	1 482	1 622	1 743	1 837	19	17	1.8
Bioenergy	108	151	182	212	243	274	2	3	3.5
Wind	304	617	844	1 046	1 217	1 376	5	13	5.8
Geothermal	12	17	24	33	45	56	0	1	6.0
Solar PV	137	397	560	728	900	1 066	2	10	7.9
CSP	4	9	15	28	48	73	0	1	11.4
Marine	1	1	2	6	12	20	0	0	14.3

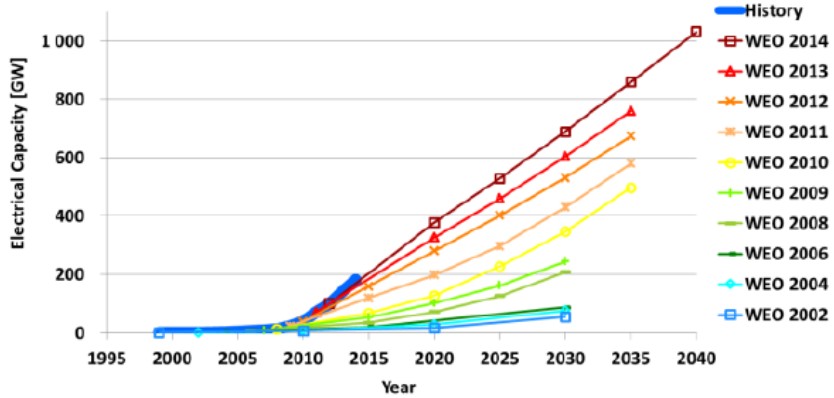
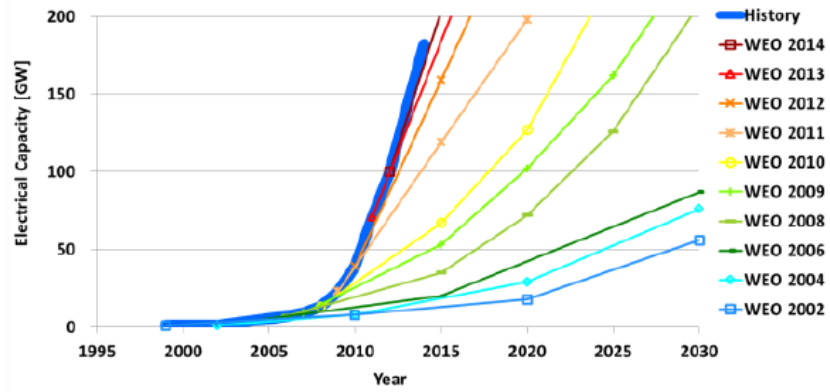
Figur 8-2 Projeksjoner for forventet kapasitet fra forskjellige kraftkilder (min utheving)([21], s. 586).

I kontrast til dette finner artikkelen *Latest Developments In Global Installed Photovoltaic Capacity And Hidden Growth Markets* av Werner et al (2015) at installert kapasitet for 2014 var:

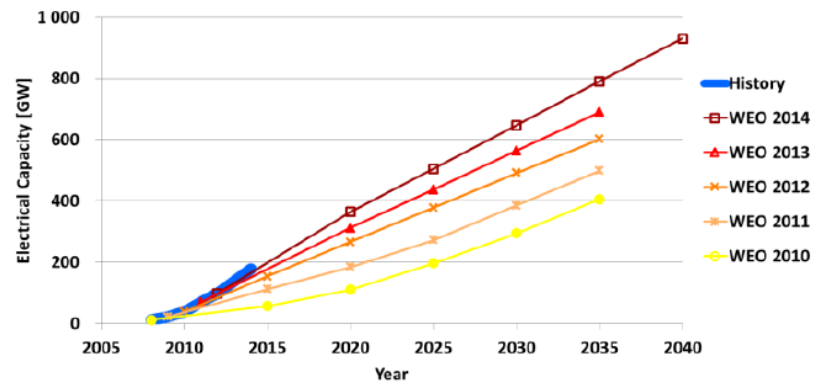
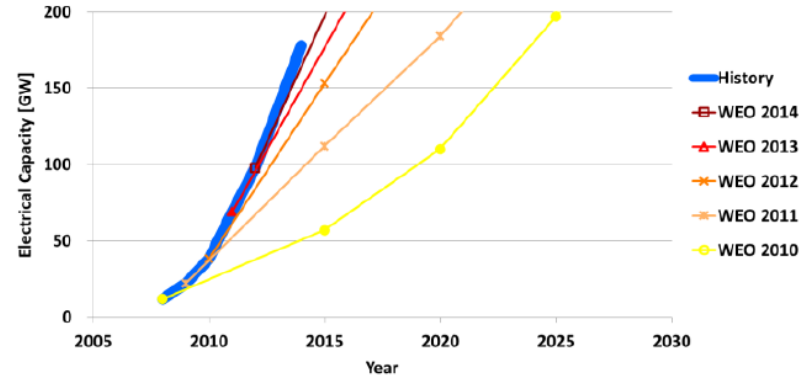
«In total, 177,600 MW_p can be allocated to 190 countries by end of 2014. Analysis of ITC customs data for the years 2001-2014 enables an allocation of 2,103 MW_p in 157 countries with no other official data source (SPE/EPIA, IEA, etc.) available» ([124], s. 7)

Det vil si en økning på omtrent 40 GW i 2014, som er en økning på godt over den forventede veksten fra WEO15.

Det samme kan sies om status til og med 2015. De siste tilgjengelige tallene er fra IEA PVPS som i april 2016 publiserte *2015 Snapshot Of Global Photovoltaic Markets* der de fant at «*The total installed capacity at the end of 2015 globally amounted to at least 227,1 GW. The 24 IEA PVPS countries represented 197 GW of cumulative PV installations together, mostly grid-connected, at the end of 2015*» ([125], s. 7) og med en vekst på rett under 50 GW installert kapasitet. Altså nesten 15 GW mer enn den gjennomsnittlige veksten i installert solcellestrøm vi ser i WEO15.



Figur 8-3 Solar (CSP + PV) kapasitet. Historisk utvikling sammenlignet med projeksjoner fra WEO 2002-2014 ([124], s. 8).



Figur 8-4 Historisk utvikling for solcellestrømkapasitet sammenlignet med projeksjoner fra WEO 2010-2014 ([5], s. 6).

8.2 LÆREKURVER OG LÆERATE:

Hva lærekurver og lærerater er har blitt forklart i kapittel 7. Her tar jeg en gjennomgang av de viktigste resultatene fra sammenstillingen over forskjellige lærerater (vedlegg 12.1) som er funnet av forskjellige rapporter, artikler og publikasjoner og en gjennomgang av hvordan vedlegg 12.1 er laget. Funnene er satt opp systematisk etter årstall, systemnivå og type slik at de kan sammenlignes med de læreratene som WEM bruker.

De forskjellige rapportene, artiklene og publikasjonene har blitt samlet inn ved hjelp av søk i relevante publikasjoner, samtaler med personer som arbeider med energimodellering og ved at jeg har blitt gjort oppmerksom på de i nyhetsbildet og på Twitter.

Resultatene i vedlegg 12.1 er delt inn i tre: Lærerater for modul, system eller andre. I tillegg er det sortert etter hvilken type solcelleteknologi man har sett på læreraten for.

For WEM er det brukt bakgrunnstall fra WEO14-rapporten. Dette er data fra datasettet *Power Generation in the New Policies and 450 Scenarios* som er tilgjengelig [på nett](#)¹⁶. Årsaken til at det ikke brukes bakgrunnstall fra WEO15-rapporten er at IEA, 5 måneder etter publisering, fortsatt ikke har fått lagt ut sine antagelser om lærerater på nettsidene sine.

Viktige resultat

For den langsiktige kostnadsutviklingen til solcellestrøm er det mest relevant å se på læreraten til solcelleteknologi basert på krystallinsk silisium som står for 80-90 % av solcellemarkedet, se underkapittel 3.2.2. Denne teknologien har også vært lengst i markedet og har flest undersøkelser av læreraten.

Hvis man ser i vedlegg 12.1 er det én lærerate som utmerker seg ved å være betydelig høyere enn de andre og én lærerate som utmerker seg ved å være betydelig lavere. Dette er hhv. Theologitis og Masson (2015) som finner en lærerate på 26,9 % og BNEF som finner en lærerate på mellom 10-25 %. Årsakene til forskjellene er hovedsakelig at Theologitis og Masson (2015) ser utelukkende på læreraten til cellen i solcellemodulen mens BNEF ser på systemkostnader.

Hvis man ser på de to publikasjonene som er utgitt av IEA (World Energy Outlook '14 og Technology Roadmap - Solar Photovoltaic Energy) opp mot de andre rapportene ser man at IEAs estimat enten ligger omtrent likt med de andre (lærerate for moduler) eller litt høyt (lærerate for system).

RAPPORT:	NIVÅ	NEDRE ESTIMERTE LÆERATE	ØVRE ESTIMERTE LÆERATE
BNEF NEW ENERGY OUTLOOK SOLAR	System	10	25
WORLD ENERGY OUTLOOK '14	System - Storskala	18	18
WORLD ENERGY OUTLOOK '14	System - Bygning	18	18
PV LEARNING CURVES: PAST AND FUTURE DRIVERS OF COST REDUCTION	System	13,9	13,9

Figur 8-5 Estimerte lærerater for solcellestrøm på systemnivå (egen figur).

¹⁶ <http://www.worldenergyoutlook.org/weomodel/investmentcosts/>

8.3 LCOE - WEO OPP MOT ANDRE ESTIMAT

Hva LCOE er og bør brukes er diskutert i delkapittel 4.1. Her tar jeg en gjennomgang av de viktigste resultatene fra sammenstillingen over forskjellige LCOE som er funnet av forskjellige rapporter, artikler og publikasjoner og en gjennomgang av hvordan denne er laget. Funnene er satt opp systematisk etter årstall, systemnivå og type, så det kan sammenlignes med de kostnadsestimatene som WEM bruker.

Som for lærerater har de forskjellige rapportene, artiklene og publikasjonene blitt samlet inn ved hjelp av søk i relevante publikasjoner, samtaler med personer i energibransjen og ved at jeg har blitt gjort oppmerksom på de i nyhetsbildet og på Twitter.

For WEM er det brukt bakgrunnstall fra WEO14-rapporten. Årsaken til at det ikke brukes bakgrunnstall fra WEO15-rapporten er at IEA, 5 måneder etter publisering, fortsatt ikke har fått lagt ut sine antagelser om investeringskostnader på nettsidene sine.

Siden IEA ikke opererer direkte med LCOE i sine inngangsdata har jeg brukt data fra datasettet *Power Generation in the New Policies and 450 Scenarios* som er tilgjengelig [på nett](#)¹⁷ og noe informasjon fra WEMD15 (se kommentarer i oversikten) i LCOE-kalkulatoren utviklet av Agora Energiewende. Denne kalkulatoren er tilgjengelig på [denne nettsiden](#)¹⁸.

Der det har vært nødvendig har jeg gjort om til 2015-priser og regnet om til \$/MWh.

Viktige resultat

I vedlegg 12.2 ser man at IEA for WEO14 opererer med et konkret kostnadsestimat for hver region heller enn et kostnadsspenn slik de fleste andre rapportene gjør det. Her diskuterer jeg først og fremst resultatene fra storskala solcellestrøm fordi flere av rapportene har sett på dette.

Felles for de fleste av rapportene er at det er store sprik mellom det de finner/antar som laveste kostnad og høyeste kostnad. Dette gjelder både mellom geografiske regioner (Afrika, Russland) men også i kostnadsspennet internt i regioner. I tillegg kommer kostnadsintervall hvor kostnadene i den dyreste enden av estimatet er dobbelt så høye som kostnadene i den rimeligste.

RAPPORT	REGION	NEDRE LCOE [(\$2015/MWH)]	ØVRE LCOE [(\$2015/MWH)]
ANNUAL TECHNOLOGY BASELINE (ATB) WORKBOOK	USA	116	233
RE-CONSIDERING THE ECONOMICS OF PHOTOVOLTAIC POWER	Verden	114	254
WORLD ENERGY OUTLOOK 2014	USA	198	198
WORLD ENERGY OUTLOOK 2014	Verden	144	333

Figur 8-6 Kostnadsestimat for storskala solcellestrøm fra rapporter med datainnsamling 2012-2013 (egen figur).

For å se om kostnadsestimatet IEA laget for WEO14 var høyt eller lavt for tiden de ble laget på kan en sammenligne dette med estimatene fra *Annual Technology Baseline (ATB) workbook* og *Re-considering the economics of photovoltaic power* som hadde datainnsamling i 2013, se Figur 8-6. Dette viser at kostnadsestimatene IEA har brukt i WEO14 ligger i det øvre sjiktet av estimatene til de

¹⁷ <http://www.worldenergyoutlook.org/weomodel/investmentcosts/>

¹⁸ <https://www.agora-energiewende.de/en/topics/-agothem-/Produkt/produkt/89/Calculator+of+Levelized+Cost+of+Electricity+for+Photovoltaics/>

andre rapportene. Selv om en justerer for at 2013 tallene sannsynligvis vil være litt lavere gitt den faktiske kostnadsutviklingen vi vet har skjedd i etterkant.

Hvis en ser på estimatene for 2035, se Figur 8-7, ser en at det fortsatt forventes store sprik i kostnadene avhengig av geografisk region og at det fortsatt er store intervall internt i regionene. Lavest projeksjon av alle har *Discussion Draft of NREL 2016 Annual Technology Baseline*, som i sitt «high PV scenario» finner kostnader mellom 29-81 \$2015/MWh. Vi ser igjen at IEAs projeksjoner for WEO14 ligger betydelig høyere enn projeksjonene fra både BNEF og EIA, men også den egenpubliserte *Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy 2014*.

RAPPORTER PUBLISER AV ANDRE ENN IEA	REGION	NEDRE LCOE [(\$2015/MWH)]	ØVRE LCOE [(\$2015/MWH)]
NEW ENERGY OUTLOOK 2015 - SOLAR, JUNE 2015	Verden	40	140
ANNUAL TECHNOLOGY BASELINE (ATB) WORKBOOK	USA	97; 68; 48	177; 124; 89
DISCUSSION DRAFT OF NREL 2016 ANNUAL TECHNOLOGY BASELINE	USA	58; 40; 29	163; 114; 81
RAPPORTER PUBLISERT AV IEA:			
PROJECTED COSTS OF GENERATING ELECTRICITY 2015 EDITION	Verden	68	173
TECHNOLOGY ROADMAP SOLAR PHOTOVOLTAIC ENERGY 2014	Verden	56	139
WORLD ENERGY OUTLOOK 2014	USA	114	114
WORLD ENERGY OUTLOOK 2014	Verden	72	199

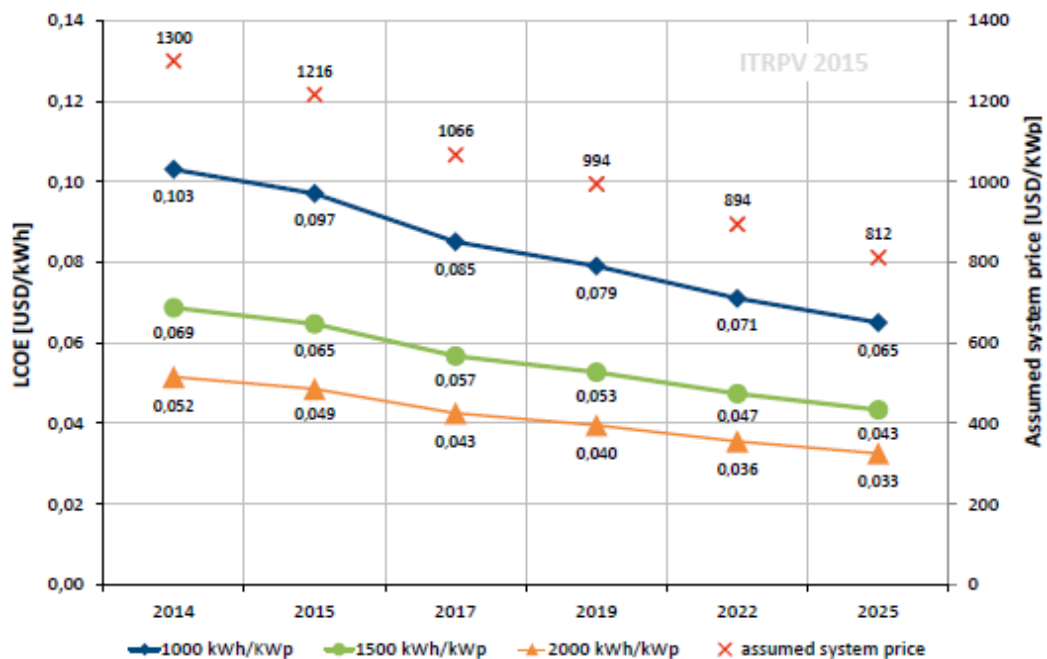
Figur 8-7 Kostnadsestimat for storskala solcellestrøm i 2035 (egen figur).

WEO opp mot beste praksis og ekspertmeninger

Når vi nå har sett hvilke LCOE IEA opererer med kan vi sammenligne med beste praksis i dag og sammenligne opp mot ekspertmeninger. Flere utfordringer med LCOE er som nevnt diskutert i delkapittel 4.1, men på tross av disse kan det være aktuelt å sammenligne tallene IEA bruker som grunnlag for WEO og den estimerte LCOE i 2035 med beste praksis. Fra vedlegg 12.2 kan vi se at for storskala solcellestrøm i år 2012 opererte IEA med kostnader på mellom \$160 og \$330/MWh avhengig av hvilken verdensdel man ser på. For distribuert solcellestrøm på bygg i 2012 opererte de med kostnader på mellom \$180 - \$510/MWh, igjen avhengig av hvilken verdensdel. Til sammenligning vet vi at kostnadene for solcellestrøm kan ligge mye lavere i 2015. I artikkelen *Potential For Cost Reduction of PV Technology – Impact Of Cheetah Research Innovations* skriver Theologitis og Masson (2015) at: «*The current cost of PV electricity is rather well known and can go down to as little as 5.85 USDcents/kWh (the ACWA Power tender in Dubai or even below such numbers when the PV system remains incentivized)*» ([33], s. 1). Det vil si \$ 58.5/MWh, som er langt under halve kostnaden som IEA legger til grunn for WEO14 for storskala solcellestrøm i Midtøsten og \$15/MWh lavere enn det IEA projiserer at LCOE for storskala solcellestrøm vil være i Kina i 2035 (som er deres laveste anslag).

Det kan også nevnes at de seneste månedene er det kommet inn enda lavere tilbud fra et konsortium med bl.a. Abdul Latif Jameel og Fotowatio Renewable Ventures (FRV) på \$ 29.9/MWh [126].

I *International Technology Roadmap for Photovoltaic* ([32]), som er en rapport fra solcellestrøm-næringen, har de også sett på hvordan kostnadene i bransjen kan utvikle seg. Utviklingen de ser for seg er basert på en gjennomgang av mulige kostnadsreduksjoner i de viktigste komponentene i et solcellestrømsystem. De finner at et realistisk estimat på kostnadene i 2025 kan være så lave som \$33-\$65 /MWh, avhengig av solforhold. Se delkapittel 3.2 for mer informasjon om mulige kostnadsreduksjoner. Det vil si at selv i områder med dårlige solforhold ser solcellestrøm-næringen for seg lavere priser i 2025 enn hva WEO14 gjør, selv ti år frem i tid (2035). Se Figur 8-8.



Figur 8-8 Ekspertvurdering for hvordan LCOE for solcellestrøm kan utvikle seg frem mot 2025 for forskjellige solforhold.

