



Norges miljø- og  
biovitenskapelige  
universitet

Masteroppgave 2016 30 stp  
Institutt for matematiske realfag og teknologi

# Implementering av læringskurver som metode for beregning av investeringskostnader for fremtidig produksjon

Johanne Stake  
Miljøfysikk og fornybar energi

## Forord

Denne masteroppgaven er skrevet ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU) utført ved Institutt for matematiske realfag og teknologi ved Fakultet for miljøvitenskap og teknologi.

Masteroppgaven markerer slutten på et 5-årig masterstudium i miljøfysikk og fornybar energi.

Oppgaven er utført for Statnett og jeg vil gjerne takke mine gode veiledere Matthias Hofman, Karin Løvebrant Væstermark og Ane M. Elgesem for all hjelp og veiledning på veien. Jeg vil også rette en takk til min hovedveileder Sonja Monica Berlijn for alle gode råd og for at jeg fikk mulighet til å skrive masteroppgaven i samarbeid med Statnett.

# Sammendrag

## Bakgrunn for oppgaven

Dagens energisystem er under kontinuerlig utvikling, og stadig mer fornybar kraft blir installert. Det er viktig for Statnett å følge utviklingen, for å kunne møte de utfordringer morgendagens energisystem medbringer. Mer uregulerbar kraft kan by på utfordringer for nettet. Derfor er det viktig for Statnett å vite hvor stor andel av produksjonen fornybar energi utgjør i fremtidens energisystem. Dette for å planlegge videre nettutvikling. Kostnadsutviklingen til fornybar energi, er helt avgjørende for den fremtidige utbredelsen av den aktuelle energikilden, og derfor er det også viktig for Statnett å følge forventet kostnadsutvikling til fornybare teknologier.

## Mål for oppgaven

Denne oppgaven skal forbedre grunnlaget for å estimere fremtidig utvikling i investeringskostnadene til sol- og vindkraft. Oppgaven skal gi Statnett et godt utgangspunkt for å lage gode estimat for kostnadsutviklingen til sol og vind. Jeg har forbedret kostnadsdatabasen til Statnett og opprettet læringskurver for solkraft og vindkraft. Jeg har etablert scenarier for fremtidig produksjon av sol- og vindkraft og undersøkt hvor lave levetidskostnader det kan bli mulig å oppnå ved eventuelle teknologiske forbedringer.

## Metode

Jeg etablerte læringskurver for sol- og vindkraft basert på historiske kostnader og global akkumulert kapasitet. Læringskurven ble anvendt for å estimere fremtidige scenarier for investeringskostnaden til fotovoltaiske system i Europa og for vindturbiner.

## Resultater

Hovedresultatene er følgende:

- For PV-systemer i Europa kom jeg frem til en læringsrate på 23%, dette er en like høy læringsrate som for solmoduler
- Den laveste LCOE (levelised cost of electricity) verdien for solkraft som det er mulig å oppnå med dagens solcelleteknologi er mellom 49 €/MWh og 63 €/MWh i 2040.
- For vindturbiner kom jeg frem til en læringsrate på 7%
- Ved en kapasitetsfaktor på 50% kan det være mulig å oppnå en LCOE verdi mellom 20 €/MWh og 25 €/MWh.

## Abstract

The power system is constantly changing and an increased amount of renewable power are being installed. It is important for Statnett to follow the development of the power system, in order to meet the challenges of the future, and to plan further network development. Therefore, it is important for Statnett to know what share the electricity produced by renewable energy represents in the future of power system. The cost development of renewable energy is crucial for the future development of renewables, therefore it is important for Statnett to follow anticipated cost trends for renewable technologies.

### Goals of the report

This report will improve the basis for estimating future developments in investment costs of solar and wind power. The assignment will provide Statnett a solid basis for making good estimates of the cost to sun- and wind power. I have improved a cost database belonging to Statnett and created learning curves for solar, and wind power. I have established scenarios for future production of solar and wind power, and examined how low lifetime costs it can be possible to achieve by technological improvements.

### Method

I have established learning curves for solar and wind power based on historical costs and global cumulative capacity. The learning curve are used as a tool to estimate future scenarios for the investment cost for photovoltaic systems in Europe and for wind turbines.

### Results

Main results are as follows:

- For PV systems in Europe, I found a learning rate of 23%, this is an equally high learning rate as for solar modules
- The lowest LCOE (levelised cost of electricity) value of solar power that is possible to achieve with today's technology is between 49 €/MWh and 63 €/MWh in 2040.
- For wind turbines I found a learning rate of 7%
- At a capacity factor of 50% it may be possible to achieve a LCOE value between 20 €/MWh and 25 €/MWh

## Innholdsfortegnelse

Forord .....	I
Sammendrag.....	II
Abstract .....	III
Figuroversikt .....	V
Tabelloversikt .....	VI
1 Innledning .....	1
2 Metode og teori – læringskurver og levelised cost of electricity .....	3
2.1 Kostandsdatabasen .....	3
2.2 Fremgangsmåte .....	4
2.3 Læringskurve for investeringskostnader .....	5
2.4 LCOE - «Levelised cost of electricity» .....	7
3 Fremtidig kostnadsutvikling til solkraft .....	8
3.1 Estimering av læringsrate for solkraft .....	8
3.2 Scenarier for videre utbygging av solkraft.....	11
3.3 Utvikling av investeringskostnaden for solkraft .....	13
3.4 Utvikling av LCOE for PV-systemer .....	16
3.5 Virkningsgradens innvirkning på LCOE .....	17
4 Fremtidig kostnadsutvikling for vindkraft .....	20
4.1 Estimering av læringsrate for vindkraft.....	21
4.2 Scenarier for videre utbygging av vindkraft .....	24
4.3 Utvikling av investeringskostnaden for vindkraft.....	27
4.4 Utvikling av LCOE for onshore vindkraft.....	30
4.5 Kapasitetsfaktorens innvirkning på LCOE.....	31
5 Diskusjon.....	33
5.1 Solkraft.....	33
5.2 Vindkraft.....	34
5.3 Læringskurve som metode .....	35
6 Vedlegg.....	36
7 Referanser .....	39

## Figuroversikt

Figur 1: Foto fra Thinkstock.com [52].....	2
Figur 2: Utsnitt av kostnadsdatabasen Statnett har etablert.....	3
Figur 3: Flytskjema som illustrerer min fremgangsmåte.....	4
Figur 4: Eksempel som illustrerer sammenhengen mellom enhetskostnader og antall produserte enheter.....	5
Figur 5: Eksempel på læringskurve.....	6
Figur 6: Viser utviklinger i global akkumulert kapasitet og investeringskostnaden for PV-system i Europa.....	8
Figur 7: Kostnadsfordelingen til et PV-system installert i Tyskland i 2013/2014.....	9
Figur 8: Faktaboks.....	9
Figur 9: Læringskurven til PV-system installert i Europa i perioden 2001-2014.....	10
Figur 10: Årlig global installert kapasitet i perioden 2001-2015.....	11
Figur 11: Estimerte scenarier for fremtidig global installert kapasitet av solkraft frem til 2040.....	12
Figur 12: Læringskurven for PV-system i Europa og estimerte verdier investeringskostnadene til PV-system i Europa for 2020- 2040.....	13
Figur 13: Utviklingen av investeringskostnaden til PV-system for optimistisk og moderat scenario frem til 2040.....	14
Figur 14: Sammenligning av mine estimerte scenarier for utvikling av investeringskostnadene til PV-system i Europa med scenario lav og høy basert på kostnadsdatabasen.....	15
Figur 15: Faktaboks.....	17
Figur 16: Utviklingen av virkningsgraden til solceller med silisium.....	18
Figur 17: Utvikling av LCOE ved økning av kapasitetsfaktoren.....	19
Figur 18: Faktaboks. Foto fra Vestavind Kraft [53].....	20
Figur 19: Viser utviklingen av global akkumulert kapasitet og investeringskostnad for vindturbiner i perioden 1981-2015.....	21
Figur 20: Viser kostnadsfordelingen til vindkraft installert i 2014.....	22
Figur 21: Læringskurven for investeringskostnadene til vindturbin for perioden 1984-2015.....	23
Figur 22: Viser utviklingen i årlig installert kapasitet for perioden 1997-2015.....	24
Figur 23: Faktaboks.....	25
Figur 24: Faktaboks.....	25
Figur 25: Estimerte scenarier for fremtidig global installert kapasitet av vindkraft frem til 2040.....	26
Figur 26: Læringskurven for vindturbiner og estimerte verdier for investeringskostnadene til vindturbiner for 2020-2040.....	27
Figur 27: Utviklingen av investeringskostnaden til vindturbiner for optimistisk og moderat scenario frem til 2040.....	28
Figur 28: Sammenligning av mine estimerte scenarier for utvikling av investeringskostnadene til vindturbiner med scenario lav og høy basert på kostnadsdatabasen.....	29
Figur 29: Utviklingen av kapasitetsfaktoren til vindturbiner i EU.....	31
Figur 30: Utviklingen til LCOE for vindkraft ved økende kapasitetsfaktor.....	32

## Tabelloversikt

Tabell 1: Oversikt over inputparameterne ved beregning av LCOE for solkraft. ....	16
Tabell 2: LCOE for solkraft. ....	16
Tabell 3: Oversikt over inputparameterne brukt ved beregning av LCOE til vindkraft. ....	30
Tabell 4: LCOE for vindkraft for optimistisk og moderat scenario. ....	30
Tabell 5: Oversikt over forventet global akkumulert kapasitet for solkraft frem mot 2050, hentet fra litteraturen. ....	36
Tabell 6: Oversikt over antatt økning årlig installert kapasitet for solkraft frem til 2040. ....	36
Tabell 7: Oversikt over scenarier for fremtidig global akkumulert kapasitet solkraft ....	36
Tabell 8: Scenarier for investeringskostnaden til PV-system. ....	36
Tabell 9: Estimerte verdier for investeringskostnaden for PV-system, basert på databasen ....	37
Tabell 10: Oversikt over scenarier for fremtidig global akkumulert kapasitet vindkraft, hentet fra litteraturen. ....	37
Tabell 11: Oversikt over antatt økning i årlig installert kapasitet vindkraft frem til 2040. ....	37
Tabell 12: Scenarier for fremtid installert kapasitet vindkraft. ....	38
Tabell 13: Oversikt estimerte scenarier for investeringskostnaden til vindturbiner frem mot 2040. ....	38
Tabell 14: Estimerte scenarier for investeringskostnaden til vindkraft basert på databasen. ....	38

# 1 Innledning

## Bakgrunn

Dagens energisystemet er under forandring, og som en følge av klimamål er det antatt at det vil bli en vesentlig økning i andelen av fornybar kraftproduksjon i årene som kommer. Europakommisjonen forventer at fornybar energi vil utgjøre en andel på 27% av den totale energietterspørselen innen 2030 [45].

For Statnett er det viktig å følge utviklingen i energisystemet for å kunne møte fremtidens utfordringer og for å planlegge den videre nettutviklingen. Mer fornybar og uregulerbar kraft kan by på utfordringer for nettet. Derfor er det viktig for Statnett å vite hvor stor andel av kraftproduksjonen fornybar energikilder vil utgjøre i fremtidens energisystem.

Kostnadsutviklingen til fornybar energi er en avgjørende faktor for fremtidens utbredelse av fornybar kraftproduksjon. Den vil også ha betydning for hvor stor andel fornybar kraft vil utgjøre i fremtidens energisystem. Derfor er det viktig for Statnett å få mer kunnskap om kostnadsutviklingen til fornybar kraftproduksjon og vite hvor lave kostnader det kan være mulig å oppnå for de ulike fornybare energikildene.

Statnett analyserer kontinuerlig utviklingen i kraftsystemet og kraftmarkedet. En del av denne oppgaven er å følge med på kostnadsutviklingen for ny produksjon. Under høsten 2015 ble det derfor gjort et arbeid på å undersøke fremtidens utbyggingskostnader for vind, sol og batteri gjennom en litteraturstudie. En annen måte å forutsi kostnadsutviklingen er ved bruk av læringsrater. For å sikre gode estimat, ønsker Statnett å ta i bruk fremtidige kostnader estimert ut ifra læringskurver for sammenligning og kvalitetssikring av egne estimat.



## Mål

Vannkraft er en utbredt og moden teknologi, men sol- og vindkraft har et høyt potensiale for videre utvikling. Sol- og vindkraft er derfor fokusområdet for denne masteroppgaven. Masteroppgaven skal svare på hva kostnadene er for fremtidens investeringer i produksjon av sol,- og vindkraft. For å kunne svare på de oppgaver har jeg stilt følgende spørsmål:

1. Finnes det lærings- og vekstrater for de ulike teknologiene? Stemmer kostnadsestimatene til Statnett overens med lærings- og vekstratene? Viser de samme trend? Kan lærings- og vekstratene brukes til å forbedre kostnadsestimatene laget av Statnett?
2. Hvor lav LCOE (levelised cost of electricity) verdi er det mulig å oppnå for de ulike teknologiene (sol, vind) og hvor lav LCOE kan man oppnå ved eventuelle teknologiske forbedringer?



Figur 1: Foto fra Thinkstock.com [52]. Tillatelse til gjengivelse er innhentet fra rettighetshaver.

## 2 Metode og teori – læringskurver og levelised cost of electricity

### 2.1 Kostandsdatabasen

For å følge forventet kostnadsutvikling, har Statnett opprettet en kostnadsdatabase som inneholder estimerte verdier av fremtidige kostnader for solkraft, vindkraft, vannkraft og Li-ion batterier. De estimerte kostnadene i databasen er samlet inn fra eksterne kilder og rapporter. Databasen skal gi oversikt over forventet kostnadsutvikling frem til 2050 og skal gi et godt grunnlag for at Statnett kan etablere egne estimat for fremtidig kostnadsutvikling. Som et forarbeide til oppgaven, og for å få en bedre forståelse av hvordan Statnett estimerer fremtidig kostnadsutvikling, startet jeg arbeidet med oppgaven med å sette meg inn i databasen til Statnett. I tillegg gjorde jeg en liten jobb på databasen, for å gjøre den mer brukervennlig. Statnett hadde en gammel og en ny kostnadsdatabase og ønsket å slå i sammen disse to. Jeg overførte alle relevante data fra gammel database over til den nye, og jeg tilføyde relevante data fra nye publikasjoner som jeg kom over under research seinere. Databasen skulle også ha en enkel og god figurgenerering for å kunne sammenligne kostnadsestimatene fra databasen med Statnetts estimerte verdier. Jeg opprettet en god og brukervennlig figurgenerering, hvor man kan filtrere på type energikilde og type kostnad ( f.eks investeringskostnad eller vedlikeholdskostnad). Figur 2 viser et utsnitt av databasen.

Energikilde	År	Europe and US	INVESTERINGSKOSTNAD [Tusen Euro (2015) / MW] eller MW		FASTE KOSTNADER [Euro (2015) / MW / år]		VARIABLE KOSTNAD	
			Verdi	Enhet	Verdi2	Enhet3	Verdi4	Enhet5
Lion battery	2013	World	500	USD/kWh	397			
Wind offshore	2013	Europe and US						
Battery Storage	2014	US	500	USD/kWh	392	22	USD/kWh - gr	17229
Battery Storage	2014	US	750	USD/kWh	587	28	USD/kWh - gr	21536
Battery Storage	2017	US	300	USD/kWh	235	5	USD/kWh - gr	3916
Wind offshore	2020	World	4	\$/mMW	4070	140000	\$/MW	146091
Wind offshore	2020	World	4	\$/mMW	3809	120000	\$/MW	125221
Wind offshore	2020	World						
Wind onshore	2013	Europe	2	USD m/MW	1278	23000	USD/MW - gr	18264
Wind onshore	2013	Europe	2	USD m/MW	1641	28750	USD/MW - gr	22830
Wind onshore	2013	Sweden	2	USD m/MW	1263	19000	USD/MW - gr	15088
Wind onshore	2013	Sweden	2	USD m/MW	1358	21500	USD/MW - gr	17073
Wind onshore	2013	Denmark	2	USD m/MW	1199	20000	USD/MW - gr	15882
Wind onshore	2013	Denmark	2	USD m/MW	1278	22500	USD/MW - gr	17867
Wind offshore	2013	Western Europe	4	USD m/MW	3407	100000	USD/MW - gr	79408
Wind offshore	2013	Western Europe	6	USD m/MW	4828	160000	USD/MW - gr	127053
Solar PV	2013	Germany	2	USD m/MW	1294	60000	USD/MW - gr	47645
Solar PV	2013	Spain	2	USD m/MW	1294	25000	USD/MW - gr	18852
Solar PV	2013	Western Europe	2	USD m/MW	1882	40050	USD/MW - gr	31803
Solar PV	2013	Western Europe	5	USD m/MW	3994	99900	USD/MW - gr	79329
Solar PV	2013	Western Europe	2	USD m/MW	1271	26700	USD/MW - gr	21202
Solar PV	2013	Western Europe	5	USD m/MW	3597	66800	USD/MW - gr	52886
Lion battery	2014	Germany	400	\$/kWh	402	9	\$/kWh/year	8032
Lion battery	2014	Germany	750	\$/kWh	753	15	\$/kWh/year	15060
Lion battery	2023	Germany	250	\$/kWh	251	5	\$/kWh/year	5020
Lion battery	2023	Germany	450	\$/kWh	452	9	\$/kWh/year	9036
Lion battery	2033	Germany	200	\$/kWh	201	4	\$/kWh/year	4016
Lion battery	2033	Germany	350	\$/kWh	351	7	\$/kWh/year	7028
Lion battery	2050	Germany	150	\$/kWh	151	3	\$/kWh/year	3012
Lion battery	2050	Germany	220	\$/kWh	221	4	\$/kWh/year	4418

Figur 2: Utsnitt av kostnadsdatabasen Statnett har etablert.

## 2.2 Fremgangsmåte

Etableringen av scenarier for fremtidig utvikling av investeringskostnadene for sol- og vindkraft bestod av flere steg.

**Steg 1:** Første steg var å estimere en læringskurve for hver enkelt teknologi. Deretter måtte jeg estimere scenarier for forventet installert kapasitet frem til 2040 for sol- og vindkraft.

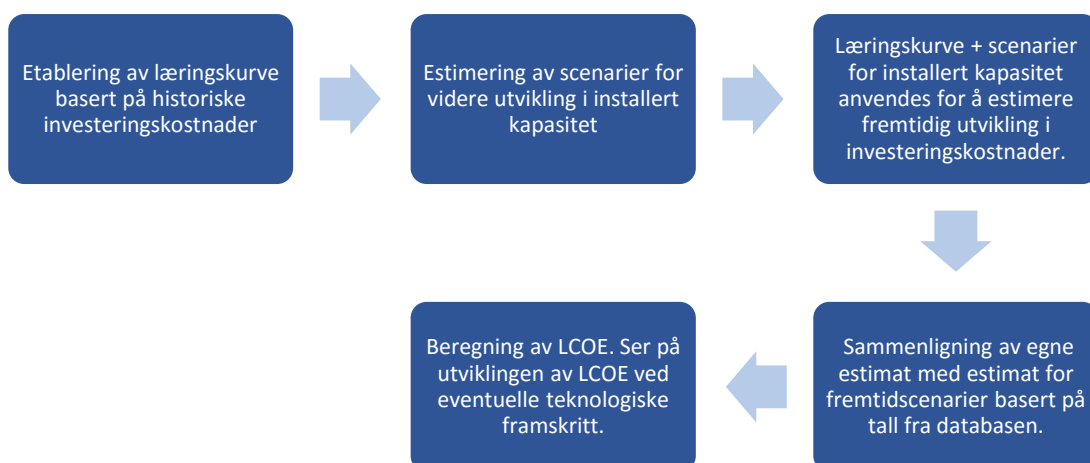
**Steg 2:** For å lage prognoser for fremtidig utvikling av global installert kapasitet, så jeg først bakover i tid og undersøkte hvordan den årlige utviklingen i installert kapasitet har vært de siste årene. Deretter gjorde jeg research for å undersøke hva som var forventet akkumulert kapasitet frem til 2040 i forskjellige rapporter og publikasjoner.

**Steg 3:** Her brukte jeg scenariene for installert kapasitet og den estimerte læringskurven for å estimere en forventet utvikling i investeringskostnadene til sol- og vindkraft.

**Steg 4:** Etter at scenariene for investeringskostnadene var etablert, sammenlignet jeg mine estimat med verdiene Statnett hadde estimert basert på kostnadsdatabasen.

**Steg 5:** I siste steg i prosessen regnet jeg ut levelised cost of electricity (LCOE) og til slutt undersøkte jeg utviklingen av LCOE ved eventuelle teknologiske forbedringer. For solkraft undersøkte jeg utviklingen av LCOE ved en økning i virkningsgraden, og for vindkraft så jeg på effekten en økt kapasitetsfaktor hadde på LCOE verdien.

Figur 3 viser fremgangsmåten steg for steg.



Figur 3: Flytskjema som illustrerer min fremgangsmåte.

## 2.3 Læringskurve for investeringskostnader

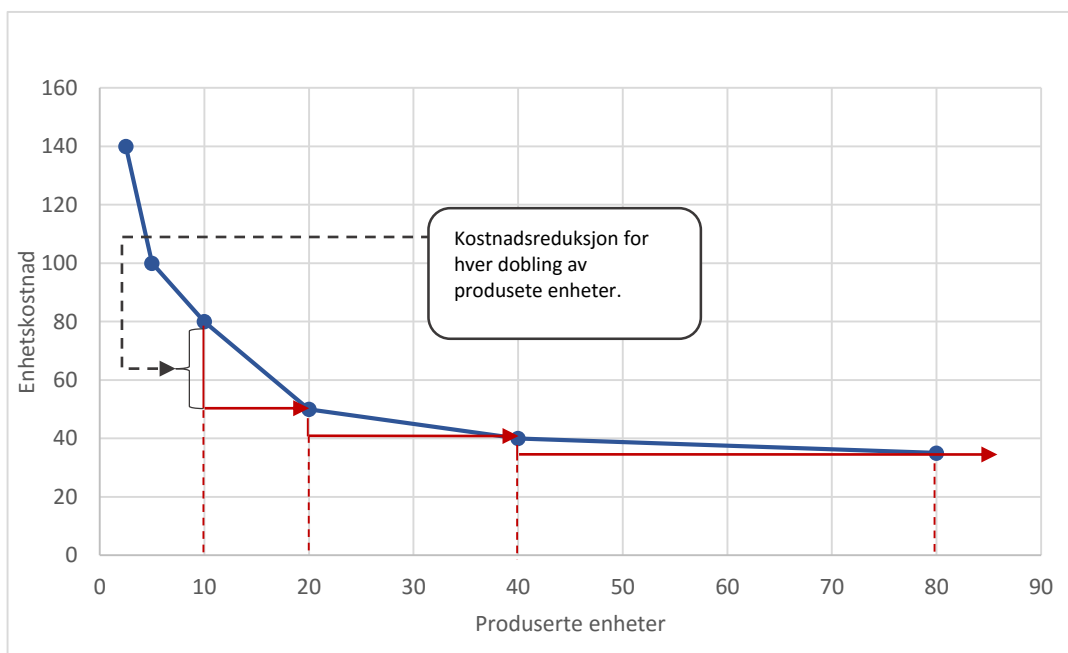
Læringskurver er et nyttig analyseverktøy for å forsøke å estimere den fremtidige utviklingen til nyere teknologier. Det var flyingeniøren Theodore P. Wright som var den første til å se koblingen mellom læring og produksjonskostnader og den første som beskrev denne sammenhengen matematisk. Wright oppdaget at det var en sammenheng mellom den kumulative produksjonen av fly og produksjonskostnadene [1]. Forholdet mellom kostnadene og produksjon kan uttrykkes matematisk ved formel (1) [2]:

$$C_t = C_0 \left( \frac{Q_t}{Q_0} \right)^{-b} = C_0 (2)^{-b} = C_0 (PR) \quad (1)$$

$$LR = 1 - PR \quad (2)$$

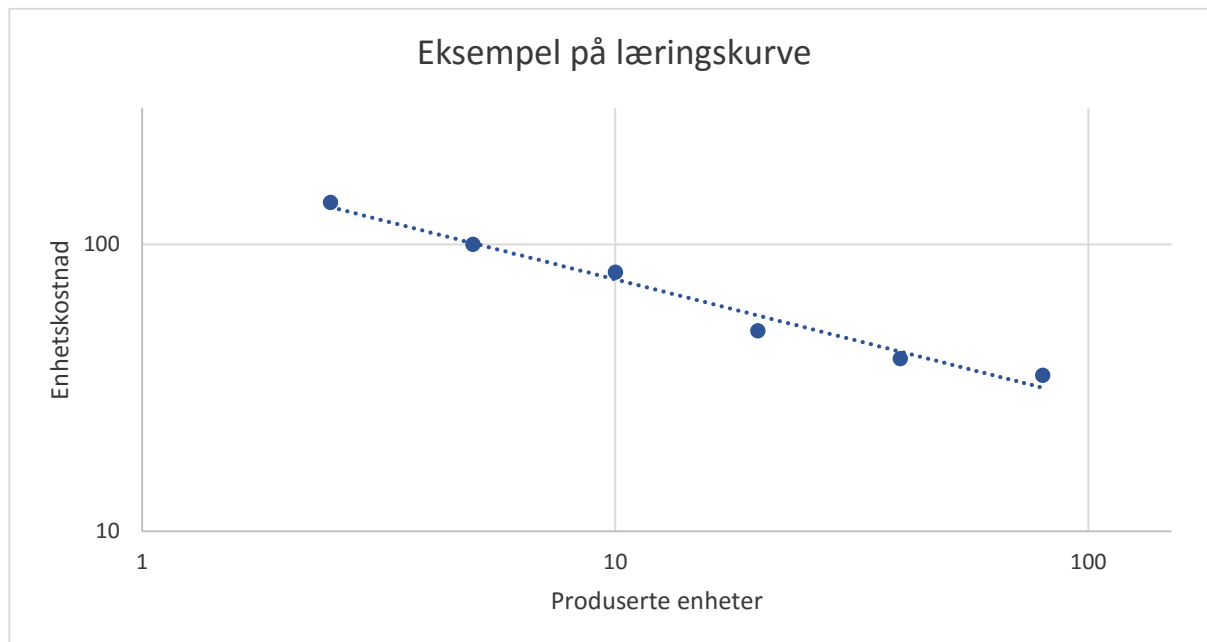
$C_0$  og  $C_t$  er kostnader ved tiden  $t=0$  og tiden  $t$ .  $Q_t$  og  $Q_0$  er kumulativ produksjon ved tiden  $t$  og  $t = 0$ . Læringsraten er gitt ved formel (2), der LR er læringsraten og PR kalles progresjonsraten.

Læringsraten viser hvor mye kostnadene synker/stiger ved dobling av den kumulative produksjonen. Figur 4 viser et eksempel som illustrerer denne sammenhengen. Dersom læringsraten er 0,2, vil det si at kostnadene synker med 20% ved en dobling av kumulativ produksjon. Dersom læringsraten er 20 %, vil det si at progresjonsraten er 80 %. Eksponenten  $b$  er kalt læringsparameter og brukes til å regne ut progresjonsraten PR [2].



Figur 4: Eksempel som illustrerer sammenhengen mellom enhetskostnader og antall produserte enheter.

Læringskurven har alltid logaritmisk skala. Dette gir datapunktene på en rett linje og gjør det enkelt å se trenden til kurven. Figur 5 viser et eksempel på en læringskurve, datapunktene er de samme som i figur 4, men aksene har logaritmiske skala. Trendlinjen til datapunktene er læringskurven.



Figur 5: Eksempel på læringskurve

Læringseffekten oppnås på forskjellige måter, og læring deles ofte inn i fire forskjellige kategorier.

1. Learning-by-doing: Konsept introdusert av Arrow i 1962. Denne læringen skjer ved produksjonsstadiet, etter designprosessen er ferdig. Gjentakelse av produksjonsprosessen fører til økt effektivitet. Læringen kan føre til en større kumulativ produksjon og lavere arbeidskostnader [45].
2. Learning-by-using: Tilegnelse av kunnskap ved tilbakemeldinger til produsenter fra brukerne av en teknologi. Denne måten å tilegne seg kunnskap på, er særlig viktig for nye teknologier. Brukerne oppdager svakheter som ikke er mulig å forutse før utprøving av teknologien [46].
3. Learning-by-interacting: For modne teknologier, er denne læringsmetoden viktig. Den går ut på det samme som learning-by-using, men i tillegg er det interaksjon mellom flere forskjellige grupper [47].
4. Learning-by-searching: Læring ved forskning og utvikling, og gjennom systematisk og organisert leting etter ny kunnskap. Denne type læring er viktig for både nye og mer modne teknologier. Forskning og utvikling fører til teknologiske forbedringer gjennom hele den teknologiske livssyklusen [48].