Det er antatt 80 % gjeld, 5 % årlig rente, 20 års lån, 2 % årlig inflasjon og 25 års livstid for solcellesystemet.

Også når det kommer til levetid kan det være aktuelt å oppjustere grunnlaget for WEO. I dag forventes en levetid på 20-25 år. I ITRPV skriver de at «[...] it is expected that advances in module technology as outlined in the ITRPV will enable an extension of the system service life to 30 years or more, which would make it possible to reduce LCOE levels even further» ([32], s. 32). Samtidig er det ofte slik at en i energimodellering opererer med den økonomiske avskrivningstiden heller enn faktisk levetid.

8.4 KVALITETSSIKRINGSPROSESS FOR WEO OG BESTE PRAKSIS

Hverken i WEO eller i WEMD15 står det mye om hvordan IEA kvalitetssikrer innholdet i WEO. Det er kort nevnt i kapittel 2 at IEA bruker et næringslivsråd og et utvalg fagfeller. Her går jeg litt nærmere inn på dette samtidig som jeg ser på hvordan praksis er for andre rapporter (IPCC og AOE).

Næringslivsrådet, IEA Energy Business Council (EBC), er en samling utvalgte bedrifter IEA inviterer for å diskutere utviklingen i markedet, gi innspill til hvordan IEA jobber med WEO og for å diskutere politikktutvikling med politikere og IEA. Til nå har 89 bedrifter deltatt på minst ett av EBC-møtene [23]. I tillegg har IEA 173 «peer reviewers» fra forskjellige bedrifter, institusjoner og organisasjoner som gir innspill og kommentarer i prosessen med å utarbeide WEO, men hva disse innspillene er og i hvilken grad de tas til følge sier rapporten ingenting om.

I kapittelet for transportsektoren i WEMD15 skriver de under veitransport at: «The cost analysis builds on a comprehensive and detailed review of technology options for reducing fuel consumption. The database was reviewed by a panel of selected peer-reviewers, and feeds into the cost tool. The cost database is constantly reviewed and takes account of recent research» ([20], s. 16). Ellers står det lite om hvilken kvalitetssikringsprosess som gjennomføres.

I forarbeidet til WEO skriver IEA at det ble arrangert fire seminarer og møter. Det var ([20], s. 16):

- Energy and Climate Workshop, Paris, 5 March 2015.
- 3rd IEA Unconventional Gas Forum co-hosted by the IEA and the National Energy Administration of China, with the support of the CNPC Economics and Technology Research Institute, Chengdu, 10 April 2015.
- India Energy Outlook organised by the IEA in collaboration with NITI Aayog with the support of TERI, New Delhi, 13 April 2015.
- Joint IEA-ERIN Roundtable on Southeast Asia Energy Outlook, Singapore, 20 April 2015.

Beste praksis

IEA-RETD, International Energy Agency Renewable Energy Technology Deployment, fikk i 2013 laget rapporten *RE-ASSUME: A Decision Maker's Guide to Evaluating Energy Scenarios, Modeling, and Assumptions* som er en gjennomgang av forskjellige utfordringer for energimodeller og måter å modellere energisystemet på. De skriver at: «*One of the obvious, but often overlooked, non-technical drivers, is the motivation of the commissioning agent and the modeling team. Purposefully or not, modeling results are often biased in some way (Keepin and Wynne 1984; Halladay 2012)*» ([18], s. 38). For å motvirke dette skriver de i rapporten at man må stille spørsmål ved antagelser og drivere, hvilke systemgrenser som velges, optimisme/pessimisme for kostnadsanslag og at en må være godt kjent med forskningslitteraturen og hvordan forskjellige analyser gir forskjellige resultat. For å møte disse utfordringene konkluderer det med at: «*Peer review from diverse networks of experts (both formal and informal) is often an important step to help identify potential bias and project objectivity*» ([18], s. 38).

Et eksempel på en type faglige rapporter som går igjennom en grundig fagfelleevaluering er IPCCs hovedrapporter. Disse har et litt annet formål, men både hovedrapportene og WEO har som mål å best mulig modellere svært komplekse system (hvh. klimasystemet og energisystemet) for å gi en faglig vurdering av kunnskapsstatus og mulige fremtidsutviklinger (klimaendringer og fremtidens energisystem). IPCC sekretariatet skriver at «*Multiple stages of review are an essential part of the IPCC process to ensure a comprehensive, objective and transparent assessment of the current state of knowledge of the science related to climate change*» [127].

I 2010 fikk InterAcademy Council (IAC) i oppgave å ha en uavhengig gjennomgang av IPCCs prosesser og prosedyrer ([128], s. 5). For vurderingsprosessen til IPCC hadde rapporten to hovedanbefalinger ([128], s. 16):

- Sikre at alle kommentarene er tilstrekkelig vurdert av forfatterne og at genuine kontroverser er vist i rapporten.
- Sikre en mer treffsikker prosess for å besvare kommentarene slik at de viktigste innsigelsene besvares og for å lette arbeidet for forfatterne.

Disse anbefalingene ble så vidt jeg vet etterfulgt.

For å sikre en objektiv og transparent prosess fikk alle kommentarer til første- og andreutkastet til IPCCs femte hovedrapport skriftlige tilbakemeldinger. Alle registrerte eksperter (det var mulig å registrere seg som ekspert gjennom en «eksperteklæring») fikk tilgang til utkastene før publikasjon, med forutsetning om at disse hverken ble sitert eller distribuert. Etter at hovedrapporten ble publisert ble både utkastene, kommentarene og svarene disse hadde fått publisert. Som man kan se i Figur 8-9 mottok IPCC sekretariatet over 140 000 kommentarer. Grupper med fagpersoner grupperte, for deretter å besvare, kommentarene [129].

Number of review comments on Fifth Assessment Report

		Number of comments	Experts	Governments
Working Group I	First Order Draft	21,400	659	-
	Second Order Draft	31,422	800	26
Working Group II	First Order Draft	19,598	563	-
	Second Order Draft	28,544	452	33
Working Group III	First Order Draft	16,169	602	-
	Second Order Draft	19,554	444	24
Synthesis Report	First Order Draft	5,944	85	42
Total		142,631	-	-

Note: some experts register for more than one Working Group and the Synthesis Report

Figur 8-9 Antall kommentarer og eksperter involvert i IPCCs femte hovedrapport ([127]).

For en grundig gjennomgang av IPCCs kvalitetssikringsprosess, se [Procedures For The Preparation, Review, Acceptance, Adoption, Approval And Publication Of Ippc Reports](#)¹⁹.

Annual Energy Outlook (AOE) som lages av EIA er kanskje det nærmeste man kommer WEO. Som for WEO står det lite om hvilken kvalitetssikringsprosess de bruker, men når det gjelder åpenhet rundt modellen og hvilke data de bruker er informasjonen mye mer tilgjengelig. All modelldokumentasjon og datasett ligger ute på nettsidene til EIA²⁰.

¹⁹ <https://www.ipcc.ch/pdf/ipcc-principles/ipcc-principles-appendix-a-final.pdf>, 11.05.16

²⁰ <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/>

9 DISKUSJON

I dette kapittelet diskuterer jeg hva funnene i del 1 og kapittel 8 (kap. 8 Resultater) betyr for solstrøm, kraftnett, energimodeller og hvorfor utbygging av solstrøm undervurderes av IEAs WEM-modell. Konkrete momenter som diskuteres er:

- Hva karakteriserer solkraftteknologi?
- Hva er formålet til WEO og hvordan påvirker WEM og inndata resultatet av analysen?
- Hvordan påvirker variable fornybare energikilder kraftsystem og kraftsystemmodellering?
- Hvilken betydning har læring i energimodeller og for solcellekraft?
- Hvor åpne bør IEA være i prosessen rundt WEO?

9.1 KARAKTERISTIKKER FOR SOLKRAFTTEKNOLOGI

I det følgende ser jeg på hva som skiller solkraft fra andre teknologier for kraftproduksjon. Jeg ser spesielt på solceller men diskuterer også termisk solkraft. Hvilke karakteristikk ved solcellestrøm gjør at solcellestrøm har en lys fremtid i møte og hvilke momenter utfordrer en slik utvikling? Senere i underkapittel 9.3.3 diskuterer jeg hvordan noen av disse karakteristikkene bør få betydning for hvordan man modellerer kraftsystemet i en energimodell.

Ubegrenset ressurs

I introduksjonen til kapittel 3 vises det til at jorden mottar 10 000 ganger så mye energi fra solen som menneskehetens primærenergiforbruk i dag [25]. Det store potensialet er kanskje det største fortrinnet til solkraft.

Utfordringen for å ta i bruk solkraft i stor skala er tredelt: For det første må solkraftsystemet fange opp solinnstrålingen som er fordelt over jordens tverrsnitt. Det betyr at solkraft er avhengig av store mengder areal for å utnytte potensialet. Den andre utfordringen er solkraftsystemenes virkningsgrad. Som alle energikonverteringer innebærer konverteringen fra lys til kraft et teoretisk minstepågang og en teknisk virkningsgrad. En oversikt over hvilke virkningsgrader forskjellige typer solceller har er vist i underkapittel 3.2.2. Dette begrenser hvor mye av det teoretiske potensialet som kan utnyttes fra det arealet som settes av til solkraftproduksjon. Den tredje utfordringen er variabilitet. Dette er sett på i delkapittel 5.3 og hvordan kraftsystem bør innrettes for å integrere variabel kraftproduksjon diskuteres i delkapittel 9.3. Variabilitet er en utfordring som er større for solcelleteknologier enn for termisk solkraft.

Samtidig er det viktig å være klar over at tilgangen på solenergi, som vist i introduksjonen til kapittel 3, selv med sterke begrensninger i arealbruk og virkningsgrad, er praktisk talt ubegrenset.

Hvordan WEM, NEMS og MESSAGE modellerer tilgjengeligheten av forskjellige ressurser er vist i delkapittel 6.3, 6.4 og 6.5. Dette kan oppsummeres i følgende punkter:

- MESSAGE estimerer et totalt potensiale for de forskjellige fornybare energikildene
- WEM finner et teoretisk potensial for hver teknologi i hver region som er grunnlaget for et teknisk potensial som sammen med sosial aksept, planleggingskrav og industriell vekst gir et langtids realiserbart potensial.
- NEMS antar at tilgangen på solressurser er ubegrenset.

Hvilket teoretisk potensial og begrensninger for solcellestrøm som brukes i WEM ikke er offentliggjort og det er derfor vanskelig å vurdere hvilken av metodene i NEMS eller WEM er mest realistisk. Se anbefalinger om dette i delkapittel 9.5. Det er lite som skulle tilsi at solcellestrøm vil

møte sterke begrensninger som for liten tilgang på areal, sosial aksept og så videre og IEA bør derfor vurdere å fjerne eventuelle begrensninger med mindre disse er godt begrunnet.

Kraftig prisfall

Fra de første funksjonelle solcellene ble utviklet av Bell labs på 50-tallet har det vært en drastisk kostnadsreduksjon for solcellesystem generelt og for solcellemoduler spesielt. Samtidig som prisen på solcellestrøm har falt har mengden installert solcellekraft hatt en sterk økning som vist i underkapittel 3.2.3. Dette gjelder spesielt for silisiumsolceller som står for 80-90 % av dagens solcellemarked. Gjennomsnittsprisen for disse var 680 \$/kW_p i 2014 og ekspertvurderinger sier at denne kostnaden kan halveres innen 2025, se delkapittel 8.3.

Det vil være en utfordring for solcellestrøm dersom kostnadsreduksjonen stopper opp. Her kan en faktor være silisiumsolcellenes dominans i markedet. I kapittel 7 er det sett på hvordan kostnader reduseres når utbredelsen til teknologier øker. Det vil være vanskeligere å doble den kumulative kapasiteten etter hvert som den kumulative kapasiteten øker. Læreratene er lavere for modne teknologier der en større andel av kostnadene er forbundet med kostnader som ikke opplever læring (arbeidskraft- og materialkostnader). En utfordring for solcelleindustrien vil være om læringen fra silisiumbaserte solcellesystem overføres til solcellesystem basert på andre typer solceller med høyere virkningsgrad.

Hvordan WEM, NEMS og MESSAGE behandler læring er diskutert i delkapittel 9.4.

Konkurrerende alternative teknologier

Det er to hovedprinsipper for solkraft som vist i kapittel 3: Termisk solkraft som omgjør solinnstrålingen til elektrisitet via en damp turbin og solceller som omgjør solinnstrålingen til elektrisitet i solcellen.

Termisk solkraft (CPS) har ikke opplevd den samme kostnadsreduksjonen som solcellestrøm og har en kostnadsutfordring, men har den fordelen at termisk energi kan lagres til tider på døgnet med et større behov for kraft enn på produksjonstidspunktet.

For solceller er krystallinske silisiumceller den dominerende teknologien. Denne møter først og fremst konkurranse fra tynnfilmceller. Det pågår mye forskning og utvikling både for hvordan man kan integrere solceller i materialer og produkt som tidligere ikke har produsert kraft og i alternative teknologier til standard solcellestrømproduksjon. Eksempler på dette er MC-celler og perovskittceller. Målet er å få høyere virkningsgrad eller lavere kostnader, se underkapittel 3.2.2.

Hvilke solkraftteknologier som er modellert i WEM, NEMS og MESSAGE modellerer er vist i delkapittel 6.3, 6.4 og 6.5. Dette kan oppsummeres i følgende punkter:

- MESSAGE modellerer en generell solcellestrøm-teknologi.
- WEM modellerer to typer solcellestrøm (storskala solcellestrøm og solcellestrøm fra bygg) samt konsentrert solkraft (CSP).
- NEMS modellerer termisk solkraft og storskala solcellestrøm i solkraftsubmodulen og distribuert solcellestrøm på bygg i etterspørselsmodulene.

Ingen av modellene skiller mellom ulike typer solcelleteknologier. IEA bør undersøke om forskjellige solcelleteknologier kan gi endringer i egenskapene til de to kategoriene storskala solcellestrøm og solcellestrøm fra bygg i fremtiden.

Modulkostnader mot systemkostnader

Siden hoveddelen av kostnadene i dag ikke ligger i modulkostnaden men i resten av solcellesystemet kan hvilken kostnadsreduksjon disse opplever være en utfordring for solcellestrøm. I underkapittel 3.2.4 er det som et eksempel vist til at omformere, som utgjør den største kostnaden etter solcellemodulen, sannsynligvis har en lærerate som er lavere enn modullæreren. Dette er en utfordring for fortsatt kostnadsreduksjon. Samtidig er det et stort rom for kostnadsreduksjoner og eksempler på hvor man kan kutte systemkostnader er å redusere materialvolum, bruke rimeligere materialer og ha mindre overskuddsmateriale. I tillegg kan man ta i bruk solfølgingsystem, noe som øker kostnadene men som også øker virkningsgraden. Det er også mulig å skifte fra krystallinske silisiumceller til alternative teknologier med lavere kostnader eller høyere virkningsgrad, se forrige avsnitt.

I det overstående er det sett på hvordan investeringskostnadene kan reduseres. Selv om investeringskostnadene kan reduseres må de fortsatt finansieres, og i delkapittel 4.3 er det vist hvordan kostnadene til solcellestrøm avhenger av kapitalkostnadene. Kostnaden av kapital er ofte en betydelig del av total kostnaden og en økning i renten kan derfor være en utfordring for økt utbygging av solcellestrøm.

For øyeblikket ser det ut som om trendene som driver ned kostnadene er dominerende og de siste månedene er det satt flere rekordlave tilbud fra leverandører av solcelleanlegg, se delkapittel 8.3. Lavest av disse var et tilbud i Dubai på \$ 29.9/MWh [126].

9.2 HVA ER FORMÅLET TIL WEO? HVILKE FØRINGER ER INNEBYGD I MODELLEN OG INNDATAENE?

I dette delkapittelet diskuterer jeg hva som er formålet til WEO. Hvordan påvirker måten WEM er konstruert og de eksogene antagelsene og dataene modellen mates med de resultatene den gir? Hva ønsker forskjellige aktører at WEO skal være og hvordan bruker disse WEO i dag? I tillegg diskuterer jeg hvordan WEM sammenligner seg med NEMS og MESSAGE på disse spørsmålene.

9.2.1 Hva er formålet til WEO og hvordan oppfatter og bruker forskjellige aktører WEO i dag?

Hva er formålet til WEO?

For å gi et svar på hva WEM er ment å være må man se på hvilken problemstilling WEO svarer på. I kapittel 2 som gir en kort introduksjon til energimodeller og hvilke arbeidsverktøy og metoder som brukes i WEM belyser denne problemstillingen. I delkapittel 2.2 og delkapittel 6.3 er det vist at WEM er en global hybrid simuleringsmodell som tar for seg det globale energisystemet ved hjelp av tre hovedmoduler. Sentralt står tankegangen om scenarioer og som det er vist i underkapittel 6.3.1 er IEA svært opptatt av å fremheve hvor viktige scenarioene er. Disse er ment som verktøy for beslutningstagere og skal vise konsekvensene av politiske veivalg og valg av energistrategier.

Med andre ord søker WEO å vise beslutningstagere hva som blir konsekvensene for energisystemet dersom man fortsetter som i dag (NPS), dersom ingenting gjøres (CPS) og hvilke beslutninger som må fattes for at utviklingen skal være i tråd med togradersmålet. Etter COP21 gikk deltakerlandene inn for et enda mer ambisiøst mål enn togradersmålet, nemlig at temperaturøkningen skal holdes under to grader og at en skal arbeide mot maksimum 1.5 graders oppvarming [130].

Formålet er å være en best mulig representasjon av det globale energisystemet og å vise hvordan forskjellige politiske vedtak vil gi endringer i utviklingen til dette. Utfordringen er å skille mellom hva som er en «naturlig» utvikling av energisystemet og å skille det fra hvordan energisystemet burde reguleres og innordnes, hvordan det er regulert og innordnet i dag og hvordan dette vil bli gjort i

fremtiden. Det kommer jeg nærmere inn på i underkapittel 9.2.3 Et eksempel på dette kan være hvordan modellen skal ta hensyn til eksternaliteter.

En kan spørre seg om overstående er den riktige problemstillingen. Ser og vurderer aktørene som tar i bruk WEO etter utfordringene nevnt over? Hvordan forstår og bruker aktørene disse rapportene? Er dette i tråd med IEAs intensjon? Se *Hvordan oppfatter og bruker forskjellige aktører WEO i dag?*.

Til sammenligning kan man se på formålet til energimodellene MESSAGE og NEMS som er sett på i delkapittel 6.4 og i delkapittel 6.5. Vi ser at:

- MESSAGE tar i bruk scenarioer og er en teknologirik partiell likevekts NOO-modell. Modellen ser i tillegg til energisystemet på avskoging og klimagassutslipp. Formålet til MESSAGE er å undersøke hvordan forskjellige klimamål kan oppnås mest kostnadseffektivt ved å benytte forskjellige energisystemscenarioer.
- WEM tar i bruk scenarioer og er en hybrid simuleringsmodell. Formålet er å gi en best mulig representasjon av det globale energisystemet og å vise hvordan forskjellige politiske vedtak vil gi endringer i utviklingen av dette.
- NEMS tar i bruk scenarioer og er en likevektsmodell. Formålet er å være en representasjon av energisystemet i USA og å vise hvordan forskjellige politiske vedtak vil gi endringer i utviklingen av dette.

For å fortsatt være relevant med hvilke forskjellige politiske vedtak som er aktuelle og hvilke endringer disse vil ha på utviklingen til energisystemet bør IEA – i lys av Paris-avtalen – endre 450S til et scenario som ivaretar målsetningen om at temperaturøkningen skal forsøkes å begrenses til 1.5 grader.

Hvordan oppfatter og bruker forskjellige aktører WEO i dag?