For teknologiene til fornybar kraftproduksjon viser læringskurven forholdet mellom akkumulert installert kapasitet og investeringskostnadene [1000€/MW] til den aktuelle teknologien. Læringskurven gir et godt bilde av kostnadsutviklingen til en teknologi i forhold til den akkumulerte kapasiteten.

## 2.4 LCOE - «Levelised cost of electricity»

Kostnaden for produksjon av elektrisitet varierer mye for forskjellige teknologier. For sammenligne energikostnadene til ulike teknologier er LCOE (levelised cost of electricity) en utbredt metode. LCOE er de totale levetidskostnadene til en teknologi, det vil si de totale investeringskostnadene og driftskostnadene, fordelt på total energiproduksjon gjennom levetiden til den aktuelle teknologien. LCOE angis i €/MWh og beregnes med følgende formel:

$$LCOE = \frac{\text{Totale levetidskostnader}}{\text{Total energiproduksjon gjennom levetid}} = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}} \quad [3]$$

- $I_0$  = Investeringskostnader
- $A_t$  = Årlige operasjonelle kostnader (vedlikehold, brensel, etc.)
- $M_{t,el}$  = Årlig elektrisitetsproduksjon
- $i$  = Diskonteringsrente i %
- $n$  = Økonomisk livstid
- $t$  = År (1, 2 ... n)

LCOE er spesielt nyttig når man skal sammenligne energikostnaden til forskjellige teknologier. En annen mulighet når man skal sammenligne energikostnader er å bruke €/W. Når man skal sammenligne energikostnader for samme energikilde og med samme teknologi, kan man benytte €/W. Men når ulike teknologier og energikilder skal sammenlignes, er LCOE et bedre verktøy, siden forskjellige teknologier og energikilder kan ha forskjellig levetid og brukstid i tillegg til kostnadsforskjellene. Siden LCOE viser de totale levetidskostnadene fordelt på den totale energiproduksjonen gjennom en livssyklus, er derfor LCOE en bedre egnet enhet for sammenligning på tvers av teknologier.

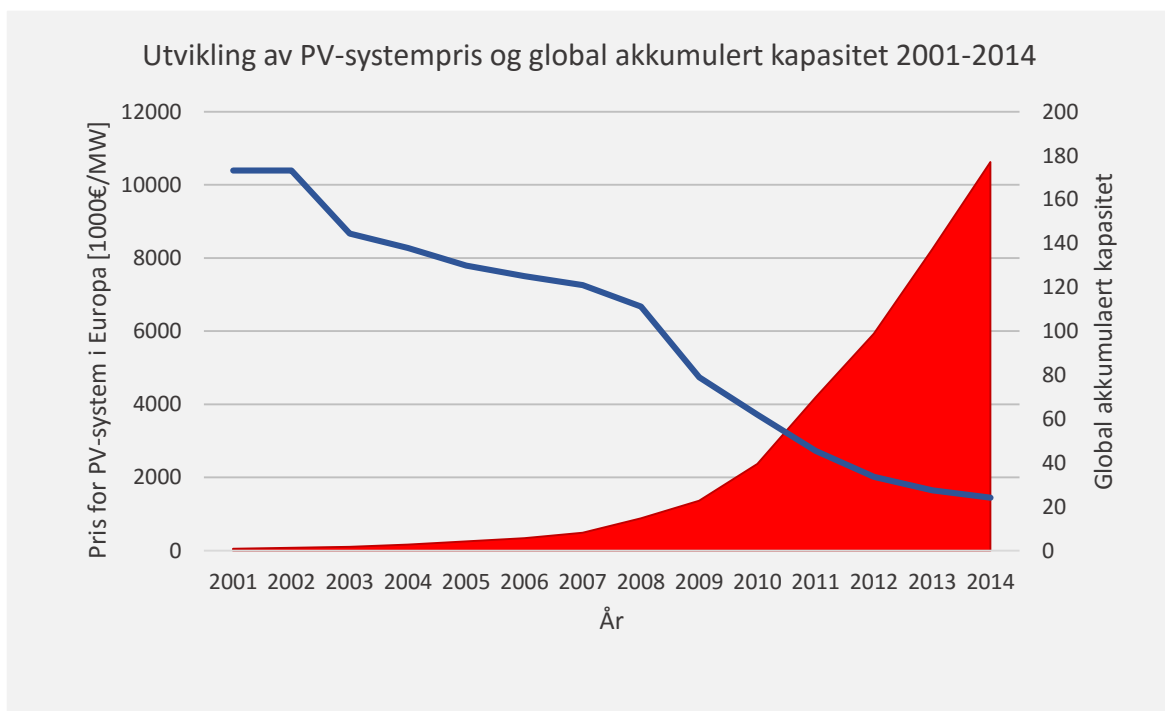
### 3 Fremtidig kostnadsutvikling til solkraft

I dette kapittelet vil resultatene for solkraft bli presentert. Statnett er interessert å finne ut hvor lave kostnadene for solkraft kan bli, derfor er fokuset på storskala solkraft. Småskala solkraft har høyere installeringskostnader, og data for dette er derfor ikke tatt med i noen beregninger eller analyser i denne oppgaven. Første avsnitt omhandler den historiske kostnadsutviklingen for PV-systemer. I avsnittet om kapasitet vil global installert kapasitet evalueres for å lage estimat for forventet fremtidig utvikling av installert kapasitet. Siste avsnitt omhandler LCOE og hvordan LCOE verdien blir virkningsgraden til solmodulen.

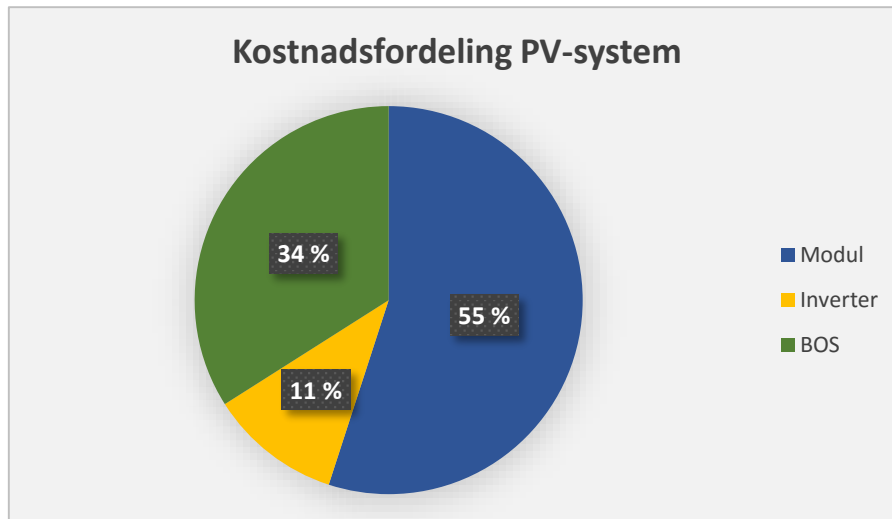
#### 3.1 Estimering av læringsrate for solkraft

I dette avsnittet finner jeg læringskurven for PV-systemer, læringskurven benytter jeg senere som et verktøy for å estimere fremtidig utvikling av investeringskostnader for solkraft.

Kostnadene for solkraft har falt betraktelig de siste tiårene, prisen på solmoduler var i 1979 40 \$/W, mens i 2012 falt prisen til under 1 \$/W [26]. Prisen for solmoduler har holdt seg relativt stabil i 2013-2014, men det er forventes at kostnadene reduseres ytterligere i årene som kommer [4]. I figur 6 har jeg plottet systemprisene i Europa og global akkumulert kapasitet for perioden 2001-2015.



Figur 6: Viser utviklinger i global akkumulert kapasitet og investeringskostnaden for PV-system i Europa.



Figur 7: Kostnadsfordelingen til et PV-system installert i Tyskland i 2013/2014.

Solmodulene utgjør den største andelen av investeringskostnaden i et PV-system, men et PV-system består av flere komponenter. De resterende delene i et PV-system er inverter og i tillegg til flere kapitalkrevende komponenter som kalles for BOS (balance of system). BOS består av: installasjon, nettilknytning, bærekonstruksjoner for solmodulene, infrastruktur, transformatorer, DC-kabling, brytere og planlegging. Læringsratene for BOS og inverter har ikke hatt en like høy læringsrate som solmoduler, men de siste årene hvor kostnadsutviklingen for solmoduler har roet seg, har likevel kostnadsutviklingen for PV-system holdt stødig nedadgående kurs [3]. BOS og andre indirekte kostnader forventes å drive videre kostnadsreduksjon for PV-systemer i fremtiden [4].

Figur 7 viser kostnadsfordelingen til et bakkemontert PV-system installert 2013/2014 i Tyskland [3]. Den største investeringen i et PV-system er solmodulene, den utgjør ca. 55 % av totale kostnader. Figur 7 viser et eksempel på en typisk kostnadsfordeling for et PV-system i Tyskland [3].

Kostnadene for PV-system varierer fra land til land, fokusområdet i denne oppgaven er Europa og derfor fokuseres det kun på den historiske kostnadsutviklingen for PV-systemer i Europa.

I 2001 var prisen for PV-system i Europa på 10039 1000€/MW [18].

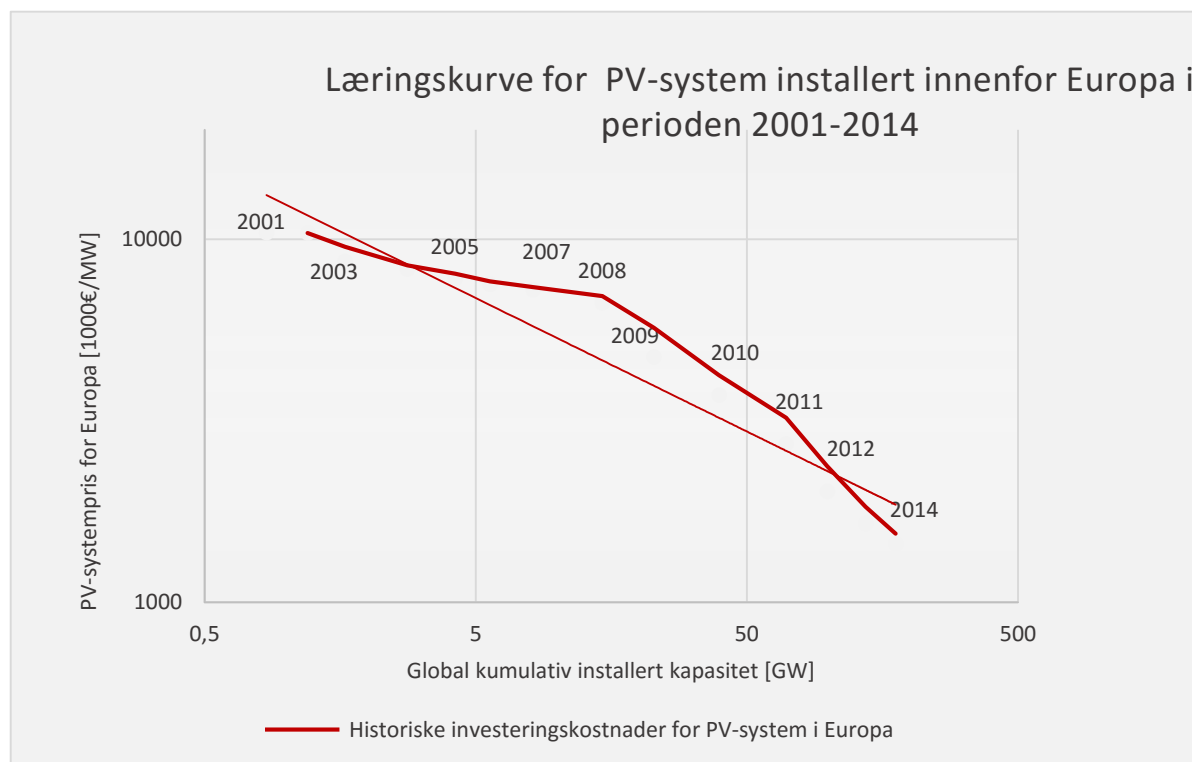
I 2014 var prisen for PV-system 1450 1000€/MW [5].

Figur 8: Faktaboks



Siden 1996 har International Energy Agency (IEA) publisert årlige trendrapporter for solkraft og utviklingen av solkraftmarkedet. Jeg har brukt disse trendrapportene som min kilde til de historiske kostnadene for PV-systemer i Europa når jeg skulle etablere læringskurven. Global akkumulert kapasitet er også innhentet fra de årlige trendrapportene til IEA (referansene [5] -[18]). Investeringskostnadene for PV-system i Europa varierer også fra land til land. Derfor har jeg brukt gjennomsnittet av systemprisene for de Europeiske landene i læringskurven, og systemprisene er inflasjonsjustert til 2015 EUR [19].

Basert på historiske priser for PV-system i Europa og global installert kapasitet fra IEA's trendrapporter, har jeg etablert en læringskurve for PV-system for perioden 2001-2014. Jeg har regnet ut gjennomsnittlig pris for PV-systemer installert i Europa i perioden 2001-2014, dette gav en læringsrate på 23%. Det vil si at for hver dobling av global akkumulert kapasitet solkraft, sank prisen for PV-systemer i Europa med 23%. Læringskurven gav også en høy korrelasjonsfaktor på 0,93, det vil si at det er en sterk samvariasjon av akkumulert kapasitet og prisen for PV-sytem i Europa. Læringskurven jeg etablerte for PV-system i Europa vises i figur 9. Jeg gjorde ingen funn av læringsrater for PV-system i litteraturen, men læringsrater for solmoduler ligger som regel et sted mellom 19% og 23 % [3].