Sammenfaller formålet til WEO med hvordan WEO oppfattes? Oppfattes IEA som en vitenskapelig institusjon? Og svarer WEO på det spørsmålet samfunnet ønsker at WEO skal svare på?

Som vist i kapittel 1 er svaret på disse spørsmålene delt. De fleste vil nok oppfatte IEA som et av de tyngste kompetansemiljøene på energianalyse, og det med rette. Når det kommer til om WEO svarer på den problemstillingen de forskjellige aktørene ønsker seg og om WEO gir svar som passer med hvordan disse aktørene bruker rapporten er det lettere å konkludere. Både medier, myndigheter og deler av næringslivet kommuniserer ut og bruker resultatene fra IEAs scenarioer som prognoser heller enn som analyseverktøy for å bedømme hvordan forskjellig energipolitikk og beslutninger vil virke. De som ser på WEO som et verktøy for å sammenligne forskjellige scenarioer er først og fremst personer som jobber med lignende problemstillinger, noen miljøorganisasjoner og et fåtalls forskere.

Det hadde vært interessant med en egen oppgave som systematisk ser på hvordan IEA kommuniserer ut resultatene de finner i WEO og hvordan dette fanges opp av media, næringsliv og myndigheter.

IEA bør også vurdere om WEO i større grad bør forsøke å vise de mest sannsynlige utviklingene for energisystemet heller enn som et verktøy og for å illustrere virkningen av energipolitikk og beslutninger, eller undersøke hva som kan gjøres for at offentligheten oppfatter WEO som et slikt verktøy.

9.2.2 Hvordan påvirker modellen WEM resultatet?

I delkapitlene 6.3, 6.4 og 6.5 er det vist hvordan de tre modellene er konstruert. Her diskuterer jeg hvordan konstruksjonen påvirker resultatet modellene gir og om det står i samsvar med formålet til modellene.

Både MESSAGE og NEMS er som nevnt likevektsmodeller. Det betyr at de forsøker å finne den likevekten som gir lavest kostnad og som også tilfredsstiller etterspørselen. For MESSAGE som har som formål å undersøke hvordan man mest kostnadseffektivt kan nå forskjellige klimamål er dette et godt utgangspunkt, men det kan diskuteres om en likevektsmodell vil kunne gi en god representasjon av det faktiske energisystemet, se delkapittel 6.7, og om det er en god løsning for NEMS. WEM har en litt annen tilnærming og er en hybrid simuleringsmodell som betyr at hvilke løsningsmetode som brukes varierer mellom å følge regler, optimere kostnader og søke likevekt avhengig av hvilken modul og submodul man ser på.

De tre modellene tar alle i bruk scenarier for å illustrere mulige utviklinger av energisystemet. Et virkemiddel som i utgangspunktet burde være bra, men tilnærmingen kritiseres i delkapittel 6.7 for å være problematisk fordi det implisitt vil ligge en forventning om at disse beskriver fremtidsutviklingen til energisystemet. Det foreslås at man istedenfor tar i bruk «bounding analysis» eller «envelope of predictability» for å vise mulighetsrommet, eller at det brukes enklere modeller med usikkerhets- og sensitivitetsanalyser for de forskjellige parameterne.

Se også forslaget om en egen undersøkelse av hvordan IEA omtaler og presenterer WEO i underkapittel 9.2.1.

Modellene kan også kritiseres for at de ikke gir en representasjon av hvordan energisystemet faktisk fungerer, men en representasjon av hvordan modellørene mener at energisystemet burde fungere. At WEM setter som en forutsetning at tilgangen på biodrivstoff er begrenset til råstoff som ikke konkurrerer med mat er et eksempel på at energisystemet i WEM i noen tilfeller modelleres «slik det burde være» fremfor å modellere slik virkeligheten er. Dette er en viktig restriksjon i modellen. Det kunne vært interessant med en grundigere studie på om det er andre deler av WEM som påvirkes av slike normsyn.

Omfang av modellen

Alle modellene ser på utviklingen av energisystemet over flere tiår. MESSAGE er den modellen som modellerer lengst frem i tid og skifter fra å bruke 5 til 10 års oppløsning ettersom modellen nærmer seg 2110. Det kan diskuteres om NEMS og WEM burde ta i bruk lignende eller andre metoder for å illustrere den økende usikkerheten dess lengre frem i tid modellen går. NEMS har «perfekt fremtidssyn» og finner en likevekt for hele perioden (minimaliseringsløsning). Den samme muligheten finnes i MESSAGE som både kan ha «perfekt fremtidssyn» og begrenset fremtidssyn, mens WEM er myopisk og går trinnvis fra år til år. Dette betyr at NEMS og MESSAGE vil kunne se kostnadsutviklingene for hele perioden og slik unngå «feilinvesteringer», mens WEM som planlegger år for år har en mer realistisk beskrivelse av energisystemet.

Geografisk tar både WEM og MESSAGE for seg det globale energisystemet mens NEMS ser utelukkende på energisystemet i USA. Det gjør at NEMS har noen utfordringer når det gjelder bl.a. lærekurver fordi de må eksogent anta kapasitetsutviklingen til forskjellige teknologier utenfor USA. Det slipper de globale energimodellene som har dette som endogene variabler. Et annet eksempel på dette kan være material- og brennstoffpriser. Fordelen til NEMS er at et mindre geografisk område kan gi bedre presisjon. Både WEM og NEMS har kraftsystemmoduler med et tyvetalls regioner, men der de 22 regionene i NEMS tar for seg USA skal WEMs 25 regioner dekke hele verden.

9.2.3 Hvordan påvirker inndata og antagelser resultatet?

Som nevnt i underkapittel 9.2.1 er en utfordring å skille mellom hva som er en «naturlig» utvikling av energisystemet fra hvordan energisystemet burde reguleres og innordnes, hvordan det faktisk er regulert og innordnet i dag og hvordan dette vil bli gjort i fremtiden.

En av de viktigste årsakene til dette er at inndata som baserer seg på historiske data ofte vil ta med seg effekter av dagens atferd, holdning, teknologimiks og så videre slik at dette sementeres inn i fremskrivelsene til modellen. Dette gjelder også de antagelsene om hvordan energisystemet virker som legges til grunn for hvordan modellen fungerer.

Eksempler på dette i WEM er eksogene antagelser for økonomisk vekst, demografi, rentenivå og teknologi. WEM tar også i bruk eksogene antagelser som arealbruk, antall husholdninger og hvitevareeierskap i etterspørselsmodulene. Dette er variabler som avhenger av atferd, holdning og den teknologiske utviklingen og som det derfor er problematisk å ekstrapolere fra.

Det at WEM er avhengig av en stor mengde inndata gjør at dataene ofte er minst to år gamle. Dette er spesielt problematisk for teknologier som opplever hurtig kostnadsreduksjon som den vi har sett for solcellestrøm. I slike tilfeller vil teknologiene få en lavere kapasitetsutbygging enn dersom kostnadene var oppdatert og teknologien vil som en følge av dette oppleve mindre læring og mindre kostnadsfall.

Et annet sett med inndata til WEM er meteorologiske data som brukes for å finne produksjonen til de variable energikildene. Hvor gode disse er kunne vært en interessant studie. I tillegg estimeres det hvor mye tilgjengelige ressurser det er i hver region og det kunne vært interessant å sett nærmere på hvilke ressursestimat WEM bruker på samme måte som denne rapporten ser på kostnadsestimat.

Andre eksempler kan være organisering av kraftmarkedet. Som vist i delkapittel 5.2 er innrettingen av markedet og subsidier viktig for hvilke teknologier som tas i bruk. Vil for eksempel WEM kunne ta hensyn til skiftet fra «feed-in» tariffen til «call for tenders» som man har sett? Eller fanger modellen opp at selv om brorparten av kapasitetsutbyggingen av solceller frem til nå har vært drevet av subsidier så har 3.7 % (Figur 5-9) av kapasiteten blitt bygd ut usubsidiert?

En av antagelsene som får størst påvirkning er antagelsen om at profilen til lastkurvene forblir uendret i tid. Både WEM, NEMS og MESSAGE bruker lastkurver for å beskrive elektrisitetsetterspørselen. Hvordan dette påvirker kraftmarkedet diskuteres i underkapittel 9.3.2.

Hvis det blir aktuelt for WEM å ta hensyn til utnyttelseeffekten, se underkapittel 9.3.2, er også inndata og antagelser viktig. Dersom CO₂-prisen er lav og naturgassprisen er høy, vil et skifte fra grunnlast til variable kraftverk øke total kostnaden. Dersom CO₂-prisen er høy og naturgass får en lav kostnad, er effekten liten. Tilsvarende, med veldig høye CO₂-priser reduseres total kostnadene.

Et siste eksempel på hvordan inndata påvirker resultatet er diskutert i delkapittel 6.2. Der IEA har valgt å bruke energiinnholdsmetoden som gjør at kraftproduksjon fra teknologier som har direkte produksjon av elektrisitet vil få en lavere andel av den totale primære kraftproduksjonen enn om de hadde valgt substitusjonsmetoden.

9.3 KRAFTSYSTEM OG KRAFTSYSTEMMODELLERING

I dette delkapittelet diskuterer jeg hvordan kraftsystemet virker og hvordan forskjellige måter å modellere dette på vil ha betydning for hvor mye solkraftkapasitet disse modellene vil bygge ut. Momenter som diskuteres er:

- Hvilken kritikk møter LCOE som metode for kostnadsestimering?
- Hvordan virker kraftmarkedet og hvilke effekter ser man at variabel fornybar energi gir i dette markedet? Hvordan bør disse effektene tas hensyn til i energimodeller?
- Hvordan virker utbygning av ny variabel fornybar kapasitet i kraftmarkedet og på kraftnettet? Hvordan modellerer man dette?

9.3.1 Kostnadsestimat og betydningen for kapasitetsutbygging

I litteraturen for energimodellering og i energimodeller er det vanlig å bruke et forenklet kostnadsestimat for de forskjellige kraftproduksjonsteknologiene som fordeler seg på investeringskostnader, drift- og vedlikeholdskostnader og et rentenivå. Fra dette kan man finne en LCOE som avgjør hvilken teknologi som bygges ut.

Dette er en tilnærming som kritiseres i delkapittel 4.1. Blant annet argumenteres det med at en slik gjennomsnittskostnad ikke vil fange opp viktige karakteristikk i energimarkedet. Viktigst av disse er kanskje at en gjennomsnittskostnad:

- viser ut forskjeller i kostnadstyper og kostnadsstrukturer. Et eksempel på dette er hvordan lave arbeidskraftkostnader, arealkostnader og gode lånevilkår var en forutsetning for det rekordlave tilbudet på 29.9 \$/MWh for solcellekraftverket i Dubai nå i april 2016 [131].
- ignorerer at ulike utbyggingsprosjekt vil ha forskjellig prosjektrisiko avhengig av så forskjellige faktorer som utbygger, lokasjon, politisk risiko, osv., og at dette får en sterk effekt i hvilken kapitalkostnad(rente) prosjektet får.
- er avhengig av å prosjektere rentemarkedene flere tiår frem i tid og ikke fanger opp at dagens lave renter gjør teknologier med høy investeringskostnad både mer konkurransedyktige men også øker kostnadsusikkerheten fra prosjekt til prosjekt.
- antar at laveste kostnad er formålet. I delkapittel 6.7 er det vist at det aksepteres opp til 30 % høyere systemkostnader hvis det gjør det mulig å oppnå andre målsetninger som miljø og energisikkerhet.
- er sterkt avhengig av en antatt kapasitetsfaktor for hver teknologi, når denne i virkeligheten varierer stort fra kraftverk til kraftverk og at det ofte antas for høye kapasitetsfaktorer for «grunnlastteknologier» enn det som er realiteten, som vist i underkapittel 5.1.4.
- ikke tar hensyn til at elektrisitet er et tids-heterogent produkt og at verdien av elektrisiteten varierer med tidspunktet elektrisiteten produseres på, men ser på en MWh som likeverdig uavhengig av når og hvor den er produsert.
- ikke fanger opp eksternaliteter, som atom- og kullkraftverk sin avhengighet av kjølevann.

Med alle disse innvendingene kan man spørre seg om LCOE er mer oppklarende enn forvirrende. Samtidig er det vanskelig å vise til gode alternativer så lenge modellene tar i bruk kraftsystemmoduler som opererer med lastkurver og lastprofiler med en oppløsning på flere år, enkeltår eller måneder. Dette er spesielt problematisk med tanke på å prosjektere kapasitetsutbygning av solcellestrøm og andre variable fornybare energikilder fordi denne tilnærmingen har et bias mot grunnlastteknologier som diskuteres i underkapittel 9.3.2.

Metode for kostnadsestimat og kostnadsfordeling i WEM, NEMS og MESSAGE

Både WEM, NEMS og MESSAGE tar i bruk forenklete kostnadsestimater for de forskjellige teknologiene som vist i delkapitlene 6.3, 6.4 og 6.5. Kort oppsummert finner alle modellene en gjennomsnittlig investeringskostnad og en drift- og vedlikeholdskostnad som direkte eller indirekte gir en LCOE for hver teknologi. De forskjellige teknologiene konkurrerer så om å betjene lastkurver,

diskutert nærmere i underkapittel 9.3.2, til lavest mulig kostnad (men med en sannsynlighetsfordeling som gjør at kostnader for teknologier får et overlapp).

Hvis man sammenligner kostnadsestimatene til de tre modellene ser man at:

- MESSAGE henter inn kostnads- og ytelsesparametre fra relevant litteratur og at det brukes alternative kostnadsprosjeksjoner for de forskjellige teknologiene for forskjellige tidsperioder. Diffusjonskonstanter brukes for å begrense vekst i ny kapasitet.
- NEMS gir en sannsynlighetsfordeling for gjennomsnittskostnaden til hver teknologi. Der sannsynlighetsfordelingen til to teknologier overlapper lages det en fordeling i kapasitetsutbygging mellom disse. I tillegg bruker NEMS lærekurver, se delkapittel 9.4.
- WEM finner en LCOE for hver teknologi i hver region basert på gjennomsnittlig kraftpris i kraftverkets levetid, summen av kapitalkostnader, drift og vedlikeholdskostnader og variabel operasjonskostnad (kostnad for brennstoff, eventuell CO₂-pris og virkningsgrad). I tillegg bruker WEM lærekurver, se delkapittel 9.4.

Ingen av disse metodene tar i særlig grad inn over seg innvendingene fra sist avsnitt. Felles for alle metodene er at de er avhengig av at inndataene er oppdaterte og korrekte, som diskutert i underkapittel 9.2.3, og at de er laget for å samspille med lastkurver. Det bør derfor vurderes om disse bør erstattes av kostnadsestimat som tar hensyn til innvendingene nevnt i sist avsnitt og at disse brukes i en kraftsystemmodul som benytter alternativer til aggregerte lastkurver for å sette kraftprisen, se underkapittel 9.3.2.

Fra delkapittel 8.3 ser man at kostnadsestimatene for solcellestrøm i WEO14 ligger i det øvre sjiktet sammenlignet med de andre rapportene. Ser man på hvilke kostnader som forventes i år 2035 ligger kostnadene i IEAs WEO14 projeksjoner betydelig høyere. I vedlegg 12.2 er det vist kostnadsestimat både for AOE15 og utkastet til AOE16. Der ser man at kostnadsestimatene for solcellestrøm er betydelig lavere i AOE16 enn de er i AOE15. Dette er som følge av en revisjon EIA har hatt for sine kostnadsestimat for fornybare energikilder. For WEO16 bør IEA gjennomføre en tilsvarende revisjon av kostnadsestimatene for fornybare energikilder.

9.3.2 Hvordan modellere kraftmarkedet:

I det følgende ser jeg på lastkurver, tidsoppløsning, markedsinnretninger og reguleringer, kapasitetsøkings- og integrasjonseffekter av variable fornybare energikilder og andre modellteknikker og endrede spilleregler.

Lastkurver

Hva lastkurver er og hvordan de virker er vist i underkapittel 5.1.3. Som regel er det snakk om aggregerte lastkurver for hele økonomien i en region eller i et kraftmarked. I energimodeller er det vanlig å bruke slike lastkurver for å beskrive mengde etterspørsel etter elektrisitet og hvilken profil denne har. Dette er en tilnærming som kan være problematisk både når man ser på distribuert kraftproduksjon (småskala solcellestrøm og mikrogassturbiner) og for variabel kraftproduksjon generelt. Dette er fordi aggregerte lastkurver ikke vil fange opp nisjemarkeder med andre lastprofiler som kan gjøre ellers ulønnsomme distribuerte kraftproduksjonsprosjekt lønnsomme. Og fordi aggregerte lastkurver ikke fanger opp hvordan variabel fornybar kraftproduksjon påvirker lønnsomheten til den regulerbare kraftproduksjonen ved å påvirke «scarcity pricing» og volatiliteten til elektrisitetsprisene.

Et eksempel på dette er hvordan produksjonen til solcellestrøm rundt ekvator ofte vil korrelere med etterspørselen (økt bruk av aircondition) når det er mye sol og slik hindre «scarcity pricing»-

hendelser. Dette er spesielt utslagsgivende for aktører der dette er hoveddelen av elektrisitetsforbruket som kontorbygg, men det vil ikke nødvendigvis vises igjen i den aggregerte lastkurven.

En annen innvending mot å bruke lastkurver i energimodeller er at profilen til lastkurvene er basert på historiske data for elektrisitetsforbruk, noe som gjør det vanskelig å modellere inn hvordan endringer i atferd eller annen lastrespons og styring kan påvirke både lastprofil og etterspørsel.

Bruk av lastkurver i modellene

For en gjennomgang av hvordan lastkurver modelleres i WEM, NEMS og MESSAGE se delkapitlene 6.3, 6.4 og 6.5.

Hvis en sammenligner lastkurvene til de tre modellene ser en følgende:

- MESSAGE har en årlig gjennomsnittlig last for hver geografiske region i hver tidsperiode. For å ta hensyn til sesong- og dagsvariasjoner brukes reservekapasitet ved spisslast («peak reserve capacity») og tidsfleksibilitet («general-timescale flexibility»).
- WEM finner fra databasen for etterspørsel etter elektrisitet en årlig lastkurve for hver region. Produksjon fra kraftverk som «må» produsere (CHP- og variable kraftverk) trekkes fra og man får en restlastkurve. De eksisterende regulerbare kraftverkene sorteres i en merit-order for å betjene denne. Kraftprisen settes av den kortsiktige marginalkostnaden til det kraftverket som befinner seg der restlastkurven krysser merit-orderen.
- NEMS har en egen submodul som finner årlig elektrisk last- og etterspørsel (ELD). Historiske data for etterspørsel sammen med etterspørselsmodulenes forventning til elektrisitetsbruk for hver sektor brukes for å lage ni lastkurver for hver region som tar hensyn til hvilken sesong og når på døgnet etterspørselen er.

Av disse er det MESSAGE som vil ha størst problemer med å modellere effektene ny variabel kraftkapasitet vil ha på kraftmarkedet. WEM har en mer sofistikert lastkurve men det er NEMS, med sine ni lastkurver, som tar hensyn til hvilken sesong og når på døgnet etterspørselen er, og med det representerer kraftsystemet best.

Samtidig er det ingen av modellene som svarer fullgodt på de utfordringene aggregerte lastkurver har og IEA bør derfor vurdere å gå bort fra metoden, se også neste avsnitt og diskusjon om integrasjon av kraftmarkedsmodell. Dersom dette er problematisk bør IEA se til EIA og NEMS og innføre flere lastkurver for hver region.

I tillegg har EIA omgått utfordringen aggregerte lastkurver gir uten å endre på hele kraftmarkedsmodulen ved å modellere distribuert kraftproduksjon direkte i etterspørselsmodulene, se underkapittel 6.5.3 og diskusjon om distribuert kraftproduksjon senere i dette underkapittelet.