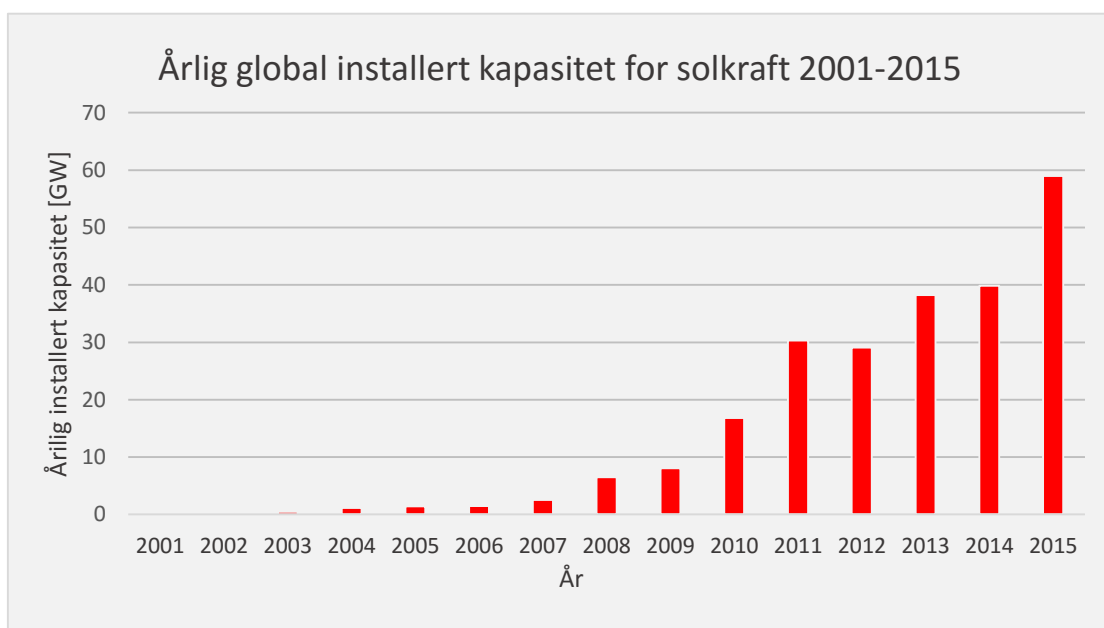


Figur 9: Læringskurven til PV-system installert i Europa i perioden 2001-2014.

### 3.2 Scenarier for videre utbygging av solkraft

For å benytte læringskurven til å estimere videre kostnadsutvikling, må jeg anta en fremtidig utvikling i global installert kapasitet for solkraft. I dette avsnittet ser jeg på den historiske utviklingen av installert kapasitet og jeg gjør deretter research for å finne ut hva som forventes av global akkumulert kapasitet. Med dette som grunnlag, vil jeg lage egne estimat for fremtidig global akkumulert kapasitet solkraft frem til 2040.

Utviklingen i installert solkraft har vært stor de siste 15 årene. Figur 10 viser årlig installert kapasitet for perioden 2001-2015 [20]. Økningen i akkumulert kapasitet for perioden 2012-15, viser at det har vært en gjennomsnittlig økning i årlig global installert kapasitet på 16 %. Det har aldri blitt installert så mye ny solkraft som i 2015, som ble et rekordår for årlig installert kapasitet. I 2015 det ble installert 59 GW globalt.



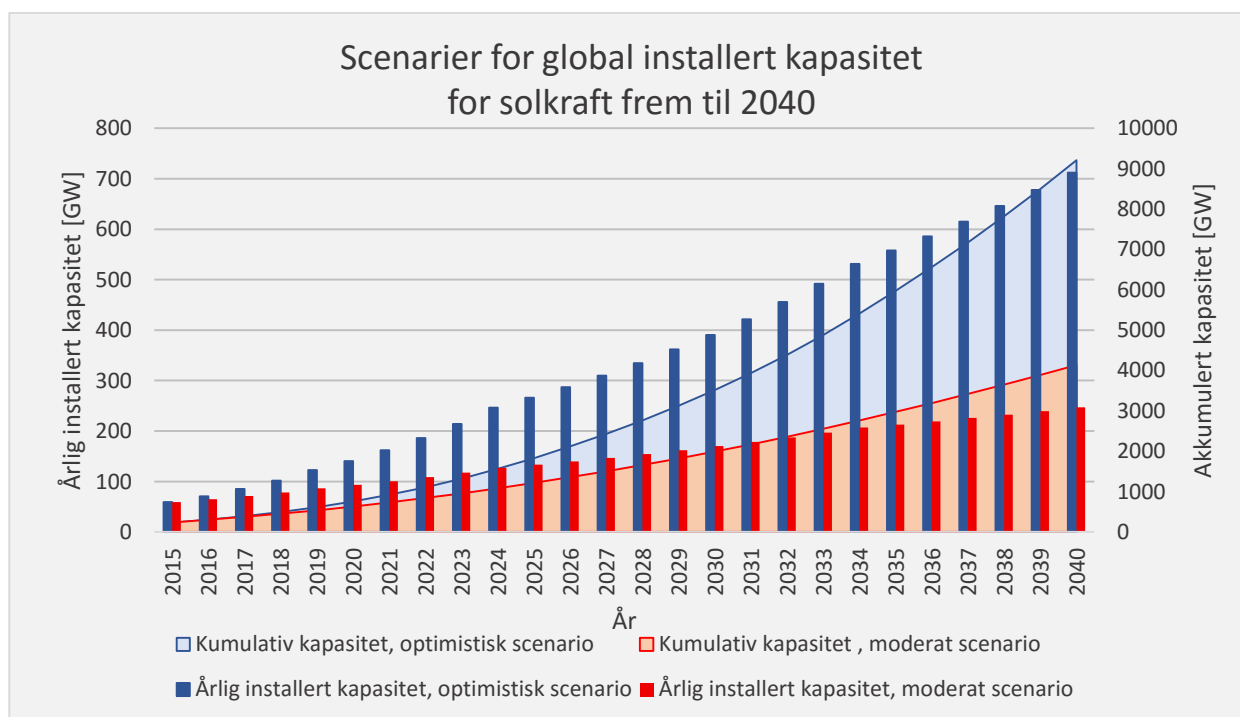
Figur 10: Årlig global installert kapasitet i perioden 2001-2015.

For å forsøke å danne et bilde av hvor mye installert kapasitet som er forventet i årene som kommer, er estimat for forventet global kumulativ installert kapasitet hentet inn fra ulike kilder (se tabell 1 i vedlegg). I 2019 forventes det en kumulativ installert kapasitet mellom 430 og 600 GW, og GreenTech Media anslår en installert kapasitet på 750 GW innen 2020 [22]. For 2050 er sprikene større mellom estimatene for installert kapasitet. I det mest pessimistiske scenariet er det estimert en installert kapasitet på 4300 GW og det mest optimistiske forventer en installert kapasitet på 14 800 GW [3].

IEA har estimert en installert kapasitet på ca. 4700 GW i 2050 [23], over 10 000 GW mindre enn det mest optimistiske estimatet. I det mest optimistiske scenariet, utgjør solkraft 44 % av den globale elektrisitetsproduksjonen. Dersom man forventer en elektrifisering av samfunnet er det mest optimistiske scenariet med en installert kapasitet på 14 800 GW ikke usannsynlig. Fraunhofer fastslår i sin rapport "current and future cost of photovoltaics", at i de fleste scenarier i litteraturen underestimeres solkraftens rolle i fremtidens energisystem [3]. Derfor har jeg lagt mest vekt på rapporten fra Fraunhofer ved estimering av mine egne scenarier.

Med grunnlag i hva som er forventet kapasitet i andre rapporter og den gjennomsnittlige økningen i årlig installert kapasitet, vurderes to forskjellige scenarier for installert kapasitet. Jeg har etablert et optimistisk scenario og et mer moderat scenario og disse scenariene vil jeg anvende videre i mine analyser. Tabell 6 som finnes i vedlegg, gir en oversikt over mine to scenarier og den forventede økningen i årlig installert kapasitet solkraft frem til 2040.

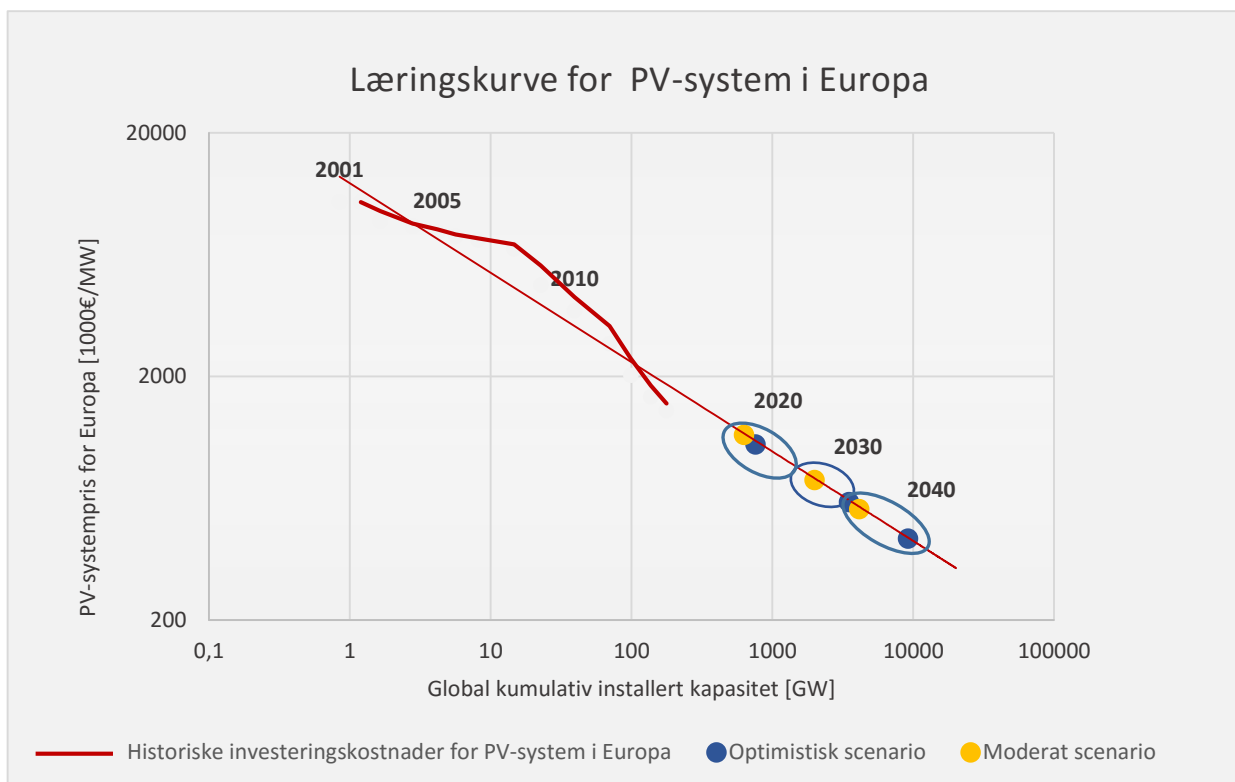
Figur 11 viser estimert utvikling i installert kapasitet for de to scenariene. For optimistisk scenario er akkumulert kapasitet 760 GW innen 2020, 3500 GW innen 2030 og 9200 GW innen 2040. For moderat scenario er akkumulert kapasitet 630 GW innen 2020, 2000 GW innen 2030 og 4140 GW innen 2040. Estimerte verdier for global akkumulert kapasitet for 2020, 2030 og 2040 for begge scenarier vises i tabell 7 som finnes i vedlegg. I neste avsnitt anvendes mine to scenarier for fremtidig akkumulert kapasitet sammen med den historiske læringskurven for å estimere den fremtidige utviklingen i systemprisen til PV-system i Europa.



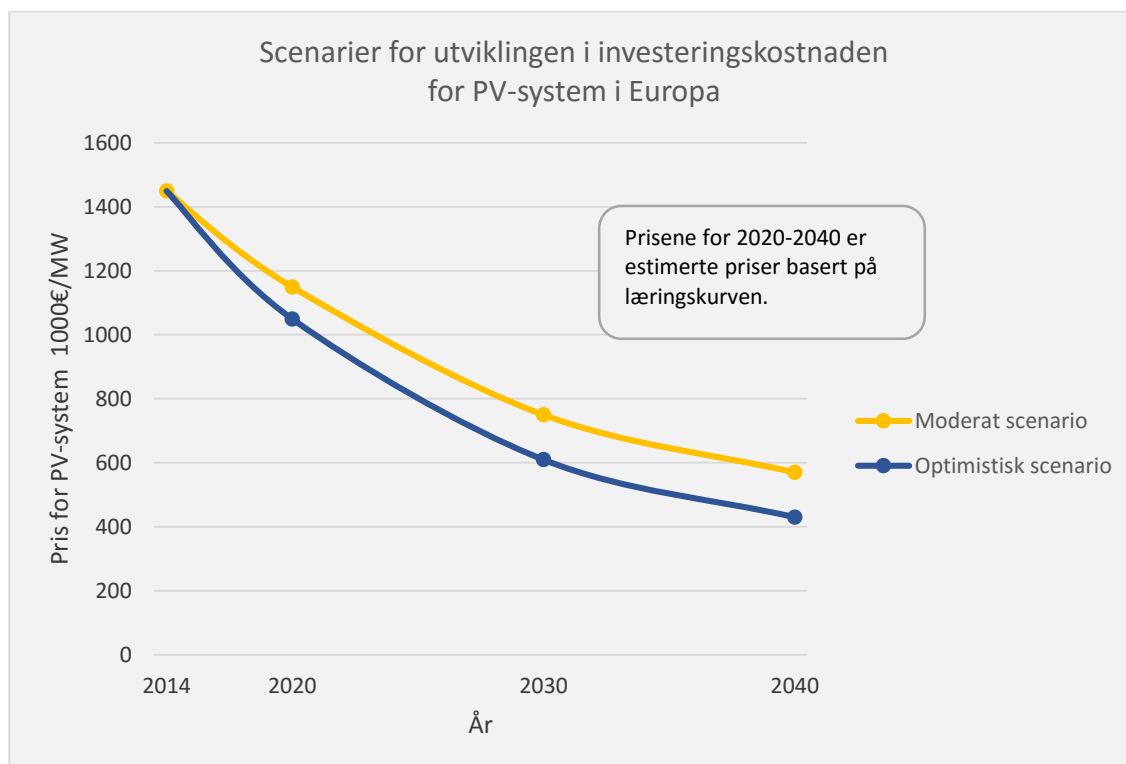
Figur 11: Estimerte scenarier for fremtidig global installert kapasitet av solkraft frem til 2040.

### 3.3 Utvikling av investeringskostnaden for solkraft

I dette avsnittet skal jeg estimere en fremtidig utvikling av investeringskostnadene for PV-systemer. Den historiske læringskurven for perioden 2001-2014, gav en læringsrate på 23% for PV-systemer installert i Europa. I forrige avsnitt for scenarier for videre utbygging av solkraft, presenterte jeg to scenarier, et optimistisk og et moderat scenario for fremtidig akkumulert kapasitet. Jeg estimere investeringskostnader for begge scenarier ved hjelp av den historiske læringsraten. For fremtidig utvikling av investeringskostnadene, antar jeg at den historiske læringsraten på 23% vil holdes konstant frem til 2040. Figur 12 viser læringskurven med en på læringsrate 23% for perioden 2001-2040. De to grønne punktene er estimerte verdier for optimistisk og moderat scenario i 2020, de gule er 2030 og blå er 2040. Den installerte kapasiteten i optimistisk scenario gav PV-systempriser på 1050 1000€/MW, 610 1000€/MW og 430 1000€/MW for 2020, 2030 og 2040. Moderat scenario gav systempriser på 1150 1000€/MW, 750 1000€/MW og 570 1000€/MW for 2020, 2030 og 2040. Se figur12. I vedlegg ligger tabell 8 som viser en oversikt over kostnadsestimatene for optimistisk og moderat scenario for 2020, 2030 og 2040.



Figur 12: Læringskurven for PV-system i Europa og estimerte verdier investeringskostnadene til PV-system i Europa for 2020-2040.

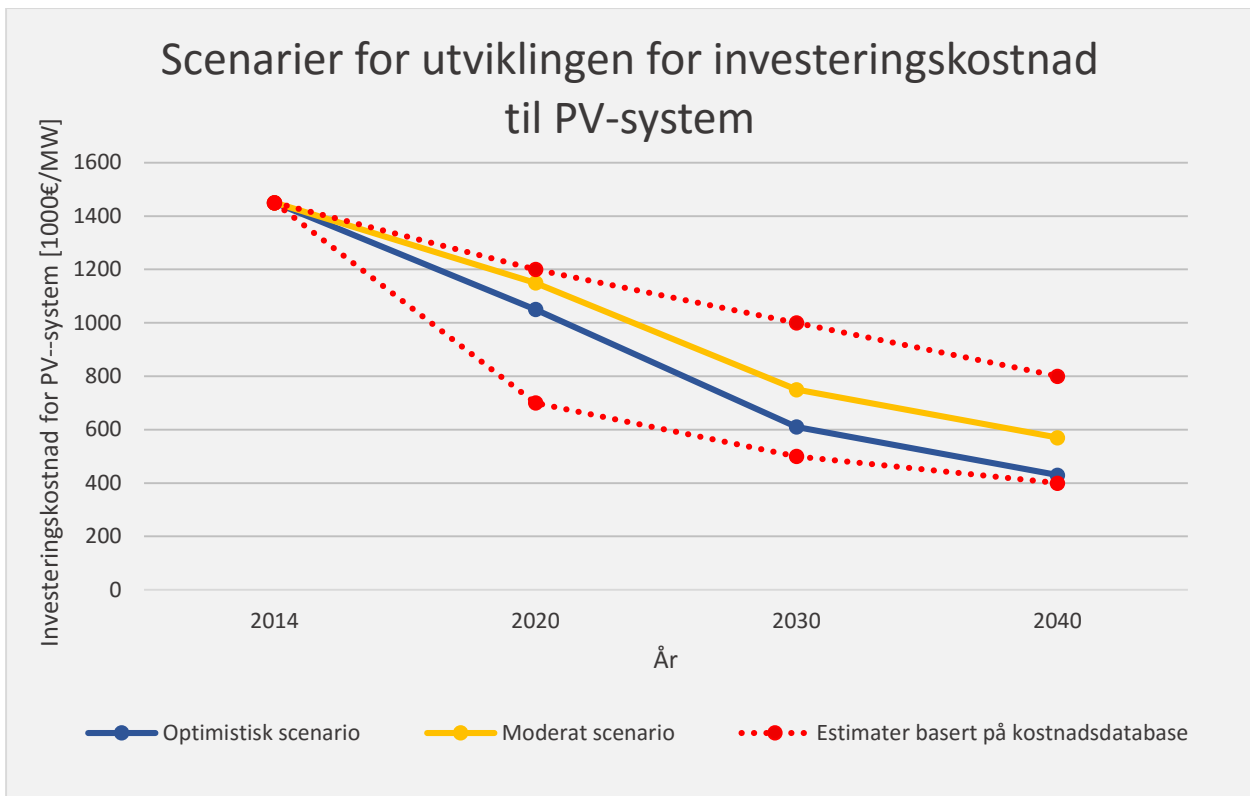


Figur 13: Utviklingen av investeringskostnaden til PV-system for optimistisk og moderat scenario frem til 2040.

Figur 13 viser utviklingen til systemkostnaden for optimistisk og moderat scenario fra 2014 til 2040. Kurven i figur 13 viser en begynnende utflating av priskurven mot 2040. Kostnadsutviklingen vil etter en stund nå et metningspunkt, hvor en videre økning av installert kapasitet vil ha liten innvirkning for prisen på PV-systemer i Europa. For optimistisk scenario er installert kapasitet i 2040 på 9200 GW og PV-investeringskostnaden for PV-system er 430 1000€/MW. En dobling fra 9200 GW til 18400 GW fører til en prisreduksjon på 90 1000€/MW dersom kostnadsutviklingen fortsetter å følge læringsraten på 23%. Videre reduksjonen i prisen vil være veldig liten i forhold til mengden installert kapasitet som må til for å skape reduksjonen i systemprisen. Figur 13 viser at kurven har begynt denne utflatingen før metningspunktet og effekten av læringsraten begynner å avta.

Med grunnlag i kostnadsdatabasen Statnett har etablert, er det etablert to scenarier for forventet utvikling for storskala PV-systemer. Estimaten er ikke bestemt ut ifra læringskurver, men basert på investeringskostnader fra databasen. Kostnadsestimatene er delt inn i to mulige scenario, scenario lav og scenario høy, der scenario lav er mer optimistisk enn scenario høy.

For å sammenligning av resultater basert på læringskurven og kostnadsdatabasen, er optimistisk og moderat scenario plottet i samme diagram som scenario lav og høy i figur 14 på side 15.



Figur 14: Sammenligning av mine estimerte scenarier for utvikling av investeringskostnadene til PV-system i Europa med scenario lav og høy basert på kostnadsdatabasen.

Optimistisk og moderat scenario er innenfor intervallet mellom scenario lav og høy. Optimistisk scenario og scenario lav har begge en estimert investeringskostnad på 430 og 400 1000€/MW i 2040. Scenario høy antar en meget konservativ utvikling med en investeringskostnad på 800 1000€/MW i 2040. I følge mine prognoser er investeringskostnaden for PV-system i Europa 73% lavere i 2040 enn i 2014 for optimistisk scenario, mens for moderat scenario er kostnadene 63% lavere enn i 2014.

### 3.4 Utvikling av LCOE for PV-systemer

Jeg har regnet ut LCOE verdiene for moderat og optimistisk scenario. Jeg har anvendt resultatene fra forrige kapittel og brukt de estimerte investeringskostnadene jeg kom frem til for begge scenarier for å regne ut LCOE for solkraft i Europa. Ved utregning av LCOE har jeg brukt Statnett sine antakelser for de andre inputparameterne (vedlikeholdskostnader, levetid, brukstid og diskonteringsrente). Statnett sine antakelser for inputparameterne vises i tabell 1.

Tabell 1: Oversikt over inputparameterne ved beregning av LCOE for solkraft.

Inputparametere ved utregning av LCOE for solkraft				
År	Vedlikeholdskostnader [1000€/MW]	Levetid [år]	Brukstid [Timer pr. år]	Diskonteringsrente [%]
2020	17-23	20	1030	6
2030	17-21	20	1030	6
2040	17-21	20	1030	6

Tabell 2 nedenfor viser resultatene jeg kom frem til for LCOE verdiene til solkraft for moderat og optimistisk scenario.

Tabell 2: LCOE for solkraft.

LCOE solkraft [€/MWh]		
	Optimistisk scenario	Moderat scenario
2020	105	120
2030	68	84
2040	53	67

### 3.5 Virkningsgradens innvirkning på LCOE

Videre vil jeg finne ut den laveste LCOE det er mulig å oppnå med dagens silisiumteknologi.

LCOE verdien forteller hvor mye det koster å produsere 1 MWh fra solkraft. Det er flere faktorer som er avgjørende for LCOE verdien. Investeringskostnader, vedlikeholdskostnader, levetid, brukstid og diskonteringsrente, er alle faktorer som er med på å avgjøre LCOE verdien. Virkningsgraden for en solmodul er også en faktor som kan påvirke LCOE verdien. En høy virkningsgrad for solmoduler betyr at man kan produsere mer energi på et mindre areal. La oss si at vi har et solkraftverk på 5MW, dersom vi dobler virkningsgraden til solmodulene, kan antallet solmoduler og areal halveres, samtidig vil solkraftverket fortsatt produsere 5 MW. En reduisering i antall solmoduler fører til lavere materialkostnader ved en reduisering i antall bærekonstruksjoner og installasjonsarbeidet blir redusert ved at færre solmoduler må installeres. Kostnadene for DC-kabling og infrastruktur blir også mindre [3]. En solmodul med høy virkningsgrad er mer kostbar enn en modul med lavere virkningsgrad. Totalt sett kan besparelsene ved reduksjon av BOS og i antall solmoduler, være større selv om kostnaden per solmodul øker. Ytelsen til en solcelle eller solmodul påvirkes av spektrumet til solinnstrålingen, intensiteten og temperatur.

#### Solcelleteknologien er under utvikling

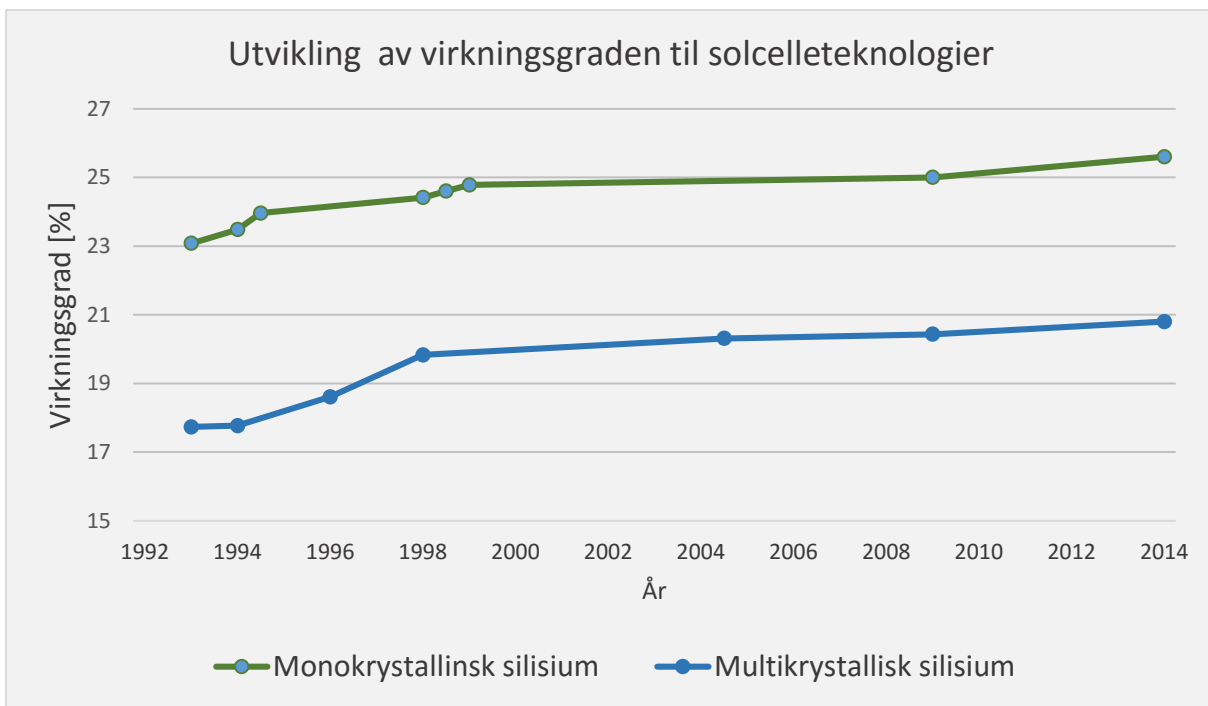
Med ny teknologi kan høyere virkningsgrader oppnås, og såkalte tandemceller eller multi-junctionceller har oppnådd en virkningsgrad på 46% i testlaboratorium. Disse teknologien består av flere lag med solceller utenpå hverandre, hvor hvert enkelt lag absorberer fotoner med ulike bølgelengder. Tandemceller blir i dag brukt i romstasjoner og i CPV systemer. Forskning pågår for å lage flatpaneler av tandemceller. Ideen er å bruke en celle med silisium i bunn med en celle med et høyere båndgap på toppen. Solcellen med høyt et båndgap absorberer fotonene med høyest energi og slipper fotoner med lavere energi igjennom til silisiumcellen i bunn og fotonene blir absorbert av silisiumcellen. Med tandemceller kan det bli mulig å lage celler med en praktisk oppnåelig virkningsgrad på 35 % [3]. Siden det er uvisst når morgensdagens solcelleteknologi er kommersielt tilgjengelig til konkurransedyktige priser, vil jeg finne den lavest mulig LCOE verdien som er mulig å oppnå med dagens silisiummoduler.