Tidsoppløsning i kraftsystemet og i kraftsystemmodulen

Som vist i delkapittel 6.7 og i underkapittel 9.3.1 og i sist avsnitt, er mye av kritikken energimodeller møter basert på at modellene ikke fanger opp volatilitet i elektrisitetsprisene og at de ikke tar nok hensyn til at elektrisitet er et tids-heterogent produkt. En løsning som er foreslått i delkapittel 6.6 er derfor å integrere en fullverdig kraftmarkedsmodell i energimodellen. Slik kan modellene ta inn effekter som «scarcity pricing», hvilken risiko variabilitet i strømprisene medfører for kraftverkene, opp- og nedkjøringskostnader, endringer i kapasitetsfaktor når det bygges ut ny kapasitet og så videre. I delkapittel 6.6 er det vist at 30-60 minutters oppløsning var tilfredsstillende dersom systemkostnader er det viktige.

Samtidig kan en fullverdig kraftmarkedsmodell øke kompleksiteten og øke løsnings tiden slik at det blir vanskeligere å bruke «bounding analysis» eller «envelope of predictability» som tilnæringsmåter og at det å kjøre usikkerhets- og sensitivitetsanalyser på parameterne tar lengre tid. Jeg vil allikevel argumentere for at manglene ved å ikke ha høy tidsoppløsning i kraftsystemmodulen er så store og gir så store utfordringer med å modellere variable fornybare energikilder (se underkapittel 9.3.3) at en slik løsning bør vurderes.

Tidsoppløsning i kraftsystemmodulene til modellene

Hvilken tidsoppløsning WEM, NEMS og MESSAGE bruker i sine kraftsystemmoduler er vist i delkapitlene 6.3, 6.4 og 6.5. Vi ser fra sist underkapitteldel at:

- MESSAGE har en årlig gjennomsnittlig last for hver geografiske region i hver tidsperiode.
- WEM finner en årlig restlastkurve for hver region.
- NEMS har ni årlige lastkurver for hver region som tar hensyn til hvilken sesong og når på døgnet etterspørselen er.

Med andre ord bruker ingen av modellene en fullverdig kraftmarkedsmodell i modulen. IEA bør derfor vurdere om det er mulig å få integrert en slik i WEM. Hvis det av forskjellige grunner er utfordrende bør IEA se til EIA og NEMS, og bygge videre på deres metode som av de tre modellene best representerer kraftmarkedet.

Regulering og markedsinnretning av kraftsystemet i virkeligheten og i energimodeller

Hvordan forskjellige markedsinnretninger og reguleringer virker i kraftsystemet er vist i delkapittel 5.2. Det er bl.a. vist at størstedelen av verdens kraftmarked er engrosmarkeder, at mengde energi levert er det vanligste å betale for, at det er flere forskjellige støtteordninger i kraftbransjen og at det er stor forskjell i hvor høy oppløsning i tid og geografi de forskjellige kraftmarkedene har.

En utfordring for energimodeller er å fange opp hvordan alle disse forskjellige innretningene og reguleringene påvirker kraftmarkedet og å samtidig holde åpent mulighetene for at kraftmarkedene vil være annerledes i fremtiden. Som vist i delkapittel 5.2 argumenterer flere for at kapasitet og systemtjenester sannsynligvis vil bli viktigere produkt i fremtiden. Eksempler på denne utviklingen som vi ser allerede i dag er markedsvide mekanismer og strategiske reserver som sikrer nok kapasitet i markedet til å ta spisslast og nye ordninger som «flexiramp». Andre eksempler vil være økt lastrespons og -styring. Tradisjonelt har modellene tatt i bruk forskjellige typer sikkerhets- og kapasitetsfaktorer for å sikre dette, se *lastkurver* over og underkapittel 9.3.3. De nye måtene å innrette kraftmarkedene på gjør dette problematisk.

Hvordan nye innretninger av kraftmarked og reguleringer kan påvirke det fremtidige energisystemet vil være en interessant videre studie sett i sammenheng med diskusjonene senere i denne underkapitteldelen.

I tillegg endres støtteordningene både for fornybar energi og for andre energiformer etter hvilken politikk som føres. Eksemplifisert i underkapittel 5.2.3 med et skifte fra «feed-in» tariffer til «call for tenders». Dette gjør det utfordrende for energimodellene å beregne fremtidig kapasitetsutbygging, spesielt dersom modellene forsøker å gi en mest mulig sannsynlig beskrivelse av energisystemutviklingen heller enn en normativ beskrivelse, se underkapittel 9.2.2.

Markedsinnretning og reguleringer i modellene

Hvordan markedsinnretningen og reguleringen av kraftmarkedet i WEM, NEMS og MESSAGE er innrettet er vist i delkapitlene 6.3, 6.4 og 6.5. Vi ser at:

- MESSAGE innretter markedsinnretningen og reguleringen som vist i *lastkurver* i denne underkapitteldelen.
- WEM innretter markedsinnretningen og reguleringen som vist i *lastkurver* i denne underkapitteldelen, samt at de krever en sikkerhetsmargin og innfører markedsrestriksjoner.
- NEMS innretter markedsinnretningen og reguleringen som vist i *lastkurver* i denne underkapitteldelen, samt at den kan sette priser som om det var et fritt marked, et marked med regulerte sluttbrukerpriser eller et helt regulert marked. NEMS har også mulighet til å ta i bruk en «lagringsteknologi» som simulerer laststyring.

Vi ser at ingen av modellene tar tilstrekkelig hensyn til at måten kraftmarkedet er innrettet og regulert på kan endres betydelig i tidsperioden som betraktes. IEA bør derfor vurdere om det er mulig at WEM inkluderer utviklingen av energisystemet ved ulike utviklinger for kraftmarkedene. Tidsfleksibilitet som modelleres i MESSAGE er et konsept som kan være interessant å undersøke nærmere.

IEA bør ta en gjennomgang av sikkerhets- og kapasitetsfaktorer og se hvordan nye måter å regulere kraftmarkedet på kan påvirke disse. IEA bør også sikre at de forskjellige regionene som modelleres har tilsvarende markedsstyring i modellen som i virkeligheten og gi WEM muligheten til å modellere frie marked, marked med regulerte sluttbrukerpriser og helt regulerte markeder dersom den ikke kan det i dag.

Kapasitetsøkningen og Integrasjonseffekter

I delkapittel 5.3 er det nevnt fire konkrete effekter som økt variabel fornybar kapasitet kan forventes å gi i kraftmarkedet. Her diskuterer jeg hvilke implikasjoner tre av effektene har (merit-order-, kannibalisering- og utnyttelseeffekten), og hvordan økt variabel fornybar kapasitet skiller seg fra å bygge ut ny regulert kraft. I tillegg diskuterer jeg om det er andre trender enn økt variabel fornybar kapasitet som kan endre kraftmarkedet.

Merit-order og kannibaliseringseffekten i kraftmarkedet

Hva Merit-order og kannibaliseringseffekten er og virker er vist i hhv. underkapittel 5.3.2 og 5.3.3. Oppsummert kan vi si at merit-order effekten er teknologiskiftet som kommer av prisfallet som følger av fornybar kraftproduksjon med neglisjerbar marginalkostnad. Kannibaliseringseffekten beskriver hvordan dette prisfallet påvirker lønnsomheten til andre fornybare kraftverk. Forskjellen er altså at merit-order effekten ser på hvordan de andre kraftverkene påvirkes av prisfallet, mens kannibaliseringseffekten ser på hvordan de variable fornybare kraftverkene påvirkes.

Hvor stor merit-order effekten er, er diskutabelt og vil variere fra kraftsystem til kraftsystem, som vist i underkapittel 5.3.2. Allikevel finner Gouzer et al (2014) og Sensfuß et al. (2008) hhv. en merit-order effekt på 100 (artikkelen ser bare på solcellestrøm, 2014) og 95 (artikkelen ser på alle variable fornybare kraftverk, 2006) €/MWh per MW variabel fornybar kapasitet. Det viktige her er at effekten er betydelig.

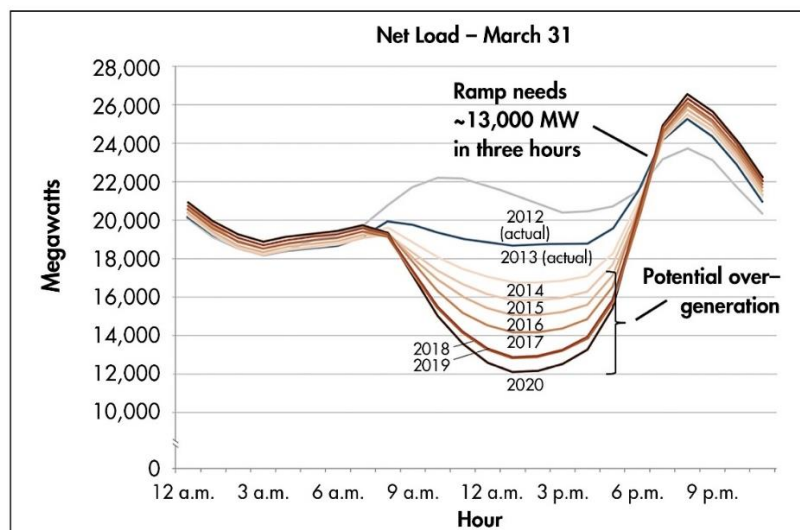
En interessant undersøkelse hadde vært å se på hvor stor merit-order effekten er per MWh variabel fornybar kapasitet opp mot integrasjonskostnaden (se underkapittel 9.3.4) per MWh variabel fornybar kapasitet. For så å se om forbrukerne kommer bedre eller dårligere ut av økt fornybar kapasitet i forskjellige kraftsystem.

Enda viktigere er det at Gouzer et al (2014) finner at størrelsen på effekten avhenger mer av samvariasjonen mellom produksjonsprofilen til solcellestrøm og etterspørselsprofilen, enn av andelen solcellestrøm i kraftsystemet. Dette betyr at økt solcellestrømkapasitet i et kraftmarked vil

føre til et eget markedssegment der prisene presses ned mot marginalkostnaden til solcellestrøm. I et slikt segment er bare kraftproduksjon med neglisjerbar marginalkostnad konkurransedyktig mens størrelsen på kannibaliseringseffekten vil sette pristaket.

Hvor stort dette segmentet er vil avhenge av samvariasjonen mellom produksjonsprofilen og etterspørselsprofilen i markedet, men vil øke etter hvert som konkurransen mellom de variable fornybare kraftverkene driver kostnadene ned. Det bør forskes mer på hvordan dette vil påvirke kraftmarkedene og da spesielt regulerbare kraftverk.

I ytterste konsekvens kan overstående bety slutten på konseptet grunnlast. I USA har billig naturgass ført til at kullkraftverk i 2015 i snitt hadde en kapasitetsfaktor på 55 % (se underkapittel 5.3.4), og i California har en økning av solcellestrømkapasiteten redusert behovet for restlast mellom kl. 09.00-18.00 betydelig. Dette illustreres i det som kalles «the duck chart» (Figur 9-1) som viser hvordan regulerbare kraftverk kan måtte tilpasse seg en situasjon der etterspørselen etter restlast er borte mellom kl. 09.00-18.00.



Figur 9-1 «The duck chart» - Utviklingen for restlastkurven på dagtid i California [132].

Dette viser også hvorfor en tidsoppløsning som fanger opp behovet for opp- og nedkjøring er nødvendig i kraftsystemmodulene til energimodellene, som diskutert tidligere i denne underkapitteldelen.

At etterspørselen etter restlast faller midt på dagen er først og fremst en utfordring for grunnlastkraftverk som kull- og atomkraftverk. Disse har høye faste kostnader samtidig som de også har betydelige marginalkostnader. Når solcellestrøm utkonkurrerer kull- og atomkraftverk på dagtid vil dette føre til at disse får færre timer med produksjon der kraftprisen er over marginalkostnaden, som igjen gjør det vanskelig å dekke inn de faste kostnadene. I tillegg vil store mengder solcellestrøm føre til at grunnlastkraftverkene kan måtte koble ut produksjonen og få økte opp- og nedkjøringkostnader.

Gasskraftverk har mye lavere faste kostnader og har derfor ikke samme utfordring med at disse må betales inn. Det gjør at gasskraftverk vil merke merit-order effekten i mye mindre grad. I tillegg har gasskraftverk egenskaper som gjør de bedre egnet som spisslastkraftverk, noe som passer bra med behovet for rask oppkjøring i produksjon når solcellekraftproduksjonen faller på kvelden.

Utnyttelseeffekten i kraftmarkedet

Hva utnyttelseeffekten er og hvordan den virker er vist i underkapittel 5.3.4. Oppsummert er det effekten som kommer av at ny kapasitet for variable fornybare energikilder kobles til kraftsystemet og reduserer kapasitetsfaktoren til de allerede eksisterende kraftverkene.

En viktig innvending mot å tillegge en slik effekt til de variable fornybare kraftverkene er at økt regulerbar kapasitet også vil redusere kapasitetsfaktoren til de eksisterende kraftverkene. Agora Energiewende (2015) avviser dette ved at fornybare variable kraftverk avviker fra tradisjonelle kraftverk på to måter: Andre kraftverk må fungere som «back-up» og etterspørselen skifter fra grunnlast til midt- og spisslast. En konklusjon som ikke er overaskende når en viktig begrensning i Agora Energiewende (2015) er at rapporten på kort sikt ikke ser på endringer i etterspørsel eller fleksibel kraftproduksjon.

I Agora Energiewende (2015) ser de på utnyttelseeffekten på kort-, mellomlangt- og langt sikt. På kort sikt finner de en betydelig utnyttelseeffekt med mindre man antar svært høy CO₂-pris og lave gasspriser. På langt sikt finner de at effekten er liten som følge av økt fleksibilitet, større elektrisitetsbehov og fordi grunnlastkraftverk stenges ned. Hirth (2013) finner også at verdien av variable fornybare kraftverk øker på langt sikt.

I tillegg finner de at det å kombinere solkraft med vindkraft reduserer utnyttelseeffekten. Dersom utnyttelseeffekten skal tas med i en energimodell er det viktig at dette også inkluderes.

Det som gjør Agora Energiewende (2015) mindre nyttig som en analyse av det virkelige kraftsystemet er at den tar i bruk aggregerte lastkurver (se kritikk av lastkurver tidligere i underkapitteldelen) og at det legges til grunn at grunnlastkraftverk per definisjon har lavere kostnad enn den eksisterende kraftmiksen og variable-, midtlast- og spisslastkraftverk. Dette er ikke alltid tilfellet. Vi vet for eksempel som vist i underkapittel 5.2.3 at Storbritannia planlegger å bygge atomkraftverket *Hinkley point C* som vil bli et grunnlastkraftverk med høyere kostnader enn kostnadene til den eksisterende kraftmiksen. Det hadde derfor vært interessant med en analyse som også ser på scenarioer uten forutsetningen om at grunnlastkraftverk per definisjon har lavere kostnad enn den eksisterende kraftmiksen, og analyser av hvordan sektorvise lastkurver vil påvirke utnyttelseeffekten.

Hvis man sammenligner effekten ny variabel fornybar kapasitet vil ha med effekten ny regulerbar spisslastkapasitet kan ha, ser man at tilnærmingen Agora Energiewende (2015) legger til grunn er urimelig. Produksjonen fra variable fornybare kraftverk vil treffe lastkurven når forholdene tillater det, mens regulerbar spisslast effektivt vil ta bort pristoppene og slik redusere antall timer med høy pris i mye større grad enn de variable fornybare kraftverkene.

I tillegg kan man som det argumenteres for i *Merit-order og kannibaliseringseffekten i kraftmarkedet* argumentere for at endringene i restlastetterspørselen på grunn av karakteristikkene til solcellestrøm vil tvinge grunnlastkraftverkene til å operere mer som midt- og spisslastkraftverk uavhengig av utnyttelseeffekten. Da vil ikke premisset om at grunnlastkraftverk betjener grunnlasten være gyldig.

«Utnyttelseeffekt»-tilnærmingen som Agora Energiewende (2015) foreslår å bruke er god, se *Økonomiske vurderinger* i underkapittel 5.3.4. Det diskuterbare er om resultatet skal tolkes som en kostnad og hvem denne kostnaden i så fall skal tillegges.

Jeg vil argumentere for at endringer i lastprofil og etterspørsel er noe investorene i grunnlastkraftverk selv burde vurdert inn som en risiko, og at tap fra en utnyttelseeffekt fra økt fornybar kapasitet i så fall bør falle på disse. Tilnærmingen som er foreslått bør heller brukes for å vise investorer hvilken «grunnlastrisiko» som ligger i en investering.

Kapasitetsøkningen og Integrasjonseffekter i modellene

Hvordan kraftsystemet er modellert i WEM, NEMS og MESSAGE er vist i underkapitteldelen 6.3.3.3, i underkapitlene 6.4.3 og 6.5.2 og tidligere i denne underkapitteldelen. Siden både WEM og MESSAGE bruker årlige lastkurver vil ingen av disse fange opp kapasitetsøkningen- eller integrasjonseffektene. NEMS, som har ni årlige lastkurver som tar hensyn til hvilken sesong og når på døgnet etterspørselen er, vil kunne fange opp deler av merit-order- og kannibaliseringseffekten.

At kapasitetsøkningen- og integrasjonseffektene ikke fanges opp er problematisk når økt variabel fornybar kapasitet gjør fleksibilitet til en stadig viktigere faktor for regulerbare kraftverk. Da gir årlige lastkurver en for dårlig representasjon av virkeligheten og behov som opp- og nedkjøring av kraftverk blir oversett. IEA bør derfor som nevnt i diskusjonen rundt *Tidsoppløsning i kraftsystemet og i kraftsystemmodulen* (tidligere i dette underkapittelet) se på muligheten for å integrere en fullverdig kraftmarkedsmodell i WEM. Alternativt bør IEA se til EIA og NEMS og innføre flere lastkurver for hver region.

Ingen av modellene tar hensyn til hvordan utnyttelseeffekten kan redusere kapasitetsfaktoren til grunnlastkraftverk på kort sikt. Det er problematisk fordi det vil gi et positivt bias til disse kraftverkene og modellen vil få et resultat der et skifte bort fra grunnlast skjer senere enn det som er mest sannsynlig. Et forslag til hvordan dette kan gjøres bedre er å integrere en fullverdig kraftmarkedsmodell i WEM. Alternativt kan man se på om det er mulig å utvikle en dynamisk kapasitetsfaktor som avhenger av hvordan den endogene utviklingen av kraftsystemet i modellen er. Dersom man tar inn en slik effekt bør man også ta med at effekten reduseres når den variable fornybare kapasiteten fordeles på flere fornybarteknologier.

Andre modellteknikker og endrede spilleregler

Forslag til andre modellteknikker og utviklinger som kan endre spillereglene er vist i underkapittel 6.6.3 og delkapittel 5.4. Her diskuterer jeg om noen av disse bør få betydning for hvordan IEA modellerer WEM.

I underkapittel 6.6.3 er det foreslått å eksplisitt modellere aktørene i energimarkedet. Dette er en tilnærming som vil kunne kombineres med anbefalingen om å integrere en fullverdig kraftmarkedsmodell i WEM og bør undersøkes videre. Som vist i delkapittel 6.7 finnes det ingen «social planner», men « [...] *multiple interacting energy suppliers and consumers with heterogeneous decision powers and stakes shape the energy transition*» ([111], s. 2).

Et annet forslag i delkapittelet er å bruke diffusjonsmodeller for distribuert solcellestrøm. Dette er modeller som skal vise hvordan konsumenter tar til seg nye teknologier. Siden en av de viktigste skillene mellom distribuert solcellestrøm og storskala solcellestrøm er at distribuert solcellestrøm eiers og kjøpes av privatpersoner og små bedrifter kan denne metoden ha noe for seg. IEA bør derfor vurdere om en slik submodell kan være hensiktsmessig.

I delkapittel 8.1 kritiseres WEM for å anta en lineær vekst fremfor å bruke en logistisk vekstmodell. En bedre forklaringsmodell vil være at høye kostnadsantagelser gjør at WEM ser solcellekraft som en i utgangspunktet ulønnsom teknologi som må drives frem av politiske beslutninger. Det anbefales derfor ikke å integrere en generell logistisk vekstmodell for solcellestrøm.

I underkapittel 9.3.2 er det vist at det er behov for en kraftmarkedsmodul som kan se på opp- og nedkjøringskostnader for regulerbare kraftverk. Dette er gjort i artikkelen *Effect of increased renewables generation on operation of thermal power plants* (Eser et al., 2016). Den går i detalj inn på hvordan man kan ta hensyn til opp- og nedkjøringskostnader [110]. IEA bør se nærmere på hvordan dette kan integreres med en fullverdig kraftmarkedsmodul.

I underkapittel 5.4.1 er det vist hvordan «curtailed» vind og sol kan gi systemtjenester til kraftnettet. Det bør undersøkes hvordan disse kan bidra til kraftsystemet og om disse kan kobles sammen til virtuelle kraftverk der kapasiteten som blir «curtailed» blir sett mer på som ubrukt kapasitet i et regulerbart kraftverk enn som et problem.

I underkapittel 5.4.2 er det vist at energilagring kan endre på premisset om at elektrisitet er et tids-heterogent gode. Det bør undersøkes hvilke effekter det vil få på kraftsystemet og undersøkes hvordan man kan tilpasse energimodellene til å reflektere denne muligheten.

9.3.3 Hvordan modellere variable fornybare ressurser generelt og solkraft spesielt

I introduksjonen til delkapittel 5.3 og i delkapittel 9.1 er det vist at variable fornybare energikilder generelt og solkraft spesielt har karakteristikk som skiller seg fra regulerbare kraftverk. Hvordan dette påvirker kraftsystemet er diskutert i delkapittel 9.3, og de forskjellige energimodellgruppene har derfor innført egne submoduler eller metoder for å ta hensyn til disse karakteristikkene.

Modellering av variable fornybare energikilder generelt og solkraft spesielt i WEM, NEMS og MESSAGE

Hvordan WEM, NEMS og MESSAGE modellerer variable fornybare energikilder er vist i delkapitlene 6.3, 6.4 og 6.5. Vi ser at:

- MESSAGE ikke har en egen fornybarmodul, men tar i bruk reservekapasitet ved spisslast («peak reserve capacity») og tidsfleksibilitet («general-timescale flexibility»).
- WEM har en egen fornybarsubmodul som tar i bruk dynamiske kostnadsvurderinger. Disse bygger på et estimert langtids realiserbart potensial som blir begrenset av forskjellige restriksjoner. For fornybar energi bruker kraftproduksjonsmodulen kapasitetskreditt og kapasitetsfaktor for å bestemme hvor mye den fornybare kapasiteten bidrar til restlastkurven.
- NEMS har en fornybarmodul for fornybare kraftverk som er koblet til transmisjons- eller distribusjonsnettverket og mulighet for distribuert produksjon direkte i etterspørselsmodulene. Fornybare kraftverk får en begrenset kapasitetskreditt, og det bygges bare ut «[...] additions of intermittent technologies when a capacity surplus exists, as long as the resulting fuel savings offsets the capital investment» ([102], s. 62).
- NEMS har i tillegg en egen submodul for solstrøm som ser på termisk solkraft og solcellekraftverk. Denne modellerer tilgangen på solressurser som ubegrenset.

Hovedutfordringene med disse tilnærmingene er som belyst i underkapitlene 9.3.2 og 9.2.3 en lastprofil som er statisk og lik 25 år frem i tid, og at lastkurve-tilnærmingen har problemer med å fange opp effektene variable fornybare energikilder har på kraftsystemet. Det kan allikevel være interessant å se om IEA bør vurdere noen av metodene valgt for de andre modellene.

NEMS skiller seg mest ut med distribuert solcellestrøm (og noen andre småskalateknologier) modellert direkte i etterspørselsmodulene. Det gjør det mulig for etterspørselsmodulen å vurdere om produksjonsprofilen til solcellestrøm samsvarer med lastprofilen til modulen. Da vil det være kostnadseffektivt å installere distribuert solcellestrøm. Det kan også gjelde dersom lastprofilen til etterspørselsmodulen skiller seg fra den aggregerte lastprofilen på en måte som gjør at det er ekstra lønnsomt å produsere egen elektrisitet.

Dersom IEA ikke ønsker å integrere en fullskala kraftmarkedsmodell bør de se på denne tilnærmingen. Alternativt kan de se på om det vil være hensiktsmessig med en egen submodul for distribuert solcellestrøm som virker som en diffusjonsmodell, se også underkapittel 9.3.2.

Det er vanskelig å vurdere restriksjonene for fornybar kapasitetsutbygging i WEM fordi de bare nevnes kort i dokumentasjonen, se anbefalinger i delkapittel 9.5 og diskusjon om variable fornybare energikilder og kraftproduksjon i underkapittel 9.3.4.

Se ellers anbefalingene i underkapittel 9.3.2.

9.3.4 Betydningen av og hvordan modellere kraftnett:

Betydningen av kraftnett og hvordan variable fornybare energikilder virker i dette er vist i underkapitlene 5.1.1 og 5.3.1. For å ta hensyn til den stokastiske naturen til variable fornybare energikilder innfører flere energimodeller sikkerhetsfaktorer og kapasitetsbegrensninger. I tillegg ilegges det ofte en ekstra nettkostnad for å 1) ta hensyn til at variable fornybare kraftverk ofte ligger langt borte fra konsumentene og 2) at den stokastiske naturen gjør at en viss «overkapasitet» er nødvendig for å sikre god nok forsyningsikkerhet. Utfordringen er å skille ut hvilke kostnader som kommer som følge av variabel fornybar kapasitetsutbygging og hva som kommer som følge av generelt vedlikehold, økt krav om forsyningsikkerhet fra samfunnet og så videre.

I tillegg forholder energimodellene seg til kraftnettet som det er i dag, uten å ta hensyn til større endringer som kan komme, som vist i underkapittel 5.2.2. Der det bl.a. foreslås å se på hvordan man kan gå fra et enveisnett til et toveisnett, eller en enda mer radikal omlegging til mikronett som kobles sammen med flere andre mikronett.

I underkapittel 5.3.1 ser man også på hvordan større nettutbyggingsprosjekt kan redusere de totale systemkostnadene og muliggjøre svært høye andeler variabel fornybar energi i kraftsystemet.

Hvordan modellere kraftnett i modellene

Hvordan WEM, NEMS og MESSAGE modellerer kraftnettet er vist i delkapitlene 6.3, 6.4 og 6.5. Vi ser at:

- MESSAGE har en kapitalbeholdning for transmisjons- og distribusjonsnett i hver region. Reservekapasitet, tidsfleksibilitet og diffusjonskonstanter gir begrensninger på hvor mye variabel fornybar kapasitet som bygges ut. Variabel fornybar kapasitet begrenses av en kapasitetskreditt- og kapasitetsfaktor, samt egne nettrestriksjoner.
- WEM har tre drivere som styrer nettutbygging: Vekst i etterspørsel, erstatning eller oppgradering av eksisterende nett, og ny nettkapasitet for å integrere ny fornybar kapasitet.
- NEMS har en fornybarmodul som begrenser hvor mye variabel fornybar kapasitet som bygges ut med kapasitetskredittsfaktorer, av at det må være et kapasitetsoverskudd, samt en tilleggskostnad ved behov for nye transmisjonslinjer.

Som diskutert over vil variable fornybare energikilder kunne føre til ekstra nettkostnader. Det har vært vanskelig å se om kostnadene IEA bruker for WEO er akseptable på grunn av manglende informasjon. Det har derfor ikke vært mulig å undersøke hvordan dette har påvirket kapasitetsutbyggingen av solcellestrøm.

Det bør gjennomføres en grundig og uavhengig gjennomgang av alle restriksjoner og tilleggskostnader som direkte eller indirekte ilegges variable fornybare energikilder i WEM for å sikre at disse er i samsvar med den nyeste forskningen for hvordan disse virker i kraftsystemet.

Av de tre modellene har WEM en representasjon av kraftnettet som samsvarer best med virkeligheten gitt at parameterne de bruker er realistiske.

Det bør undersøkes hvordan en overgang fra dagens kraftnett til større overnasjonale og interkontinentale kraftnett kan påvirke kraftsystemet generelt og integrasjonen av variable fornybare

energikilder spesielt. Det bør også undersøkes hvordan mer radikale endringer i kraftnettet kan påvirke kraftsystemet.

9.4 LÆRING

I dette delkapittelet diskuterer jeg lærekurver som metode. Er lærekurver en god måte å modellere læring på? Er to-faktors lærekurver en forbedring fra en-faktors lærekurver? I tillegg diskuterer jeg hvordan WEM implementerer læring og sammenligner dette med NEMS og MESSAGE. Hvilken betydning har måten lærekurver modelleres på i WEM for utbyggingen av solcellekapasitet og kan denne forbedres?

9.4.1 Lærekurver

Lærekurver som vist i kapittel 7 er en måte å beskrive hvordan kostnaden til en teknologi faller med en viss prosent, læreraten, når den kumulative kapasiteten har doblet seg. For solcellemoduler (Si) er det vist at denne ligger på omtrent 20 %, se delkapittel 8.2, som vil si at for hver dobling i kapasitet synker kostnaden for solcellemoduler til 4/5 av det den var før doblingen. I delkapittel 9.1 har det allerede blitt diskutert hvilke utfordringer Si-cellers dominans i solcellemarkedet kan ha. Her ser jeg på læring mer generelt og for solcelleteknologiene under ett.

Fordelen til lærekurver er at det gir en enkel metode for å beskrive teknologisk læring som kan bygge på empiriske data for kostnadsreduksjon. Hovedkritikken mot bruken av lærekurver er at de ikke sier noe om hva som driver prisnedgangen og at de overvurderer læreraten. To forslag til forbedringer diskuteres i avsnittene under.

Lærekurver for komponenter

Grunnen til at noen ønsker å erstatte den standard (en-faktors) lærekurven med en-faktors lærekurver for hver av de forskjellige komponentene til teknologiene er tredelt: For det første finner en gjerne forskjellig lærerate for ulike komponenter i et system, dernest at noen komponenter brukes på tvers av teknologier og endelig at en for hver komponent kan skille ut hvilken andel av kostnadene som opplever læring.

Et eksempel på at to komponenter kan ha forskjellige lærerater er omformere og solcellemoduler i solcellesystem. Der det er vist at solcellemoduler (Si) har en lærerate på ca. 21 % og at omformere har en lærerate på ca. 10 % (se delkapittel 8.2 og underkapittel 3.2.4). Et eksempel på en komponent som lærer på tvers av teknologier er solcellemoduler som både opplever læring fra storskala solcellestrømmannlegg og distribuert solcellestrøm. Festebraketter er et eksempel på en komponent som vil ha en kostnad som avhenger mer av råvareprisen enn av prosesskostnader og dermed vil oppleve mindre kostnadsreduksjon som følge av læring.

Som det er vist i delkapittel 7.1 foreslår rapporten *Technology Learning Curves for Energy Policy* (2012) at en forbedring av lærekurven vil være å splitte opp den aggregerte LK til en egen LK for hver komponent, for så å finne ut hvor stor andel av kostnadene til hver komponent som opplever læring (prosesskostnader) og hvor stor del som er uten læring (material- og arbeidskraftkostnader).

Utfordringen med denne tilnærmingen er å finne læreratene til de forskjellige komponentene og å klare å skille ut hvilken kostnadsandel som opplever læring.

To- faktors lærekurver

Et annet forslag til forbedring er å gå fra en-faktors lærekurver til to-faktors lærekurver. Bakgrunnen for dette er å møte kritikken om at lærekurver ikke sier noe om årsaken bak læringen. De to komponentene to-faktors lærekurver ser på er som regel læring fra gjennomføring (LBD) og læring fra forskning (LBS).

Energimodeller brukes ofte som diskutert i underkapittel 9.2.1 for å illustrere hvordan politiske vedtak vil påvirke utviklingen av energisystemet. Fordelen til en to-faktors lærekurve som ser på LBD og LBS er at den vil kunne si noe om hvor stor del av et begrenset budsjett som bør brukes på forskning og hvor mye som bør brukes på politikk som fremmer kapasitetsutbygging.

Utfordringer med metoden vil være å definere hvor raskt kunnskap skal avskrives. Hvor lang tid skal det ta før produsert kunnskap gir kostnadsreduksjon? Hvordan setter man systemgrensene? Skal man skille mellom offentlig og privat FoU? Hva med grunnforskning?

I tillegg kommer praktiske utfordringer med å måle hvor stor eksisterende kunnskapsbank er og om all forskning skal regnes som like god og/eller relevant forskning.

Prisgulv

Et tredje forslag er å innføre et prisgulv. Alle teknologier har en teoretisk minimumskostnad. Utfordringen er å bestemme hva denne kan være. I kapittel 7 er det vist at estimat på prisgulv for solcellestrøm kan variere fra 1100 \$2005/kW til 200 \$/kW_p.

9.4.2 Læring i WEM, NEMS og MESSAGE.

For en gjennomgang av lærekurver i WEM og NEMS se delkapittel 7.3 og delkapittel 7.4. MESSAGE tar ikke i bruk lærekurver men har forskjellige kostnadsestimater for de forskjellige teknologiene for forskjellige tidsperioder [98].

Hvis man sammenligner læringen til de tre modellene ser man at:

- MESSAGE har den enkleste metoden for å modellere læring: Et kostnadsestimat for hver teknologi som holdes fast for hver av periodene 2005, 2030 og 2050.
- WEM har en enkel lærekurve: Det settes en eksogen lærerate for hver teknologi (på systemnivå) per tiår og sannsynligvis uten prisgulv.
- NEMS har en avansert en-faktors lærekurve: En lærerate for hver av de betydelige komponentene til hver teknologi som endres for tre perioder (LR1, LR2, LR3).

Modelleringen av læring i NEMS er den metoden som ligger nærmest anbefalingene fra rapporten *Technology Learning Curves for Energy Policy* (2012) vist til ovenfor. Ingen av modellene ser på hvilken læring som oppleves (LBD eller LBS) og ingen av modellene tar i bruk prisgulv (men de tar i bruk andre restriksjoner for kapasitetsutbygging av variable fornybare energikilder, se underkapittel 9.3.4).

Som en av de største og mest prestisjefylte energimodelleringsaktørene bør IEA derfor undersøke om de kan starte et program for å få samlet inn data på FoU og forbedre TFLK-metoden slik at WEOs i fremtiden også kan gi beslutningstagere råd om hvor mye som bør investeres i FoU. Dersom dette er utfordrende bør IEA se til EIA og deres en-faktors lærekurve for komponentvis lærerater.

Hvis vi sammenligner læreratene i delkapittel 8.2 med læreratene som blir brukt for solcellestrøm i WEM og NEMS ser vi at læreraten for solcellestrøm i WEM (18 % både for storskala og for distribuert strøm) ligger omtrent likt med de andre ratene (som lærerate for moduler) eller litt over disse (som

lærerate for system). NEMS har en lærerate på 10 % for den andre perioden og 1 % i den tredje perioden, noe som virker lavt sammenlignet med resultatene i delkapittel 8.2.

I tillegg til lærekurver har NEMS en optimismefaktor for helt nye teknologier. Det er en ekstrakostnad som legges på de første eksemplarene av hver teknologi.

9.5 ÅPENHET

I dette delkapittelet diskuterer jeg hvor åpne IEA er og bør være med deres WEO. Hvordan er tilgjengeligheten av dokumentasjon og modell? Hvilken kvalitetssikringsprosess er på plass og hvilke tema kunne vært undersøkt med mer informasjon fra IEA?

Åpenhet, dokumentasjon og tilgjengelighet av modell

Graden av tilgjengelig dokumentasjon for og om energimodellene er sterkt varierende. Flere energimodeller har lite, generell og primært overordnet dokumentasjon. Dette gjelder spesielt WEM. For utenomverden kan arbeidsmetoden IEA har for WEO på mange måter karakteriseres som en «black box». Som det står i delkapittel 6.3 er det lite offentlig informasjon om hvordan WEM er bygget opp og hvilke data og antagelser som ligger til grunn for modellen. Oppsummeringen er gratis tilgjengelig men ellers må rapporten kjøpes på IEAs nettsider. Videre er WEMD15 offentlig tilgjengelig men den gir ikke fullverdig dokumentasjon av hvordan WEM virker. Det er heller ikke mulig å få tilgang til selve modellen. I tillegg bruker IEA ofte lang tid på å offentliggjøre relevant informasjon. Selv om WEO15 ble publisert november 2015, er det som et eksempel fortsatt ikke lagt ut hvilke kostnadsantagelser som er benyttet.

Til sammenligning kan vi se på MESSAGE og NEMS. For begge modellene er både dokumentasjon og modell tilgjengelig, mens selve løsningsprogrammet må kjøpes. MESSAGE har mellom 100-1000 brukere og NEMS 1-20 [92]. For NEMS ligger all modelldokumentasjon og datasett ute på [nettsidene til EIA](#)²¹. Man kan også sammenligne åpenheten rundt WEO med åpenheten rundt IPCCs hovedrapporter. Som det er vist i delkapittel 8.4 er åpenhet en sentral del av kvalitetssikringsprosessen for IPCCs hovedrapporter.

Man kan gjerne spørre seg hvorfor IEA er så lukket når det gjelder WEO. En årsak kan være at det er en forutsetning for å få tak i den informasjonen de trenger fra næringslivet og at mer åpenhet kan gjøre bedrifter restriktive i deling av informasjon.

IEA bør uansett arbeide for å gjøre WEM tilgjengelig til bruk, testing, evaluering og modifisering av andre aktører. En forutsetning for dette er å lage og tilby fullstendig dokumentasjon av hvordan WEM virker og hvilken forskning og datasett som brukes i modelleringen.

Kvalitetssikringsprosess

Som vist i delkapittel 8.4 har IEA 173 «peer reviewers» fra forskjellige bedrifter, institusjoner og organisasjoner som gir innspill og kommentarer i prosessen med å utarbeide WEO. Hva disse innspillene går på og i hvilken grad de tas til følge sier rapporten ingenting om.

Motsetningen til overstående er IPCCs femte hovedrapport, publisert i 2013-2014. Der kunne alle registrere seg og kommentere på første og andre utkast til endelig rapport. Totalt kom det inn over 140 000 kommentarer og alle kommentarene ble gruppert og besvart skriftlig av en rekke internasjonalt anerkjente fagspesialister. For å imøtekomme kritikk etter den fjerde hovedrapporten

²¹ <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/>

som kom i 2007 og for å sikre at prosesser og prosedyrer var beste praksis bestilte IPCCs sekretariat en uavhengig gjennomgang av IPCCs prosesser og prosedyrer fra InterAcademy Council (IAC) i 2010.

Konklusjonen til IAC var at IPCCs prosesser og prosedyrer var bra, men at det kunne anbefales noen endringer for å lette arbeidet for forfatterne og sikre at genuine kontroverser vises i rapporten.

IEA bør hente inspirasjon fra kvalitetssikringsprosessen til IPCCs hovedrapporter og implementere en grundig kvalitetssikringsprosess med utkast, mulighet for uavhengige kommentarer og skriftlig bevarelse av kommentarene. Vider bør WEO gjøres fritt tilgjengelig på nettet (som er tilfellet for samtlige av IPCCs hovedrapporter).