Figur 15: Faktaboks

Multikrystallinsk og monokrystallinsk silisium er dominerende i solcelleindustrien. Krystallinsk silisium utgjorde 92% av den totale produksjonen i 2014, og hvor multikrystallinsk silisium utgjorde 56% av Si-solceller. Den kommersielle standarden til silisiummoduler har steget fra 12% til 16% de siste ti årene [21]. Den høyeste oppnådde virkningsgraden for solmodul med silisium (monokrystallinsk) er 23%, men



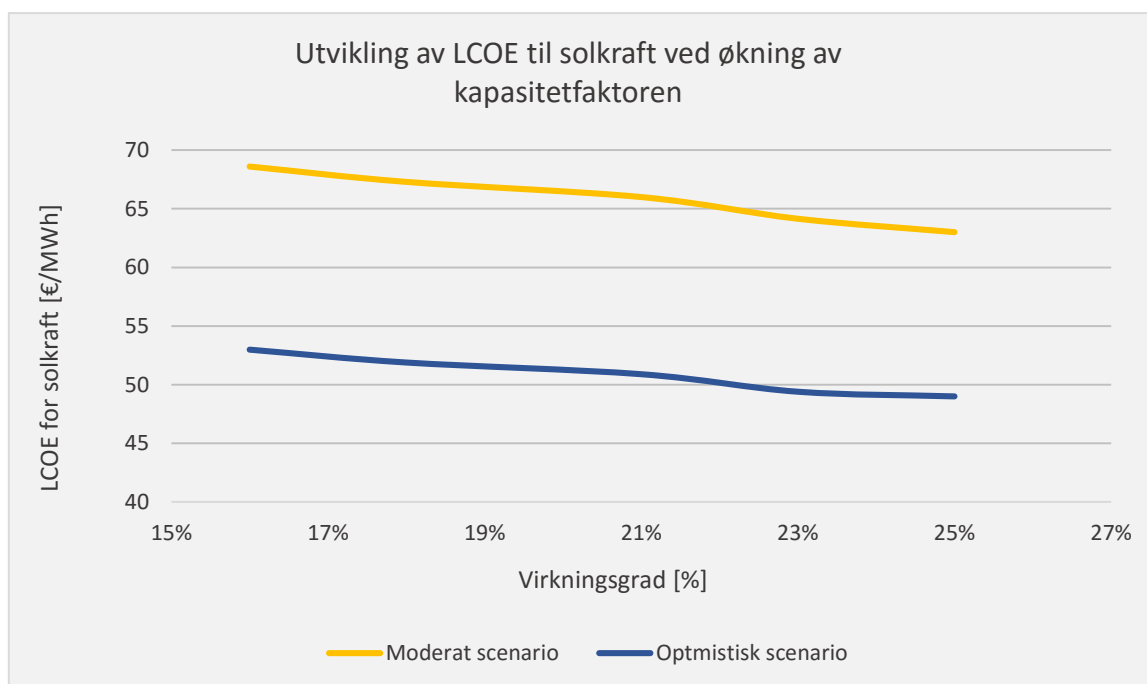
denne rekorden ble oppnådd i laboratorium. I laboratorier har man oppnådd en virkningsgrad på 25,6% for solceller med monokrystallinsk silisium, 20,8% for multikrystallinsk silisium [25]. Den høyeste virkningsgraden til en krystallisk silisium solcelle er 29,4 % ved standard lysspektrum, men dette er kun en teoretisk verdi [3]. Ifølge Agora energiewende vil den praktisk oppnåelige virkningsgraden for en silisiumcelle være 28% i laboratorium og 25% for en kommersiell solmodul med silisium [3]. Figur 16 viser utviklingen av virkningsgraden til solceller av monokrystallinsk silisium og multikrystallinsk silisium. Resultatene som vises i figuren er oppnådd i laboratorium under kontrollerte forhold [3,19].



Figur 16: Utviklingen av virkningsgraden til solceller med silisium.

For å finne ut hvor lav LCOE verdi det er mulig oppnå for optimistisk og moderat scenario med en solmodul av monokrystallinsk silisium, har jeg regna ut hvor mye LCOE verdien endrer seg ved en økning i virkningsgraden. Jeg har tatt utgangspunkt i investeringskostnaden for 2040 til moderat og optimistisk scenario (570 1000€/MW og 430 1000€/MW) og de tilhørende inputparameterne for 2040 gitt i tabell 1. Ved utregning holdt jeg investerings- og vedlikeholdskostnadene konstant og regnet om ved å øke energimengden per €. Dagens gjennomsnittlige virkningsgrad er 16 % for silisiummoduler [21], og denne verdien er brukt som utgangspunkt for å se effekten av en økning i virkningsgraden. Maks virkningsgrad for en monokrystallinsk solmodul er antatt til å være 25% [3].

Figur 17 viser reduksjonen i LCOE verdien ved en økende virkningsgrad. Økningen i kraftproduksjonen fører til kostnadene per MW reduseres, som igjen fører til reduksjonen i LCOE verdien. Den laveste LCOE verdien er 49 €/MWh ved en virkningsgrad på 25% (optimistisk scenario).



Figur 17: Utvikling av LCOE ved økning av kapasitetsfaktoren.

## 4 Fremtidig kostnadsutvikling for vindkraft

I dette kapittelet blir resultatene for vindkraft presentert. På grunn av få kilder til historiske kostnader for vindturbiner, måtte jeg anta en global utvikling av vindturbinprisen. Kina er det eneste landet som skiller seg markant ut ved å ha lavere investeringskostnadene for vindkraft enn resten av verden. Kina har store nasjonale vindturbinprodusenter og data fra Kina ekskluderes derfor ifra mine analyser. I oppgaven fokuseres det på onshore vindkraft, offshore vindkraft står ovenfor flere større utfordringer som gjør det vanskelig å lage prognoser for den videre utviklingen. Se figur 18.

Kostnadene for offshore vind har ikke hatt en nedadgående trend slik som PV- systemer og onshore vind. Kostnadene har økt i forhold til tidligere år. Den største grunnen til dette er at nye offshore vindmøllerparker anlegges i lenger avstand fra fastland og på dypere vann enn tidligere etablerte prosjekter. Dette gjelder særlig for etablerte markeder der kapasiteten nær land og på grunt vann allerede er utnyttet [50]. Denne utviklingen gjør det svært vanskelig å lage gode estimat for fremtidig kostnadsutvikling.



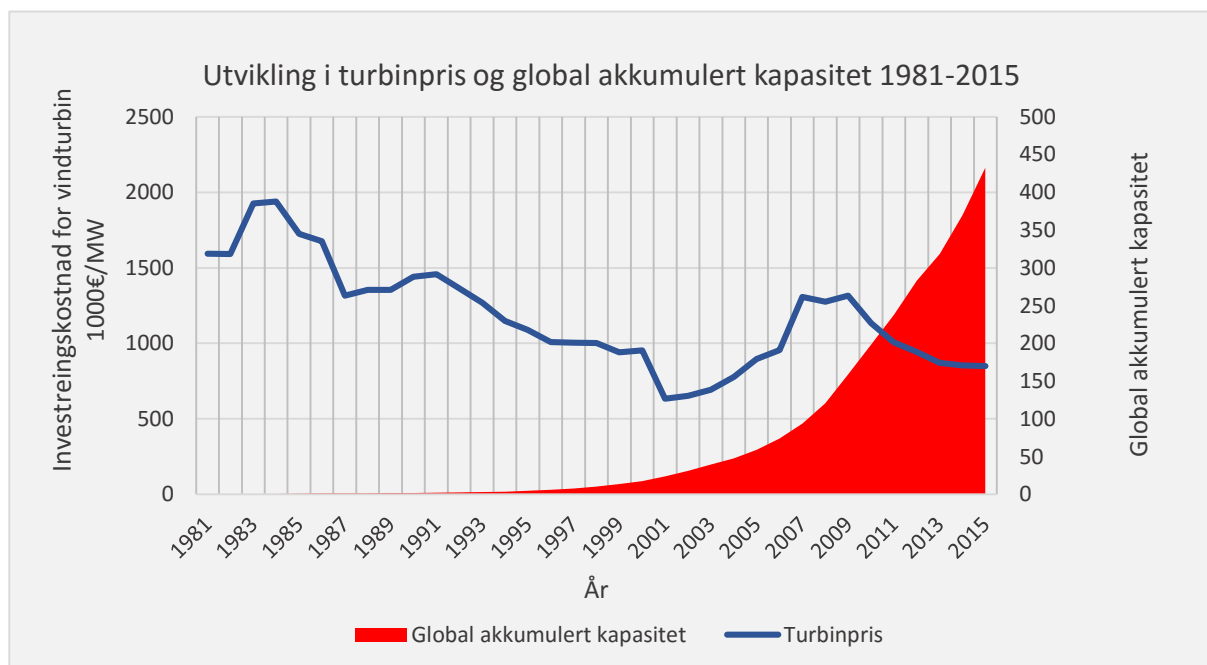
Figur 18: Faktaboks. Foto fra Vestavind Kraft [53]. Tillatelse til gjengivelse er innhentet fra rettighetshaver.

## 4.1 Estimering av læringsrate for vindkraft

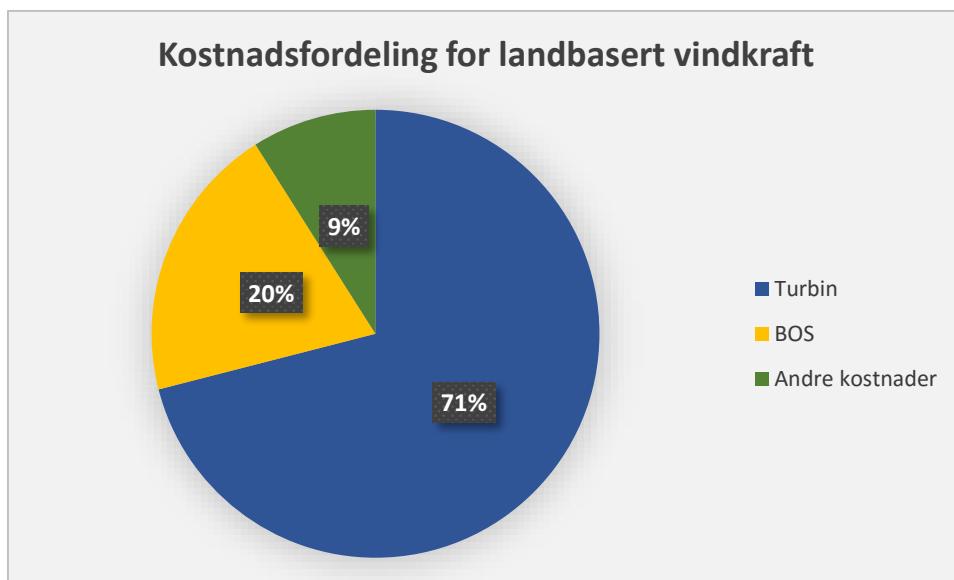
I dette avsnittet estimerer jeg en global læringskurve for vindturbiner, læringskurven anvendes senere som et verktøy for å lage prognoser for fremtidige investeringskostnader for vindkraft.

Investeringskostnadene til vindturbiner fulgte en nedadgående trend frem til tidlig på 2000-tallet, da begynte prisene å stige igjen. Årsaken til prisstigningen var økning i råvarepriser og komponenter, samt ubalanse i tilbud og etterspørsel [29]. Prisstigningen toppet seg i 2009 før turbinprisene igjen begynte å synke. Finanskrisen kom i 2008, den førte til at råvareprisene ble presset ned. Det var en overkapasitet på vindmarkedet og konkurransen på markedet økte, alle disse faktorene var med på å presse prisen på vindturbiner nedover [29].

Nye vindturbiner blir stadig høyere og får stadig større rotorblader. Lengden på rotorbladene og høyden på en gjennomsnittlig vindturbin som installeres i dag, er 108% lengre og 48% høyere enn for en turbin som ble installert i 1999 [38]. Kostnadene for de nye og større turbinmodellene er høyere enn for de mindre og eldre modellene og dette reflekteres i turbinprisene. Figur 19 viser prisutviklingen for vindturbiner i perioden 2001-2016.



Figur 19: Viser utviklingen av global akkumulert kapasitet og investeringskostnad for vindturbiner i perioden 1981-2015.



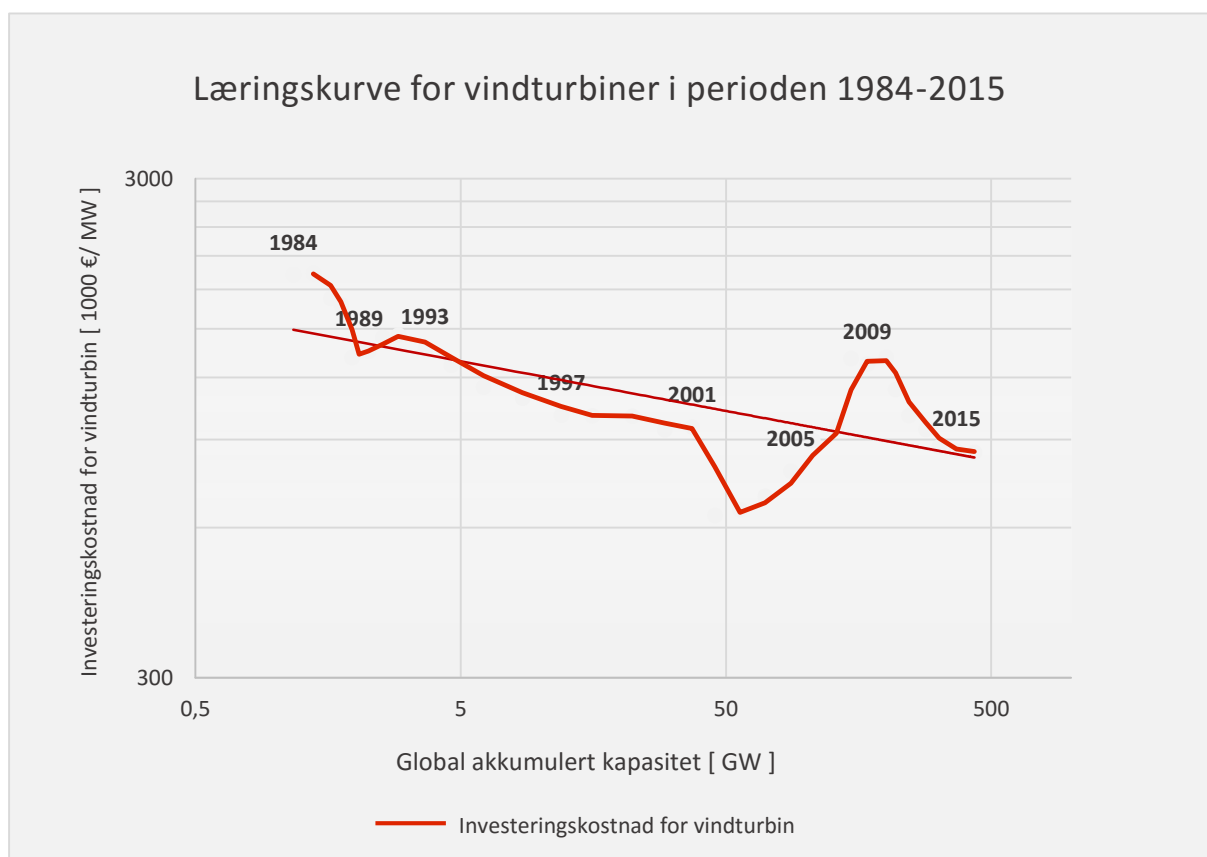
Figur 20: Viser kostnadsfordelingen til vindkraft installert i 2014.