Eksempler på hva som kan undersøkes men som trenger mer informasjon fra IEA:

Gjennom arbeidet med oppgaven har jeg kommet over flere tema som kunne vært grundigere undersøkt dersom det var tilgjengelig mer informasjon om WEM:

- Hvordan distribuert produksjon (DG) modelleres og hvordan dette kan påvirke kapasitetsutbyggingen av solcellestrøm. Regner IEA solcellestrøm som en DG-teknologi, og hvilke antagelser har de i så fall om markedsandelen til denne?
- Hvordan påvirker antagelser om nettkostnader og -begrensninger kapasitetsutbyggingen av solcellestrøm og andre variable fornybare teknologier?

Del 4

Konklusjon

10 KONKLUSJON OG VIDERE ARBEID

Konklusjonen er delt inn i to deler: En del gir konkrete anbefalinger og forbedringsforslag til IEA om hva de bør vurdere for at World Energy Outlook (WEO) skal gi en bedre representasjon for kapasitetsutviklingen til solstrøm. Den andre delen anbefaler områder og problemstillinger som er egnet for videre arbeid og studier.

10.1 ANBEFALINGER OG FORBEDRINGSFORSLAG TIL WEM OG FOR ARBEIDET MED WEO

Svaret på spørsmålet «*Hvorfor undervurderes utbygging av solstrøm i IEAs WEM-modell?*» har ikke et enkelt svar og entydig svar, som illustrert av de forskjellige forslagene til forbedring av prosess og modell. Det kan allikevel oppsummeres noen hovedutfordringer:

Kostnadsestimatene IEA brukte for solcellestrøm i WEO14 lå godt over estimat fra tilsvarende rapporter med datagrunnlag fra 2012-2013 og det vi vet ble den historiske kostnadsutviklingen. Dette fører til at solcellestrøm i WEM blir regnet som en ulønnsom teknologi der all utbygging drives frem på grunnlag av politiske strategier. Figur 5-9 viser at dette ikke er en helt urimelig antagelse, da hoveddelen av solcellemarkedet frem til nå har vært subsidiedrevet. De høye kostnadsestimatene har allikevel ført til at modellen bygger ut mindre enn den faktiske utviklingen, fordi man i virkeligheten fikk mer solstrømkapasitet for investeringene. Dette fører, til tross for en høy lærerate for solcellestrømsystem, til en konservativ utbygging fordi modellen bygger ut så lite solstrømkapasitet at læringseffektene blir små.

I tillegg bruker WEM en kraftmarkedsmodul som er basert på en merit-order og årlig aggregerte lastkurver for hver region. Det gjør at profilen på lastkurven selv 25 år frem i tid er satt av eksogene data basert på dagens etterspørselsprofil og modellen tar derfor i liten grad opp mulighetene for endringer i oppførsel og preferanser. Måten kraftmodulen i WEM virker gir også et kraftmarked som ikke fanger opp viktige karakteristikk ved solcellestrøm, karakteristikk som gjør at denne teknologien finner egne markedssegmenter (både i tidspunkt og i type konsumenter) der solcellestrøm utkonkurrerer andre kraftverk. Modellen overser derfor hvilken betydning økt kapasitet av solcellestrøm har for grunnlast og grunnlastkraftverk.

Anbefalinger og forbedringsforslag, IEA bør:

- Vurdere om WEO i større grad bør forsøke å vise de mest sannsynlige utviklingene for energisystemet heller enn som et verktøy for å illustrere virkningen av energipolitikk og beslutninger, eller undersøke hva som kan gjøres for at offentligheten oppfatter WEO som det verktøyet rapporten er ment å være.
- Vise klare skiller mellom antagelser og metoder som er normative (slik IEA mener at energisystemet burde virke) og hvilke som er deskriptive (bygger på empiri for hvordan det faktisk virker i dag).
- Vurdere om det er hensiktsmessig å ta i bruk «bounding analysis», «envelope of predictability» eller enklere modelltilnærminger med usikkerhets- og sensitivitetsanalyser istedenfor scenariotilnærmingen.
- Undersøke hvordan forskjellige eksogene antagelser og inndata former sluttresultatet fra WEM. Det bør også vurderes hvilken energikalkulasjonsmetode som best viser utviklingen i et energisystem der elektrisitet i økende grad vil dominere.

- Vurdere å fjerne eventuelle begrensninger for langtids realiserbart potensiale for solcellestrøm med mindre disse begrensningene er godt begrunnet.
- Undersøke om forskjellige solcelleteknologier kan gi endringer i egenskapene til de to kategoriene storskala solcellestrøm og solcellestrøm fra bygg i fremtiden.
- Vurdere å endre 450S til et scenario som ivaretar målsetningen om at temperaturøkningen skal forsøkes begrenset til 1.5 grader i lys av Paris-avtalen fra desember 2015.
- Se etter metoder for å sikre at kostnadsdata for teknologier som opplever hurtig kostnadsreduksjon ikke er utdaterte i det modellkjøringene gjennomføres.

Modell:

- Fortsette å utvikle WEM som en myopisk hybrid simuleringsmodell.
- Vurdere om det skal implementeres metoder for å illustrere økende usikkerhet dess lengre frem i tid modellen kjører.
- Gjennomføre en revisjon av kostnadsestimatene for variable fornybare energikilder til WEO16, tilsvarende revisjonen EIA har hatt av sine kostnadsestimater for variable fornybare energikilder.
- Vurdere om dagens kostnadsestimat bør erstattes av estimater som tar hensyn til innvendingene nevnt i underkapittel 9.3.1 og at disse brukes til å integrere en fullverdig kraftmarkedsmodell som bruker alternativer til lastkurver for å sette kraftprisen.
- Vurdere om det er mulig å integrere en fullverdig kraftmarkedsmodell i WEM for å fange opp volatiliteten i kraftprisene og slik ta hensyn til at elektrisitet er et tids-heterogent produkt. Dette hensynet blir viktigere med økt variabel fornybar kapasitet i kraftsystemet og der fleksibilitet blir en stadig viktigere faktor for regulerbare kraftverk. I dagens modell blir viktige kostnader som opp- og nedkjøringskostnader oversett og gir et positivt bias til grunnlastkraftverk.
- Se nærmere på hvordan opp- og nedkjøringskostnader for regulerbare kraftverk kan integreres med en fullverdig kraftmarkedsmodell.
- Integrere en fullverdig kraftmarkedsmodell og gå bort fra metoden med aggregerte lastkurver. Dersom dette er problematisk bør IEA se på hvordan EIAs modell NEMS har innført flere lastkurver for hver region for å ta hensyn til hvilken sesong og når på døgnet etterspørselen skjer.
- Dersom det ikke integreres en fullverdig kraftmarkedsmodell bør IEA se til hvordan EIA har omgått de utfordringene aggregerte lastkurver gir, uten å endre på hele kraftmarkedsmodulen; EIA har modellert distribuert kraftproduksjon direkte i etterspørselsmodulene. Alternativt kan IEA også se på om det kan være hensiktsmessig med en egen submodul for solcellestrøm som virker som en diffusjonsmodell.
- Undersøke om WEM kan endres til å også se på utviklingen av energisystemet ved ulike utviklinger i kraftmarkedene. Tidsfleksibilitet som modelleres i MESSAGE er et konsept som kan være interessant å undersøke nærmere.

- Ta en gjennomgang av hvordan nye måter å regulere kraftmarkedet på kan påvirke sikkerhetsfaktorene for kraftnettet og hvordan WEM bruker kapasitetskreditt og kapasitetsfaktorer.
- Sikre at de forskjellige regionene som modelleres har tilsvarende markedsstyring i modellen som i virkeligheten og gi WEM muligheten til å modellere frie marked, marked med regulerte sluttbrukerpriser og helt regulerte markeder dersom den ikke kan det i dag.
- Dersom det ikke integreres en fullverdig kraftmarkedsmodell bør det utvikles en dynamisk kapasitetsfaktor for kraftverkene som avhenger av hvordan den endogene utviklingen av kraftsystemet i modellen er. Dersom man tar inn en slik effekt bør man også ta med at effekten reduseres når den variable fornybare kapasiteten fordeles på flere fornybarteknologier.
- Dersom det integreres en fullverdig kraftmarkedsmodell bør en undersøke hvordan dette kan kombineres med anbefalingen om å eksplisitt modellere aktørene i energimarkedet.
- Unngå å bruke en generell logistisk vekstmodell for solcellestrøm.
- Undersøke hvordan «curtailed» vind og sol kan gi systemtjenester til kraftnettet og vurdere om resultatene fra undersøkelsen bør implementeres i WEM.
- Undersøke hvilke effekter energilagring får for kraftsystemet dersom det endrer på premisset om at elektrisitet er et tids-heterogent gode og undersøkes hvordan man kan tilpasse WEM til å reflektere denne muligheten.

Lærekurver:

- Vurdere å starte et program for å samle inn FoU-data for energiteknologi og bruke dette til å utvikle to-faktors lærekurver slik at WEO i fremtiden kan gi beslutningstagere råd om hvor mye som bør investeres i FoU og hvor mye som bør investeres i politikk som fremmer kapasitetsutbygging.
- Dersom man ikke ønsker å starte et to-faktors lærekurveprogram kan en se til EIA og deres en-faktors lærekurve på komponentnivå.
- Undersøke om læreraten for solcellestrømsystem som brukes i WEO er høyere enn i tilsvarende rapporter, som indikert i delkapittel 8.2.

Åpenhet:

- Gjøre WEM tilgjengelig for bruk, testing og modifisering av andre, og gjøre en fullstendig dokumentasjon av hvordan WEM virker og hvilken forskning og datasett som benyttes.
- Sørge for å ha på plass rutiner for offentliggjøring av kostnadsantagelser og annen informasjon slik at dette publiseres samtidig med rapporten de er relevante for.
- Ta inspirasjon fra kvalitetssikringsprosessen til IPCCs hovedrapporter og implementere en grundig kvalitetssikringsprosess med utkast, mulighet for uavhengige kommentarer og skriftlig bevarelse av kommentarene.
- Gjøre WEO gratis tilgjengelig på nettet.

10.2 VIDERE ARBEID

I arbeidet med oppgaven har det vist seg at det er flere områder og problemstillinger som er egnet for videre arbeid og studier. Dette er:

- En oppgave som ser systematisk på hvordan IEA kommuniserer og formidler resultatene de finner i WEO, og hvordan dette fanges opp av media, næringsliv og myndigheter. Samsvarer kommunikasjonen med formålet IEA sier WEO har?
- En studie som ser på om WEM påvirkes av ulike normsyn for hvordan energisystemet burde være og om disse påvirker inndata, antagelser og måten WEM er modellert på.
- En studie av hvilke meteorologiske data som brukes i WEM og hvordan disse brukes for å lage ressursestimat for fornybare energikilder.
- En grundig og uavhengig gjennomgang av alle restriksjoner og tilleggskostnader som direkte eller indirekte ilegges variable fornybare energikilder i WEM for å sikre at disse er i samsvar med den nyeste forskningen for hvordan disse virker i kraftsystemet. Og spesielt hvordan disse har påvirket kapasitetsutbyggingen av solcellestrøm.
- En studie på hvordan en overgang fra dagens kraftnett til større overnasjonale og interkontinentale kraftnett kan påvirke kraftsystemet generelt og integrasjonen av variable fornybare energikilder spesielt. Det bør også undersøkes hvordan mer radikale endringer i kraftnettet kan påvirke kraftsystemet.
- En studie av hvordan nye innretninger av kraftmarked og reguleringer kan påvirke det fremtidige energisystemet og hvordan energimodeller kan ta hensyn til dette.
- Undersøkelse av hvor stor merit-order effekten er per MWh ny variabel fornybar kapasitet sammenlignet med integrasjonskostnaden per MWh ny variabel fornybar kapasitet. For så å undersøke hvilken effekt som er størst og om forbrukerne kommer bedre eller dårligere ut av økt fornybar kapasitet i forskjellige kraftsystem.
- En studie av hvordan det markedssegment solcellestrøm lager ved at den presser ned prisene vil påvirke kraftmarkedene og spesielt regulerbare kraftverk. Samt se på hvordan størrelsen på dette markedssegmentet endrer seg avheng av samvariasjonen mellom produksjonsprofilen til solcellestrøm og etterspørselsprofilen i markedet.
- En analyse som bygger videre på Agora Energiewende (2015), men som også ser på hvordan scenarier uten forutsetningen om at grunnlastkraftverk per definisjon har lavere kostnad enn den eksisterende kraftmiksen, og av hvordan sektorvise lastkurver vil påvirke utnyttelseeffekten.
- Undersøke om tilnærmingen foreslått av Agora Energiewende (2015) for utnyttelseeffekter kan brukes for å vise investorer hvilken «grunnlastrisiko» som ligger i en investering.

11 REFERANSER

1. Meister Consultants Group, *Renewable Energy Revolution Infographic*.
2. Terje Osmundsen, *IEA and Solar PV: Two Worlds Apart*. 2014.
3. Øyvind Lie. *Ny rapport: Så grovt har IEA bommet på fornybar-boomen*. 2015 [sitert 2016 02.05.]; Tilgjengelig fra: <http://www.tu.no/artikler/ny-rapport-sa-grovt-har-iea-bommet-pa-fornybar-boomen/275684>.
4. D. B. Stephenson. *Famous Forecasting Quotes*. [sitert 2016 15.05]; Tilgjengelig fra: <http://www.met.reading.ac.uk/Research/cag-old/forecasting/quotes.html>.
5. Matthieu Metayer, C.B., Hans-Josef Fell, *The projections for the future and quality in the past of the World Energy Outlook for solar PV and other renewable energy technologies*, i *31st European Photovoltaic Solar Energy Conference*. 2015: Hamburg, Germany.
6. Christian Breyer, *Personlig kommunikasjon*, Kevin Johnsen, Redaktør. 2015.
7. NTB. *IEA: – Mer fornybar energi og økt oljepris*. 2015 [sitert 2016 03.02.]; Tilgjengelig fra: http://sysla.no/2015/11/10/syslagronn/iea-mer-fornybar-energi-og-okt-oljepris_67343/.
8. Tord Lien. *Tale i anledning Høstkonferansen til Statoil og IEA*. 2014 [sitert 2016 03.02.]; Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/Hostkonferansen-til-Statoil-og-IEA/id2340827/>.
9. *IEA ministermøte i Paris*. 2015 [sitert 2016 03.02.]; Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/iea-ministermote/id2461811/>.
10. Klaus Mohn. *Klimaorakelet i Paris*. 2015 [sitert 2016 03.02.]; Tilgjengelig fra: <http://www.bt.no/meninger/kronikk/Klimaorakelet-i-Paris-3478680.html>.
11. *Podkraft*, i *Alle kan finne et halmstrå og klamre seg fast til*, M. Hith, Redaktør. 2015.
12. *VERDEN VIL HA STORT BEHOV FOR OLJE OG GASS*. 2015 [sitert 2016 03.02.]; Tilgjengelig fra: <http://www.norskoljeoggass.no/no/Nyheter/2015/11/IEA-World-Energy-Outlook-/>.
13. *John Ruskin > Quotes > Quotable Quote*. [sitert 2016 15.05.]; Tilgjengelig fra: <http://www.goodreads.com/quotes/564626-to-be-able-to-ask-a-question-clearly-is-two-thirds>.
14. *Global energy-related emissions of carbon dioxide stalled in 2014*. 2015 [sitert 2016 05.04]; Tilgjengelig fra: <http://www.iea.org/newsroomandevents/news/2015/march/global-energy-related-emissions-of-carbon-dioxide-stalled-in-2014.html>.
15. *About us*. [sitert 2016 01.02]; Tilgjengelig fra: <http://www.iea.org/aboutus/>.
16. IEAENERGY. *World Energy Outlook 2015 Q&A*. 2015 [sitert 2016 01.02]; Tilgjengelig fra: <https://www.youtube.com/watch?v=G2mRjYtiz1U&feature=youtu.be>.
17. *Høstkonferansen 2015* 2015 [sitert 2016 01.02.]; Tilgjengelig fra: <http://www.statoil.com/no/NewsAndMedia/Calendar/Pages/AutumnConf2015.aspx>.
18. Mai Trieu, et al., *RE-ASSUME - A Decision Maker's Guide to Evaluating Energy Scenarios, Modeling, and Assumptions*. 2013: National Renewable Energy Laboratory.
19. Andrea Herbst, F.T., Felix Reitze, Eberhard Jochem,, *Introduction to Energy Systems Modelling*. 2012.
20. OECD/IEA, *WORLD ENERGY MODEL DOCUMENTATION 2015 VERSION*. 2015.
21. OECD, *World energy outlook 2015*. 2015, OECD International Energy Agency: Paris.
22. *Intended Nationally Determined Contributions (INDCs)*. [sitert 2016 05.04]; Tilgjengelig fra: http://unfccc.int/focus/indc_portal/items/8766.php.
23. *Activities, Objectives and Membership*. [sitert 2016 10.02]; Tilgjengelig fra: <http://www.iea.org/energybusinesscouncil/activities-objectives-membership/activitiesobjectivesandmembership/>.
24. Carmine Gallo. *Tesla's Elon Musk Lights Up Social Media With A TED Style Keynote*. 2015 [sitert 2016 15.05.]; Tilgjengelig fra:

- <http://www.forbes.com/sites/carminegallos/2015/05/04/teslas-elon-musk-lights-up-social-media-with-a-ted-style-keynote/#1b0337796f4f>.
25. Björn A. Sandén , L. Hammar, og F. Hedenus, *Are renewable energy resources large enough to replace non-renewable energy?* 2014. 18-31.
 26. *Khi Solar One kicks into commercial operation*. 2016 [sitert 2016 23.02]; Tilgjengelig fra: <http://www.esi-africa.com/news/khi-solar-one-kicks-into-commercial-operation/>.
 27. *April 25, 1954: Bell Labs Demonstrates the First Practical Silicon Solar Cell*. [sitert 2016 23.02.]; Tilgjengelig fra: <http://www.aps.org/publications/apsnews/200904/physicshistory.cfm>.
 28. Jakob Sandstad. *Fotoelektrisk Effekt*. 2009 [sitert 2016 23.03]; Tilgjengelig fra: https://snl.no/fotoelektrisk_effekt.
 29. Henry Lindon. *Is This The Best Solar Chart Yet?* 2016 [sitert 2016 23.02.]; Tilgjengelig fra: <http://cleantechnica.com/2016/02/12/is-this-the-best-solar-chart-yet/>
 30. Konrad Mertens, *Photovoltaics : Fundamentals, Technology and Practice (1)*. 2013, Somerset, GB: Wiley.
 31. IEA PVPS, *TRENDS 2015 IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS*. 2015.
 32. Axel Metz et al, *International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV)*. 2015.
 33. Ioannis-Thomas Theologitis, G.M., *POTENTIAL FOR COST REDUCTION OF PV TECHNOLOGY – IMPACT OF CHEETAH RESEARCH INNOVATIONS*, i *31st EU PVSEC*. 2015: Hamburg, Germany.
 34. Juniper Foo. *Spray-on film turns glass into solar panels*. 2010 [sitert 2016 24.02.]; Tilgjengelig fra: <http://www.cnet.com/news/spray-on-film-turns-glass-into-solar-panels/>.
 35. *First Solar Series 3 Black Module*. [sitert 2016 24.02.]; Tilgjengelig fra: <http://www.firstsolar.com/Home/Technologies-and-Capabilities/PV-Modules/First-Solar-Series-3-Black-Module>.
 36. *Alta Devices Achieves 31.6% Solar Energy Efficiency Record; Changes the Fundamental Economics for Unmanned Aerial Vehicles*. 2016 [sitert 2016 02.05]; Tilgjengelig fra: http://www.altadevices.com/press-releases/alta-devices-achieves-new-solar-energy-efficiency/?utm_source=newsletter&utm_medium=email&utm_campaign=PHOTON%20Newsletter%20-%20International%20edition%20from%20April%2029%2C%202016%20&newsletter=PHOTON%20Newsletter%20-%20International%20edition%20from%20April%2029%2C%202016.
 37. Erin Baker, et al., *The Economics of Solar Electricity*. Annual Review of Resource Economics, 2013. **5**(1): s. 387-426.
 38. S. Collavini, Volker S. F., og Delgado J. L., *Understanding the Outstanding Power Conversion Efficiency of Perovskite-Based Solar Cells*. *Angew Chem Int Ed Engl*, 2015. **54**(34): s. 9757-9.
 39. NREL. *Best Research-Cell Efficiencies*. 2016 [sitert 2016 30.04.]; Tilgjengelig fra: http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency_chart.jpg.
 40. Sara Ver-Bruggen. *Enduring to the end*. 2014 [sitert 2016 02.05.]; Tilgjengelig fra: <http://www.pv-magazine.com/archive/articles/beitrag/enduring-to-the-end-100014468/618/#axzz47JBQJyw5>.
 41. Bazilian Morgan, et al., *Re-considering the economics of photovoltaic power*. *Renewable Energy*, 2013. **53**: s. 329-338.
 42. Jenny Chase, *Personlig kommunikasjon*, Kevin Johnsen, Redaktør. 2016.
 43. International Finance Corporation, *Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants - A PROJECT DEVELOPER'S GUIDE*. 2015: Washington, D.C.
 44. Grand View Research. *Solar Tracker Market Analysis By Technology (Solar PV, CPV, CSP), By Product (Single Axis, Dual Axis), By Application (Utility, Non-Utility And Segment Forecasts To 2022)*. 2015 [sitert 2016 11.05.].
 45. *PRESS RELEASE: Economic growth and action on climate change can now be achieved together, finds Global Commission*. 2014 [sitert 2016 16.05.]; Tilgjengelig fra:

- <http://newclimateconomy.net/content/press-release-economic-growth-and-action-climate-change-can-now-be-achieved-together-finds>.
46. Fraunhofer ISE, *Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems*. 2015.
 47. Alex Gilbert. *9 Reasons Why LCOE Can Mislead*. 2016 [sitert 2016 06.05.]; Tilgjengelig fra: <https://www.sparklibrary.com/9-reasons-why-lcoe-can-mislead/>.
 48. U.S. Department of Energy, *Wind and Solar Data and Projections from the U.S. Energy Information Administration: Past Performance and Ongoing Enhancements*. 2016: Washington, DC
 49. McConnell. *Chapter 16: Public Goods, Externalities, and Information Asymmetries*. [sitert 2016 09.05.]; Tilgjengelig fra: http://glencoe.mheducation.com/sites/0025694212/student_view0/chapter16/origin_of_the_idea.html.
 50. Peter Rafaj og S. Kypreos, *Internalisation of external cost in the power generation sector: Analysis with Global Multi-regional MARKAL model*. *Energy Policy*, 2007. **35**(2): s. 828-843.
 51. Ansatt ved IIASA, *Personlig kommunikasjon*, Kevin Johnsen, Redaktør. 2015.
 52. Andrea Saltelli, *Sensitivity Analysis for Importance Assessment*. *Risk Analysis*, 2002. **22**(3): s. 579-590.
 53. IEA, *Technology Roadmap - Solar Photovoltaic Energy*. 2014.
 54. Par Pierre Monnin. *Supporting the energy transition: the role of low interest rates*. 2015 [sitert 2016 09.05.]; Tilgjengelig fra: <http://www.cepii.fr/blog/bi/post.asp?!Dcommunique=409>.
 55. Hans Cleijne, W.R., *MODELLING RISKS OF RENEWABLE ENERGY INVESTMENTS*. 2004.
 56. *Science Quotes by Charles Proteus Steinmetz* [sitert 2016 16.05.]; Tilgjengelig fra: http://todayinsci.com/S/Steinmetz_Charles/SteinmetzCharles-Quotations.htm.
 57. Lars Mæhlum. *Overføringsnett*. 2016 [sitert 2016 01.04.]; Tilgjengelig fra: <https://snl.no/over%C3%B8ringsnett>.
 58. IEA, *Re-powering Markets*. *Electricity Market Series*. 2016: IEA.
 59. *Electric power transmission - Losses*. [sitert 2016 05.04.]; Tilgjengelig fra: https://en.wikipedia.org/wiki/Electric_power_transmission#Losses.
 60. *Vårt samfunnsoppdrag*. 2013 [sitert 2016 05.04.]; Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/Samfunnsoppdrag/vart-samfunnsoppdrag/>.
 61. Bernd M. Buchholz, Z.S., *Smart Grids – Fundamentals and Technologies in Electricity Networks*. 2014: Springer Berlin Heidelberg.
 62. Liyan Chen. *The World's Largest Companies 2015*. 2015 [sitert 2016 08.04.]; Tilgjengelig fra: <http://www.forbes.com/sites/liyanchen/2015/05/06/the-worlds-largest-companies/#408adc604fe5>.
 63. Agora Energiewende, *The Integration Cost of Wind and Solar Power. An Overview of the Debate on the Effects of Adding Wind and Solar Photovoltaic into Power Systems*. 2015.
 64. Lion Hirth, *The market value of variable renewables*. *Energy Economics*, 2013. **38**: s. 218-236.
 65. Tyler Hodge. *Average utilization for natural gas combined-cycle plants exceeded coal plants in 2015*. 2016 [sitert 2016 08.04.]; Tilgjengelig fra: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=25652>.
 66. Mark Ahlstrom, et al., *The Evolution of the Market: Designing a Market for High Levels of Variable Generation*. *IEEE Power and Energy Magazine*, 2015. **13**(6): s. 60-66.
 67. IEA PVPS, *Transition from uni directional to bi directional distribution grids* 2014.
 68. *Net metering*. [sitert 2016 08.04.]; Tilgjengelig fra: https://en.wikipedia.org/wiki/Net_metering.
 69. Lv Tianguang og Ai Qian, *Interactive energy management of networked microgrids-based active distribution system considering large-scale integration of renewable energy resources*. *Applied Energy*, 2016. **163**: s. 408-422.

70. Claudia Hitaj, *Wind power development in the United States*. Journal of Environmental Economics and Management, 2013. **65**(3): s. 394-410.
71. Shelagh Whitley, *Time to change the game Fossil fuel subsidies and climate*. 2013, Overseas Development Institute.
72. Mark Chediak. *AEP Reaches Settlement on Coal-Fired Power Plants in Ohio*. 2015 [sitert 2016 16.05.]; Tilgjengelig fra: <http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-12-14/aep-reaches-settlement-on-coal-fired-power-plants-in-ohio>.
73. Juliette Jowit, D.C. *Hinkley Point C will cost customers at least £4.4bn*. 2015 [sitert 2016 16.05.]; Tilgjengelig fra: <http://www.theguardian.com/environment/2015/oct/29/hinkley-point-c-nuclear-power-station-cost-customers-4bn>.
74. Frankfurt School-UNEP Centre, B., *GLOBAL TRENDS IN RENEWABLE ENERGY INVESTMENT 2015*. 2015.
75. Anne Sjoerd Brouwer, et al., *Least-cost options for integrating intermittent renewables in low-carbon power systems*. Applied Energy, 2016. **161**: s. 48-74.
76. MacDonald, A.E., et al., *Future cost-competitive electricity systems and their impact on US CO2 emissions*. Nature Climate Change, 2016. **6**(5): s. 526-531.
77. Adam Minter. *China Wants to Power the World*. 2016 [sitert 2016 11.05.]; Tilgjengelig fra: <http://www.bloomberg.com/view/articles/2016-04-03/china-s-state-grid-wants-to-power-the-whole-world>.
78. Eric Baculinao. *China Unveils Proposal for \$50 Trillion Global Electricity Network*. 2016 [sitert 2016 11.05.]; Tilgjengelig fra: <http://www.nbcnews.com/business/energy/china-unveils-proposal-50-trillion-global-electricity-network-n548376>.
79. Sahand Behboodi, et al., *Renewable resources portfolio optimization in the presence of demand response*. Applied Energy, 2016. **162**: s. 139-148.
80. H. Gouzerh, S.O., N. Gourvitch, G. Masson,, *Quantitative Analysis of the Merit Order Effect from Photovoltaic Production in Key European Countries*, i *29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*. 2014.
81. Frank Sensfuß, M. Ragwitz, og M. Genoese, *The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany*. Energy Policy, 2008. **36**(8): s. 3086-3094.
82. Massachusetts Institute of Technology, *The Future of Solar Energy - AN INTERDISCIPLINARY MIT STUDY*. 2015.
83. Lori Bird, J.C., and Xi Wang,, *Wind and Solar Energy Curtailment: Experience and Practices in the United States*. 2014, National Renewable Energy Laboratory (NREL).
84. Kathy Chen, D.P. *China steps up efforts to tackle curtailment of renewable energy*. 2015 [sitert 2016 11.05.]; Tilgjengelig fra: <http://www.reuters.com/article/us-china-renewables-idUSKCN0SE0NG20151020>.
85. *Energilagring for et bærekraftig hjem*. [sitert 2016 11.05.]; Tilgjengelig fra: https://www.teslamotors.com/no_NO/powerwall.
86. *The Beauty of Iron-Flow Technology is Elemental*. [sitert 2016 11.05.]; Tilgjengelig fra: <http://www.essinc.com/products/technology/>.
87. *Grid Scale Energy Storage*. [sitert 2016 11.05.]; Tilgjengelig fra: <http://www.aresnorthamerica.com/grid-scale-energy-storage>.
88. Ramez Naam. *How Cheap Can Energy Storage Get? Pretty Darn Cheap*. 2015 [sitert 2016 11.05.]; Tilgjengelig fra: <http://rameznaam.com/2015/10/14/how-cheap-can-energy-storage-get/>.
89. *The Foundations of Science*. [sitert 2016 18.05.]; Tilgjengelig fra: <https://books.google.no/books?id=qrUkBQAAQBAJ&pg=PA129&lpg=PA129&dq=It+is+far+better+to+foresee+even+without+certainty+than+not+to+foresee+at+all&source=bl&ots=thpg9j3uqc&sig=MZE-Ulsvo4UKOVKoiD-rIOVUN1l&hl=no&sa=X&ved=0ahUKEwj0wNLKxOTMAhXFEywKHeVhBeEQ6AEIQDAF#v=onep>

- [age&q=It%20is%20far%20better%20to%20foresee%20even%20without%20certainty%20than%20not%20to%20foresee%20at%20all&f=false.](#)
90. *The First Energy Program, 1970s*. 2014 [sitert 2016 25.01.]; Tilgjengelig fra: <http://www.iiasa.ac.at/web/home/research/researchPrograms/Energy/1973-1979.html>.
 91. Elmar Kriegler, et al., *Diagnostic indicators for integrated assessment models of climate policy*. Technological Forecasting and Social Change, 2015. **90**: s. 45-61.
 92. D. Connolly, et al., *A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems*. Applied Energy, 2010. **87**(4): s. 1059-1082.
 93. Stefan Pfenninger, A. Hawkes, og J. Keirstead, *Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014. **33**: s. 74-86.
 94. Arnulf Grubler, et al., *Chapter 1 - Energy Primer*, in *Global Energy Assessment - Toward a Sustainable Future*. 2012: Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA and the International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria. s. 99-150.
 95. Brent Wanner, *Personlig kommunikasjon*, Kevin Johnsen, Redaktør. 2016.
 96. Matthew Winning. *Energy resource endowments - MESSAGE*. 2013 [sitert 2016 21.04.]; Tilgjengelig fra: <https://wiki.ucl.ac.uk/display/ADVIAM/Energy+resource+endowments+-+MESSAGE>.
 97. Matthew Winning. *Grid and infrastructure - MESSAGE*. 2013 [sitert 2016 21.04.]; Tilgjengelig fra: <https://wiki.ucl.ac.uk/display/ADVIAM/Grid+and+infrastructure+-+MESSAGE>.
 98. Matthew Winning. *Technological change - MESSAGE*. [sitert 2016 22.05.]; Tilgjengelig fra: <https://wiki.ucl.ac.uk/display/ADVIAM/Technological+change+-+MESSAGE>.
 99. Matthew Winning. *Technological change - MESSAGE*. 2015 [sitert 2016 21.04.]; Tilgjengelig fra: <https://wiki.ucl.ac.uk/display/ADVIAM/Technological+change+-+MESSAGE>.
 100. *ANNUAL ENERGY OUTLOOK 2015*. [sitert 2016 19.05.]; Tilgjengelig fra: <http://www.eia.gov/forecasts/archive/aeo15/>.
 101. U.S. Department of Energy, *Assumptions to the Annual Energy Outlook 2015*. 2015.
 102. U.S. Department of Energy, *The Electricity Market Module of the National Energy Modeling System: Model Documentation 2014*. 2014.
 103. U.S. Department of Energy, *Renewable Fuels Module*. 2015.
 104. U.S. Department of Energy, *Commercial Demand Module*. 2015.
 105. U.S. Department of Energy, *Residential Demand Module*. 2015.
 106. Frank M. Bass, *A Dynamic Model of Market Share and Sales Behavior*. 1963.
 107. K. Usha Rao og V.V.N. Kishore, *A review of technology diffusion models with special reference to renewable energy technologies*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2010. **14**(3): s. 1070-1078.
 108. N. Keseric, M. Saguan, og G. Hadjee. *Computer as thinking Agent: Modeling the European Power Markets using Agent-Based Simulation*. in *EUROCON 2005 - The International Conference on "Computer as a Tool"*. 2005.
 109. J. P. Deane, G. Drayton, og B.P. Ó Gallachóir, *The impact of sub-hourly modelling in power systems with significant levels of renewable generation*. Applied Energy, 2014. **113**: s. 152-158.
 110. Patrick Eser, et al., *Effect of increased renewables generation on operation of thermal power plants*. Applied Energy, 2016. **164**: s. 723-732.
 111. Evelina Trutnevyte, *Does cost optimization approximate the real-world energy transition?* Energy, 2016. **106**: s. 182-193.
 112. *About Us*. [sitert 2016 12.05.]; Tilgjengelig fra: <https://www.sparklibrary.com/about-us/>.
 113. Alex Gilbert, *Personlig kommunikasjon*, Kevin Johnsen, Redaktør. 2016.
 114. *Niels Bohr*. [sitert 2016 16.05.]; Tilgjengelig fra: https://en.wikiquote.org/wiki/Niels_Bohr.
 115. T. Wiesenthal et al, *Technology Learning Curves for Energy Policy Support*. 2012.
 116. Linda Argote og Dennis Epple, *Learning Curves in Manufacturing*. Science, 1990. **247**(4945): s. 920-924.

117. P. Criqui, M.S., Menanteau P., Kitous A., *Mitigation strategies and energy technology learning: An assessment with the POLES model*. Technological Forecasting and Social Change, 2015. **90**: s. 119-136.
118. Jamasb Tooraj, *Technical Change Theory and Learning Curves: Patterns of Progress in Electricity Generation Technologies*. The Energy Journal, 2007. **28**(3): s. 51-71.
119. Ger Klaassen, et al., *The impact of R&D on innovation for wind energy in Denmark, Germany and the United Kingdom*. Ecological Economics, 2005. **54**(2-3): s. 227-240.
120. William D. Nordhaus, *The Perils of the Learning Model For Modeling Endogenous Technological Change*. 2009.
121. IEA, *Power Generation in the New Policies and 450 Scenarios - Assumed investment costs, operation and maintenance costs and efficiencies in the IEA World Energy Investment Outlook 2014*. 2014: <http://www.worldenergyoutlook.org/weomodel/investmentcosts/>.
122. U.S. Department of Energy, *Electricity Market Module*. 2015.
123. IEA, *World Energy Outlook 2014*. 2014: IEA.
124. Chris Werner, A.G., Christian Breyer, Sinead Orlandi, Gaëtan Masson,, *LATEST DEVELOPMENTS IN GLOBAL INSTALLED PHOTOVOLTAIC CAPACITY AND HIDDEN GROWTH MARKETS*, i *31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*. 2015.
125. IEA PVPS, *2015 SNAPSHOT OF GLOBAL PHOTOVOLTAIC MARKETS*. 2015.
126. Ian Clover. *Third phase of Dubai's DEWA solar project attracts record low bid of US 2.99 cents/kWh*. 2016 [sitert 2016 02.05.]; Tilgjengelig fra: http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/third-phase-of-dubais-dewa-solar-project-attracts-record-low-bid-of-us-299-cents-kwh_100024383/#axzz47XIXabUA.
127. IPCC Secretariat, *IPCC Factsheet: How does the IPCC review process work?* 2015.
128. InterAcademy Council, *Climate change assessments - Review of the processes and procedures of the IPCC*. 2010.
129. Eystein Jansen, *Personlig kommunikasjon*, Kevin Johnsen, Redaktør. 2016.
130. Helen Briggs. *Global climate deal: In summary*. 2015 [sitert 2016 26.05.]; Tilgjengelig fra: <http://www.bbc.com/news/science-environment-35073297>.
131. Craig Morris. *Understanding record-low 3-cent solar in Dubai in context*. 2016 [sitert 2016 23.05.]; Tilgjengelig fra: <http://energytransition.de/2016/05/understanding-record-low-3-cent-solar-in-dubai-in-context/>.
132. David Howarth, B.M. *Renewable Energy Faces Daytime Curtailment In California*. [sitert 2016 11.05.]; Tilgjengelig fra: http://nawindpower.com/online/issues/NAW1412/FEAT_04_Renewable-Energy-Faces-Daytime-Curtailment-In-California.html.