Den største investeringskostnaden for landbasert vindkraft er vindturbinen. Vindturbinen består av tre hovedkomponenter: rotoren, nacellen og tårnet [27]. Vindturbinen utgjør 71% av de totale kostnadene for landbasert vindkraft, figur 20 viser en oversikt over fordelingen i investeringskostnadene til et vindkraftverk i 2014 [28]. BOS (balance of system) utgjør 20%, og den størstekostnaden i BOS er elektrisk infrastruktur, etterfulgt av fundament, tilgang til område for vindparken, installasjon, prosjektering og utvikling. De resterende kostnadene utgjør 9 % og er finansielle kostnader [28]

Når jeg etablerte læringskurve for vindkraft, er det investeringskostnadene for selve vindturbinen som ligger til grunn. Trenden for investeringskostnaden til vindturbiner har vært dalende siden 1980-tallet, selv om prisen for vindturbiner har vært mer svingende enn for PV-system. En av hovedårsakene til dette er at kostnadene til vindturbiner er svært avhengig av råvareprisene, som har vært varierende. Når jeg da skulle etablere en læringskurve for vindkraft, måtte jeg velge en læringskurve som gikk over et lengre tidsperiode enn jeg gjorde for PV-systemer. Derfor valgte jeg 1984 som starttidspunkt for læringskurven. Ved å se på trenden over en lengre periode, vil man se et større bilde, effekten av prissvingningene blir mindre og utviklingen vil komme tydeligere frem.

Kildene til de historiske kostnadsdataene for perioden 1984-2015 stammer fra forskjellige kilder. Turbinprisene for perioden 1984-2000 er priser fra Danmark [31], prisene fra 2001-2005 er amerikanske turbinpriser, for 2006-2007 regnet jeg ut en gjennomsnittspris (Kina er utelatt) for turbiner basert på tall oppgitt i en rapport fra IRENA (International Renewable Energy Agency) [32]. Turbinprisene for perioden 2008-2015 er globale turbinpriser fra en rapport, Sustainable energy in America, som Bloomberg har skrevet for The Business Council for Sustainable Energy [33]. I denne rapporten har Bloomberg publisert global vindturbin-prisindeks og inneholder vindturbinpriser for perioden 2008-2017. Alle turbinprisene

har jeg regnet om fra USD til EUR, der jeg brukte valutakurser hentet fra Norges Bank [34]. Deretter inflasjonsjusterte jeg alle turbinprisene til 2015 EUR. Datakildene for global akkumulert kapasitet stammer ifra flere forskjellige kilder. Datakildene for perioden 1984-1995 er fra "Vital Signs 2007-2008", som er utgitt av World Watch Institute [35]. Datakildene for perioden 1996-2015 er fra GWEC (Global Wind Energy Council) [40][41]. Læringskurven jeg har etablert for investeringskostnaden til vindturbiner vises i figur 21. Svingningene i turbinprisen førte til en lavere korrelasjonsfaktor enn for læringskurven for PV-systemer, korrelasjonsfaktoren for læringskurven til vindturbiner var 0,47. For kostnads- og kapasitetsutviklingen til vindturbiner i perioden 1984 -2015 fikk jeg en læringsrate på 7%. Både IEA og GWEC opererer med en læringsrate på 7% [32].

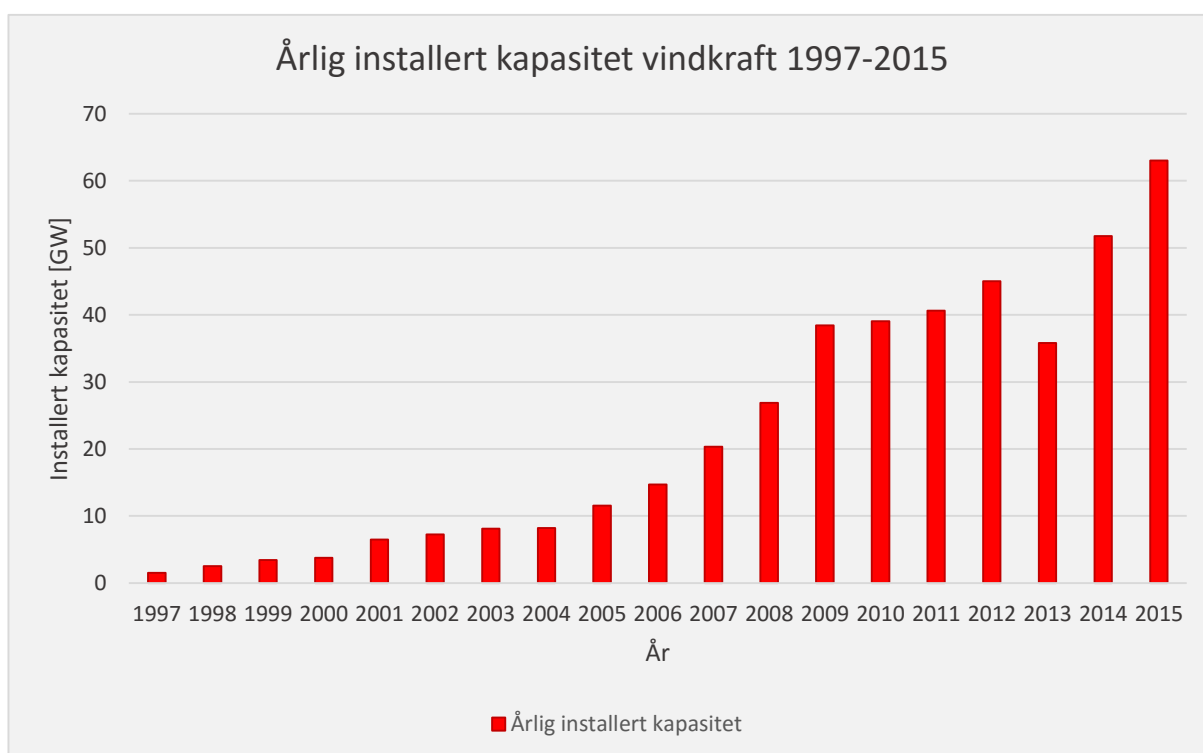


Figur 21: Læringskurven for investeringskostnadene til vindturbin for perioden 1984-2015.

## 4.2 Scenarier for videre utbygging av vindkraft

For å beregne fremtidig utvikling til investeringskostnadene for turbiner ved bruk av læringskurven, må jeg først estimere fremtidig installert kapasitet frem til 2040. Jeg ser først på den historiske utviklingen i årlig installert kapasitet for vindkraft frem til 2015. Jeg undersøker deretter litteraturkilder for å undersøke hva som er forventet av fremtidig installert vindkraftkapasitet. Deretter vil jeg estimere egne scenarier for fremtidig installert kapasitet basert på den historiske utviklingen av installert kapasitet og med grunnlag i litteraturen.

Kilde til historiske data om årlig installert kapasitet er Global Wind Energy Council (GWEC). Figur 22 viser den historiske utviklingen for årlig installert kapasitet fra 1997 til 2015. I perioden 2005-2015 har årlig installert kapasitet økt gjennomsnittlig med 22% hvert år. Fjoråret (2015) ble et rekordår for vind, hvor det ble installert 63 GW globalt, og den globale kumulative installerte kapasiteten var over 400 GW innen utgangen av 2015. Dersom denne utviklingen skulle fortsatt ville kumulativ installert vindkraft nå 1000 GW innen 2020. Ettersom akkumulert kapasitet øker, er det sannsynlig at økningen i årlig installert kapasitet vil bremse noe opp.



Figur 22: Viser utviklingen i årlig installert kapasitet for perioden 1997-2015.

### Vindkraft i Europa

Europa installerte 13,8 GW ny vindkraft i 2015 og installert kapasitet vindkraft utgjorde 44% av den totale kraftkapasiteten som ble installert i Europa i 2015. 77 % av total kraftkapasitet installert globalt i 2015 var fornybar kraft. Vindkraft utgjorde 44% av den totale fornybare kraftkapasiteten som ble installert i 2015 [29]. Ved utgangen av 2015 hadde Europa en kumulativ installert kapasitet på 147,8 GW, hvor medlemslandene i EU stod for 141,6 GW av akkumulert kapasitet i Europa.

I år 2000 utgjorde vindkraft 2,4% av elektrisitet etterspørselen i EU, mens ved slutten av 2015 utgjorde vindkraft 15,6% av total kraftkapasitet tilgjengelig i Europa [29] [30].

Europakommisjonen forventer at vind skal utgjøre minst 43-45% av den fornybare kraftproduksjonen i Europa innen 2030 [30].

Figur 23: Faktaboks

For å danne et bilde av hva som er forventet installert kapasitet frem mot 2040, har jeg undersøkt hva som forventes av installert kapasitet i andre rapporter for å underbygge mine egne estimat.

GWEC publiserte Global Wind Energy Outlook i 2014, denne rapporten tar for tre forskjellige scenarier for vindkraft og fremtidig utvikling i installert kapasitet: NPS (new policies scenario), moderat scenario og advanced scenario. NPS er det mest konservative scenariet, mens advanced scenario er det mest optimistiske. For 2020 er det laveste estimatet på 611 GW (NPS) og det mest optimistiske er 800 GW (advanced scenario). Estimaten for 2040 ligger mellom 1325 GW og 3025 GW [36]. (Se tabell 10 i vedlegg). Europakommisjonens wind status report fra 2014 har i sine analyser kommet frem til en installert kapasitet på 681 GW innen 2020, 1391 GW innen 2030 og 2446 GW innen 2050 [29]. IEA's Medium-Term rapport, presenteres prognoser for installert kapasitet frem til 2020 i tråd med IEA's New Policies Scenario. IEA forventer en installert kapasitet på 603 GW for onshore vindkraft innen 2020. IEA presenterer også et akselerert scenario, hvor flere faktorer som endret politikk, forurensing og klimagevinsten kan føre til en installert kapasitet mellom 638-660 GW [18].

**New Policies Scenario:** Referansemodellen til IEA, den legger til grunn nasjoners annonserte planer, politiske forpliktelser og nasjonale løfter [49].

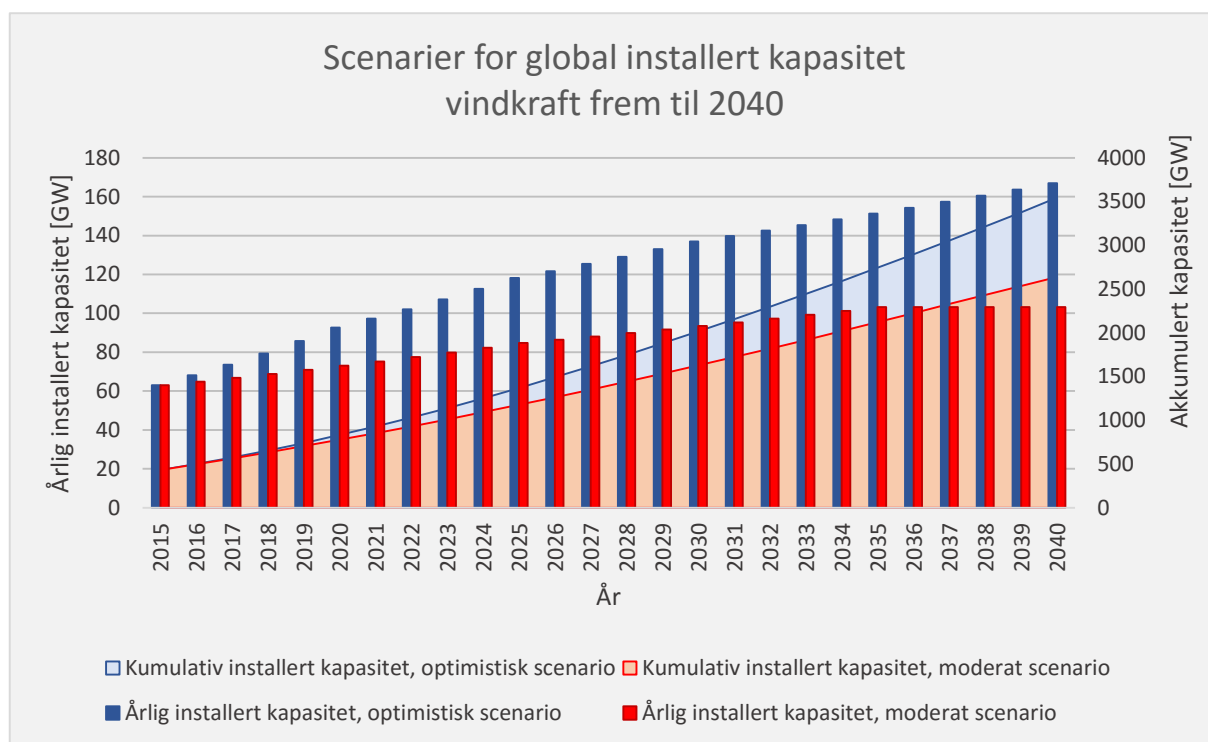
Figur 24: Faktaboks

Jeg estimerte to scenarier for vindkraft som jeg også gjorde for solkraft. Jeg ser på et veldig optimistisk scenario og et moderat scenario også for vind. Det optimistiske scenariet er mer optimistisk enn scenariene funnet i litteraturen, og representerer et gjennombruddscenario for vind og fornybar energi. Mitt moderate scenario er mer i tråd med dagens politikk, men dette krever en vilje til å gjennomføre politiske mål for fornybar energi som er satt av politiske instanser. Historiske data fra GWEC, gav en årlig gjennomsnittlig økning i installert kapasitet på 14% for perioden 2012-2015. Ettersom årlig installert



kapasitet øker vil denne prosentandelen gradvis reduseres for årene som kommer. I mine egne scenarier for fremtidig installert kapasitet, estimerte jeg en økning i årlig installert kapasitet gitt i tabell 11 som er lagt ved i vedlegg. Jeg har la mest vekt på scenariene til GWEC som hadde estimert den høyeste akkumulerte kapasiteten for vindkraft i 2040 [36].