Del 5

Vedlegg

12 VEDLEGG

12.1 VEDLEGG - LÆREKURVER OG LÆRERATE:

Her er en oversikt over forskjellige lærekurver som er funnet av forskjellige rapporter, artikler og publikasjoner satt opp systematisk etter årstall, systemnivå og type celle, så det kan sammenlignes med læreraten WEM bruker:

Titel:	Link/ Source	Year published:	Year of data collection:	LC-method	Type of PV-technology	System level (System, module, cell)	Empirical cost estimated learning curve (%)	Lower empiric price estimated learning curve (%)	Upper empiric price estimated learning curve (%)	Comment	
Module:											
1 POTENTIAL FOR COST REDUCTION OF PV TECHNOLOGY – IMPACT OF CHEETAH RESEARCH INNOVATIONS	http://becquerelinstitute.org/wp-content/uploads/2015/10/7-DV.4.23-Potential-for-Cost-Reduction-of-PV-Technology.pdf	2015	2015	LC	c-Si	Modul			21,2	21,2	"The learning rates are then the following ones: 20.3% before the shortage, -7.7% during the shortage (which means prices went up) and since then 38.4%." "Considering the polysilicon shortage as incident [...] The learning rate is then closer to the historically accepted one, with 21.2%"
2 PV LCOE in Europe 2015-2050	https://www.researchgate.net/publication/281939918_PV_LCOE_in_Europe_2015-2050	2015	2014, 2015, 2014	LC	c-Si	Modul			19	23	"the learning rate has been about 20%. International Energy Agency (IEA) Technology Roadmap for Solar Photovoltaic Energy [2], Fraunhofer ISE [3] and SEMI International Technology Roadmap for Photovoltaic [4] report historical learning rates between 19% and 23%"
3 BNEF New Energy Outlook Solar	http://www.bloomber.com/company/new-energy-outlook/	2015	2015		c-Si	Modul			24,2		"The cost of PV modules has fallen since 1976 in line with an 'experience curve' - i.e. inflation-adjusted cost declines by approximately 24.2 % with every doubling of cumulative capacity"
4 International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV)	http://www.itrpv.net/Reports/Downloads/2015/Energ\1 - Masteroppgave\2 - Rapporten\IEA\TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy_2014edition.pdf	2015	2014			Modul			21,5	21,5	"This indicates that for every doubling of cumulative PV module shipments, the average selling price decreases with a learning rate (LR) of about 21%. The large deviations from this LR plot in Fig.1 are caused by the tremendous market fluctuations between 2003 and 2013"
5 Technology Roadmap - Solar Photovoltaic	http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148112007641	2014	2014		c-Si	Modul			20	20	"The historical learning rate of 20% could be maintained over the next few years by introducing new double- and single-sided contact cell concepts with improved Si-wafers, as well as improved cell front and rear sides and better module technologies (ITRPV, 2014)"
6 Re-considering the economics of photovoltaic power	http://www.eupvsec-proceedings.com/proceedings?paper=12834	2011	2012, 2010, 2010		c-Si	Modul			15	24	"PV module factory prices (Fig. 1) have historically decreased at a rate (price experience factor) of 15–24% and [4], [17] and [18]."
7 PV LEARNING CURVES: PAST AND FUTURE DRIVERS OF COST REDUCTION	http://www.eupvsec-proceedings.com/proceedings?paper=12834	2011		LC	c-Si	Modul			17	17	"Prior to this kink, i.e. between 1976 and 1988, a very high learning rate of almost 30% is derived, whereas the current trend of reducing PV module cost amounts to approximately 17% per doubling of cumulative production output!"
8 The status and prospects of renewable energy for combating global warming	http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988310001908	2011	2010		c-Si	Modul			25	25	"Crystalline silicon PV module prices in 2010\$. Historic prices and a simple experience curve reflecting a 25% learning factor."
Mean c-Si									20,3625	18,9625	
9 POTENTIAL FOR COST REDUCTION OF PV TECHNOLOGY – IMPACT OF CHEETAH RESEARCH INNOVATIONS	http://becquerelinstitute.org	2015	2015	LC	CdTe	Modul			19,7	39	"Moreover the cost learning curve is perfectly parallel with the c-Si price decline, which would tend to indicate that the dominant actor on the market (c-Si) imposes its trends to the other competing technology (CdTe). In that respect, the cost curve of CdTe that looks much more robust should be considered instead of the price curve and we will consider 19.7% as the standard learning rate for CdTe."
10 POTENTIAL FOR COST REDUCTION OF PV TECHNOLOGY – IMPACT OF CHEETAH RESEARCH INNOVATIONS	http://becquerelinstitute.org	2015	2015	LC	CIGS	Modul			8,3	9	"The improvement rate for CIGS is much smaller than the one associated to c-Si and CdTe. This might indicate a reduced potential for this technology on the medium term or the difficulty to conclude to early useful results since the number of data points are not offering a long-term view"
11 PV LEARNING CURVES: PAST AND FUTURE DRIVERS OF COST REDUCTION	http://www.eupvsec-proceedings.com/proceedings?paper=12834	2011		LC	CdTe	Modul			16	16	"The 16% CdTe learning rate compares with the c-Si module learning rate of roughly 17%."

Titel:	Link/ Source	Year published:	Year of data collection:	LC-method	Type of PV-technology	System level (System, module, cell)	Empirical cost estimated learning curve (%)	Lower empiric price estimated learning curve (%)	Upper empiric price estimated learning curve (%)	Comment	
System:											
1	BNEF New Energy Outlook Solar	http://www.bloomberg.com/	2015	2015		System			10	25	"Learning rates for these hvae been assumed in different scenarios between 10% and 25"
2	World Energy Outlook '14	http://www.worldenergyoutlook.org/	2014	2012		System - Storskala			18	18	
3	World Energy Outlook '14	http://www.worldenergyoutlook.org/	2014	2012		System - Bygging			18	18	
4	PV LEARNING CURVES: PAST AND FUTURE DRIVERS OF COST REDUCTION	http://www.eupvsec-proceedings.org/	2011		LC	All			13,9	13,9	"In summary, this investigation of global PV system prices indicates that the average cost of PV systems reduces by approximately 14% as the cumulated installations double. This finding is highly relevant for all future market potential analyses"
Mean System									14,975	18,725	
Other:											
1	Re-considering the economics of photovoltaic power	http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148112007641	2013	2012		BoS			19	22	" The BOS components experienced a 19%–22% learning rate [4]. "
2	POTENTIAL FOR COST REDUCTION OF PV TECHNOLOGY – IMPACT OF CHEETAH RESEARCH INNOVATIONS	http://becquerelinstitute.org/	2015	2015	LC	c-Si	Celle		26,9	26,9	"One element must be noticed though; it is assumed that the cost of all these non-PV components was stable in absolute terms from a module at 10 USD/Wp and a module at 0.5 USD/Wp. This is of course not the case since the cost of some of these components has also decreased over time thanks to massive industrialization"

12.2 VEDLEGG - LCOE:

Her er en oversikt over forskjellige LCOE-estimat som er funnet i forskjellige rapporter, artikler og publikasjoner satt opp systematisk etter årstall, systemnivå og type, så det kan sammenlignes med de kostnadsestimatene som WEM bruker.

Table of different LCOE estimates:

Titel:	Link/ Source	Year published:	Year of data collection:	Type of PV-technology	System level (System, module, cell)	Region:	CAPEX	OPEX	WAAC	Capacity factor	Expected lifetime / economical lifetime [years]	LCOE in given currency	LCOE (\$2015/MWh)	Lower LCOE (\$2015/MWh)	Upper LCOE (\$2015/MWh)	Expected LCOE, in 2030 (\$2015/MWh)	Expected lower LCOE, in 2030 (\$2015/MWh)	Expected upper LCOE, in 2030 (\$2015/MWh)	Comments:
LAZARD'S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS—VERSION 9.0	https://www.lazard.com/media/2390/lazard-s-levelized-cost-of-energy-analysis-9.0.pdf	2015	2015	c-Si	system	USA					0,21	20-30	\$		70	193			"(a) Low end assumes a crystalline utility-scale solar fixed-tilt design, as tracking technologies may not be available in all geographies. High end assumes a rooftop C&I solar system.(b)Low end assumes a crystalline utility-scale solar fixed-tilt design with a capacity factor of 21% "

Table of different LCOE estimates:																				
Title:	Link/Source	Year published:	Year of data collection:	Type of PV-technology	System level (System, module, cell)	Region:	CAPEX	OPEX	WAAC	Capacity factor	Expected lifetime / economical	Currency	LCOE in given currency	LCOE (\$2015/MWh)	Lower LCOE (\$2015/MWh)	Upper LCOE (\$2015/MWh)	Expected LCOE, in 2030 (\$2015/MWh)	Expected lower LCOE, in 2030 (\$2015/MWh)	Expected upper LCOE, in 2030 (\$2015/MWh)	Comments:
2 N 9.0	https://www.lazard.com/media/2390/lazard-s-levelized-cost-of-energy-analysis-90.pdf	2015	2015	c-Si	system - large scale	South west US	\$1,750-\$1,500	\$13.00-\$10.00	0,08	0,30-0,21		\$			58	70				"Here and throughout this presentation, unless otherwise indicated, analysis assumes 60% debt at 8% interest rate and 40% equity at 12% cost for both conventional and Alternative Energy generation technologies. (a) Analysis excludes integration costs for intermittent technologies. A variety of studies suggest integration costs ranging from \$2.00 to \$10.00 per MWh. (b) Low end represents single-axis tracking system. High end represents fixed-tilt design. Assumes 30 MW system in high insolation jurisdiction (e.g., Southwest U.S.). Does not account for differences in heat coefficients, balance-of-
3 N 9.0	https://www.lazard.com/media/2390/lazard-s-levelized-cost-of-energy-analysis-90.pdf	2015	2015	Thin film	system - large scale	South west US	\$1,600-\$1,400	\$13.00-\$10.00	0,08	0,32-0,23		\$			50	60				Same as above
4 N 9.0	https://www.lazard.com/media/2390/lazard-s-levelized-cost-of-energy-analysis-90.pdf	2015	2015	c-Si	Rooftop - residential	South west US	\$4,100-\$5,300	\$17.50-\$22.50	0,08	0,25-0,20		\$			184	300				Same as above
5 N 9.0	https://www.lazard.com/media/2390/lazard-s-levelized-cost-of-energy-analysis-90.pdf	2015	2015	c-Si	Rooftop - C&I	South west US	\$2,600-\$3,750	\$15.00-\$20.00	0,08	0,25-0,20		\$			109	193				Same as above

Table of different LCOE estimates:																				
Title:	Link/Source	Year published:	Year of data collection:	Type of PV-technology	System level (System, module, cell)	Region:	CAPEX	OPEX	WAAC	Capacity factor	Expected lifetime / economical	Currency	LCOE in given currency	LCOE (\$2015/MWh)	Lower LCOE (\$2015/MWh)	Upper LCOE (\$2015/MWh)	Expected LCOE, in 2030 (\$2015/MWh)	Expected lower LCOE, in 2030 (\$2015/MWh)	Expected upper LCOE, in 2030 (\$2015/MWh)	Comments:
6 N 9.0	https://www.lazard.com/media/2390/lazard-s-levelized-cost-of-energy-analysis-90.pdf	2015	2015	c-Si	Rooftop - community	South west US	\$2,000-\$2,800	\$12.00-\$16.00	0,08	0,25-0,20		\$			78	136				Same as above
7 Solar, June 2015	http://www.bloomberg.com/company/new-energy-outlook/	2015	2015		system - large scale	China				0,12-0,18		\$			87	125		52	75	Approximately, from Figure 5

Table of different LCOE estimates:																				
Titel:	Link/ Source	Year published:	Year of data collection:	Type of PV- technology	System level (System, module, cell)	Region:	CAPEX	OPEX	WAAC	Capacity factor	Expected lifetime / economical	Currency	LCOE in given currency	LCOE (\$2015/MWh)	Lower LCOE (\$2015/MWh)	Upper LCOE (\$2015/MWh)	Expected LCOE in 2030 (\$2015/MWh)	Expected lower LCOE, in 2030 (\$2015/MWh)	Expected upper LCOE, in 2030 (\$2015/MWh)	Comments:
8	New Energy Outlook 2015 - Solar, June 2015	http://www.bloomberg.com/company/new-energy-outlook/	2015	2015	system - large scale	India				0,16-0,21		25 \$			90	122		40	52	Approximately, from Figure 6
9	New Energy Outlook 2015 - Solar, June 2015	http://www.bloomberg.com/company/new-energy-outlook/	2015	2015	system - large scale	Europe				0,10-0,18		25 \$			90	175		75	140	Approximately, from Figure 7
10	New Energy Outlook 2015 - Solar, June 2015	http://www.bloomberg.com/company/new-energy-outlook/	2015	2015	system - large scale	USA				0,11-0,21		25 \$			100	190		78	140	Approximately, from Figure 8
11	The Future of solar energy	http://mitel.mit.edu/futureofsolar	2015		mC-si	system - large scale	USA, California/Massachusetts					25 \$			105	158				"These figures assume no subsidies." and "with output from the modules degrading at a rate of 1% per year, so that output in the 25th year equals approximately 79% of output in the first year." and "These projects are assumed to be ground-mounted, fixed-tilt arrays using multicrystalline silicon PV modules with a dc peak power of 310W and a power conversion efficiency of 16%. The direct-current-to-alternating-current (dc-to-ac) derate factor of approximately 0.86 was estimated following NREL. The total dc-to-ac derate factor of 0.86 includes inverter and transformer inefficiencies (0.977), module-to-module mismatch (0.980), blocking diode and connection losses (0.995), dc wiring losses (0.980), ac wiring losses (0.990), soiling loss (0.950), and system downtime (0.980). We do not include losses due to nameplate rating error, shading effects, and tracking error. For further discussion, see
12	Annual Technology Baseline (ATB) workbook	http://www.nrel.gov/analysis/data_tech_baseline.html	2015	2013	system - large scale	USA	2647	18	0,089	0,14;0,20;0,28		20 \$			116	233		97;68;48	177;124;89	2030 LCOE in accordance to capacity factor for low, mid and high PV scenario

Table of different LCOE estimates:																				
Titel:	Link/ Source	Year published:	Year of data collection:	Type of PV- technology	System level (System, module, cell)	Region:	CAPEX	OPEX	WAAC	Capacity factor	Expected lifetime / economical	Currency	LCOE in given currency	LCOE (\$2015/MWh)	Lower LCOE (\$2015/MWh)	Upper LCOE (\$2015/MWh)	Expected LCOE in 2030 (\$2015/MWh)	Expected lower LCOE, in 2030 (\$2015/MWh)	Expected upper LCOE, in 2030 (\$2015/MWh)	Comments:
13	Discussion Draft of NREL 2016 Annual Technology Baseline	http://www.nrel.gov/analysis/docs/ATB_2016_draft_public_2016-03-18.xlsx	2016	2014	system - large scale	USA	2024	17	0,081	0,14;0,20;0,28		20 \$			84	168		58; 40;29	163; 114; 81	2030 LCOE in accordance to capacity factor for low, mid and high PV scenario
14	Discussion Draft of NREL 2016 Annual Technology Baseline	http://www.nrel.gov/analysis/docs/ATB_2016_draft_public_2016-03-18.xlsx	2016	2014	Rooftop	USA	3285	20	0,081	0,125; 0,161; 0,207		20 \$			181	300		102; 79; 61	284; 220; 171	2030 LCOE in accordance to capacity factor for low, mid and high PV scenario

Table of different LCOE estimates:

Titel:	Link/Source	Year published:	Year of data collection:	Type of PV-technology	System level (System, module, cell)	Region:	CAPEX	OPEX	WAAC	Capacity factor	Expected lifetime / economical	LCOE in given currency	LCOE (\$2015/MWh)	Lower LCOE (\$2015/MWh)	Upper LCOE (\$2015/MWh)	Expected LCOE in 2030 (\$2015/MWh)	Expected lower LCOE, in 2030 (\$2015/MWh)	Expected upper LCOE, in 2030 (\$2015/MWh)	Comments:	
16	Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition	2015	2015		Rooftop	world						\$	186	125	499	110	77	389	From: Table 9.6: LCOE for solar PV in 2015 and 2030, 2DS. "LCOE calculations are based on a discount rate of 7%. Ranges reflect regional differences in costs and solar conditions"	
17	Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy 2014	2014	2014		system - large scale	world						\$	177	177,211	119,14161	318,37842	81,09639	56,06664	139,16541	built utility-scale PV plants to 2050 (USD/MWh) in the hi-Ren Scenario. "All LCOE calculations in this table rest on 8% real discount rates as in ETP 2014 (IEA, 2014b).
18	Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy 2014	2014	2014		Rooftop	world						\$	201	201,239	135,16065	539,64141	102,12138	69,07497	231,27489	From: Table 5: Projections for LCOE for new-built rooftop PV systems to 2050 (USD/MWh) in the hi-Ren Scenario "All LCOE calculations in this table rest on 8% real discount rates as in ETP 2014 (IEA, 2014b). Actual LCOE might be lower with lower WACC"
19	Re-considering the economics of photovoltaic power	2013	2012	C-Si		World						\$	110-250	113,5563	254,3575				"According to BNEF, the current (Q1, 2012) levelized cost ranges from \$0.11/kWh to \$0.25/kWh"	

Table of LCOE estimates calculated based on IEA information from WEO:

Titel:	Link/ Source	Year published:	Year of data collection:	Type of PV- technology	System level (System, module, cell)	Region:	CAPEX	OPEX	WAAC	Capacity factor	Expected lifetime / economical	LCOE in given currency	LCOE (\$2015/MWh)	Lower LCOE (\$2015/MWh)	Upper LCOE (\$2015/MWh)	Expected LCOE, in 2035 (\$2015/MWh)	Expected lower LCOE, in 2035 (\$2015/MWh)	Expected upper LCOE, in 2035 (\$2015/MWh)	Comments:	
World Energy Outlook 2014	http://www.worldenergyoutlook.org/media/worldenergyoutlook2014/weio/WEO2014_PGAssumpt ions.xlsx	14	12		System - Large Scale	Europa United States	2490	25	0,08	0,13	20-25	\$2012	231,46	238,94			111,29		Numbers from NPS. "The weighted average cost of capital (pre-tax) is assumed to be 8% in the OECD and 7% in non-OECD countries." and "The lifetimes of wind and solar PV installations are assumed to have a distribution centred around 25 years, ranging from 20 to 30 years" is taken from the WEO15, not WEO14, but as I couldn't find any information on this in WEO14 it is assumed that they use the same. Calculation and assumptions are from Agora Energiewende (2015): Calculator of Levelized Cost of Electricity for Photovoltaics; www.agora-energieunde.org/pv-cost	
World Energy Outlook 2014	Same as above	14	12		System - Large Scale	Japan	3000	32	0,08	19%	20-25	\$2012	191,82	198,02			114,46			Same as above
World Energy Outlook 2014	Same as above	14	12		System - Large Scale	Russia	2950	30	0,08	12%	20-25	\$2012	297,25	306,86			145,04			Same as above
World Energy Outlook 2014	Same as above	14	12		System - Large Scale	China	3200	33	0,08	12%	20-25	\$2012	322,80	333,23			199,25			Same as above
World Energy Outlook 2014	Same as above	14	12		System - Large Scale	India	1850	18	0,08	16%	20-25	\$2012	139,50	144,01			72,76			Same as above
World Energy Outlook 2014	Same as above	14	12		System - Large Scale	Middle East	2120	21	0,08	16%	20-25	\$2012	160,02	165,19			77,65			Same as above
World Energy Outlook 2014	Same as above	14	12		System - Large Scale	Africa	2690	27	0,08	20%	20-25	\$2012	162,48	167,73			87,09			Same as above
World Energy Outlook 2014	Same as above	14	12		System - Large Scale	Brazil	2590	26	0,08	20%	20-25	\$2012	156,46	161,52			86,54			Same as above
World Energy Outlook 2014	Same as above	14	12		System - Large Scale		2550	26	0,08	16%	20-25	\$2012	192,86	199,10			98,4			Same as above
World Energy Outlook 2014	Same as above	14	12		Buildings	Europa United States	3250	33	0,08	12%	20-25	\$2012	327,33	337,91			179,66			Same as above
World Energy Outlook 2014	Same as above	14	12		Buildings	Japan	4450	45	0,08	16%	20-25	\$2012	335,73	346,58			203,28			Same as above
World Energy Outlook 2014	Same as above	14	12		Buildings	Russia	5130	53	0,08	13%	20-25	\$2012	477,21	492,63			277,83			Same as above
World Energy Outlook 2014	Same as above	14	12		Buildings	China	3710	37	0,08	9%	20-25	\$2012	497,15	513,23			275,32			Same as above
World Energy Outlook 2014	Same as above	14	12		Buildings	India	2050	21	0,08	14%	20-25	\$2012	177,44	183,18			96,32			Same as above
World Energy Outlook 2014	Same as above	14	12		Buildings	Middle East	2530	25	0,08	15%	20-25	\$2012	203,49	210,07			112,63			Same as above
World Energy Outlook 2014	Same as above	14	12		Buildings		3670	37	0,08	17%	20-25	\$2012	260,64	269,07			123,59			Same as above
World Energy Outlook 2014	Same as above	14	12		Buildings	Africa	3540	35	0,08	16%	20-25	\$2012	266,65	275,27			135,37		Same as above	
World Energy Outlook 2014	Same as above	14	12		Buildings	Brazil	3420	34	0,08	14%	20-25	\$2012	294,59	304,12			144,65		Same as above	