Mine prognoser for utviklingen av installert kapasitet for vindkraft vises i figur 25. Figuren viser både årlig installert kapasitet og akkumulert kapasitet frem til 2040. Akkumulert kapasitet for optimistisk scenario er 830 GW innen 2020, 2015 GW innen 2030 og 3545 GW innen 2040 er omme. For moderat scenario er mine estimater for akkumulert kapasitet 777 GW innen 2020, 1626 GW innen 2030 og 2640 GW i løpet av 2040. Antakelse mine for global akkumulert kapasitet vindkraft for de to scenariene er vist i tabell 12 i vedlegg.

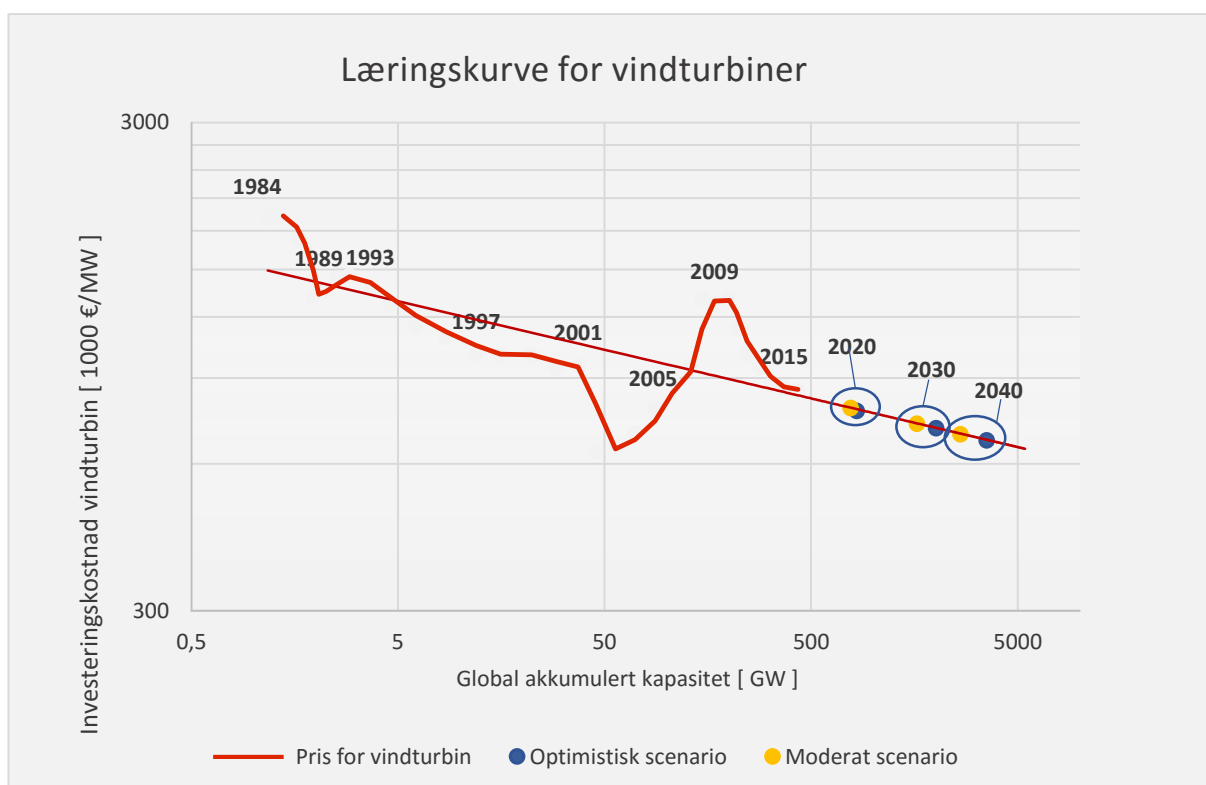


Figur 25: Estimerte scenarier for fremtidig global installert kapasitet av vindkraft frem til 2040.

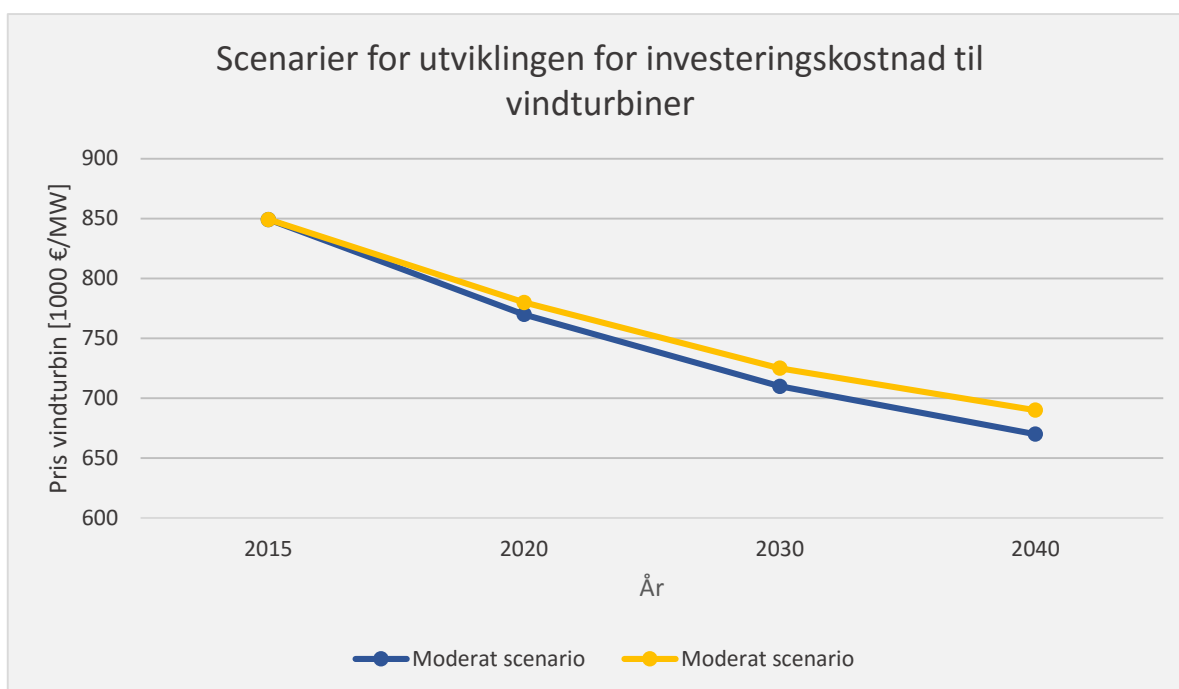
### 4.3 Utvikling av investeringskostnaden for vindkraft

I dette avsnittet vil jeg estimere videre utvikling av investeringskostnaden for vindturbiner. Jeg vil anvende læringskurven jeg etablerte tidligere i kapittelet for vind og mine estimerte scenarier for videre utvikling av installert kapasitet frem til 2040. Til slutt i dette avsnittet vil jeg sammenligne mine estimat for fremtidig kostnadsutvikling for vindturbiner, med kostnadsscenariene for vindturbiner som er bestemt med grunnlag i kostnadsdatabasen til Statnett.

Tidligere kom jeg frem til en læringskurve for vindturbiner med en læringsrate på 7%, se figur 20. For å finne turbinprisene for moderat og optimistisk scenario, har jeg brukt de estimerte kapasitetene for begge scenarier (se tabell 12 i vedlegg) og funnet punktene hvor de krysser læringskurven i Excel. Jeg har plottet inn de estimerte turbinprisene og kapasiteter for 2020-2040 i figur 26. Figuren viser den historiske læringskurven for vindturbiner og mine estimer for fremtidig kostnads- og kapasitetsutvikling for vindturbiner. Resultatene for investeringskostnadene til begge kapasitetsscenarier er oppsummert i tabell 13 som finnes i vedlegg.



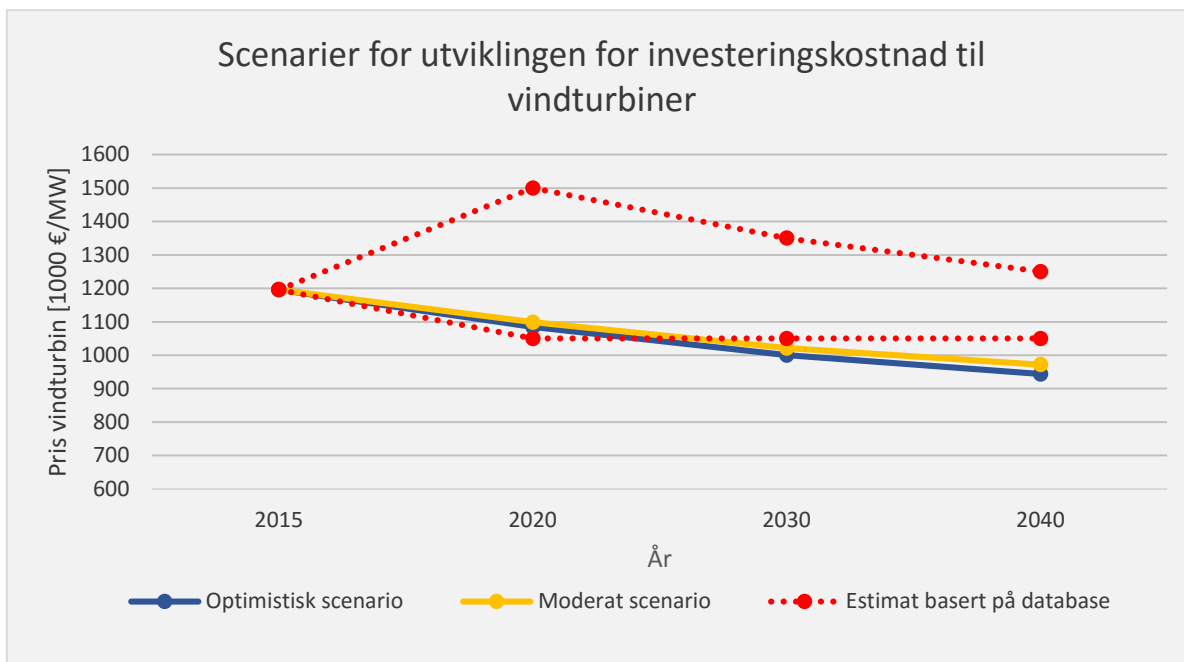
Figur 26: Læringskurven for vindturbiner og estimerte verdier for investeringskostnadene til vindturbiner for 2020-2040.



Figur 27: Utviklingen av investeringskostnaden til vindturbiner for optimistisk og moderat scenario frem til 2040.

Figur 27 viser min estimerte utvikling av investeringskostnaden frem mot 2040. Det er lite som skiller scenariene, selv om det nesten er 1000 GW forskjell i installert kapasitet mellom de to scenariene. 1000 GW er like mye som den forventede vindkraftkapasiteten til Kina i 2050 [39], så dette er en betydelig mengde kapasitet i vindkraftsammenheng. Kurvene i figur 27 viser også at turbinprisene flater mer ut mot 2040. Ifølge mine prognoser er investeringskostnaden til vindturbin for optimistisk scenario 21% lavere i 2040 i forhold til 2015, investeringskostnaden for moderat scenario er 19% lavere i 2040.

For å sammenligne mine estimater for utviklingen av investeringskostnad for vindturbin, har jeg sammenlignet mine estimater med estimat basert på databasen til Statnett. Resultat er vist i figur 28.



Figur 28: Sammenligning av mine estimerte scenarier for utvikling av investeringskostnadene til vindturbiner med scenario lav og høy basert på kostnadsdatabasen.

Resultatet i figur 28, viser at begge scenarier med grunnlag i databasen er mer konservativt enn scenariene estimert ut ifra læringsraten, selv om det laveste scenariet nesten ligger på samme nivå som optimistisk og moderat scenario.

#### 4.4 Utvikling av LCOE for onshore vindkraft

I dette avsnittet vil jeg regne ut LCOE verdien til vindkraft for 2020-2040. Jeg finner estimerte LCOE verdier for optimistisk og moderat scenario for vindkraft. Jeg bruker resultatet for investeringskostnadene som jeg kom frem til i forrige avsnittet som omhandlet utviklingen av investeringskostnaden for vindturbiner. Jeg vil regne ut LCOE verdi for optimistisk og moderat scenario. Til slutt viser jeg utviklingen til LCOE verdien ved en økning av vindturbinens kapasitetsfaktor.

Vindturbinen utgjør i dag omtrent 70% av de totale investeringskostnadene for landbasert vindkraft, se figur 20. Ved estimering av den fremtidige utviklingen til LCOE for vindkraft, antar jeg at vindturbinens andel av de totale investeringskostnaden vil fortsette å utgjøre 71% av investeringskostnadene frem til 2040. De andre inputparameterne som jeg bruker for å regne ut LCOE er gitt i tabell 3.

Tabell 3: Oversikt over inputparameterne brukt ved bergning av LCOE til vindkraft.

Inputparametere ved utregning av LCOE til vindkraft				
År	Vedlikeholdskostnader [1000€/MW]	Levetid [år]	Brukstid [Timer pr. år]	Diskonteringsrente [%]
2020	15-38	20	3000	7
2030	15-37	20	3000	7
2040	15-37	20	3000	7

Tabell 4 nedenfor viser LCOE verdiene jeg regnet ut for optimistisk og moderat scenario.

Tabell 4: LCOE for vindkraft for optimistisk og moderat scenario.

LCOE Vindkraft [€/MWh]		
	Moderat scenario	Optimistisk scenario
<b>2020</b>	47	39
<b>2030</b>	45	36
<b>2040</b>	43	35

## 4.5 Kapasitetsfaktorens innvirkning på LCOE

Kapasitetsfaktor til en vindturbin påvirker LCOE verdien. En økt kapasitetsfaktor betyr at brukstiden øker, som igjen resulterer i en reduksjon av LCOE verdien. Kapasitetsfaktoren til en vindturbin er den totale energien produsert per år, som en prosentandel av den nominelle effekten til turbinen [41].

$$\text{Kapasitetsfaktor} = \frac{\text{Energi produsert over et år [MWh]}}{\text{Nominell turbineffekt [MW]} * 8760[h]} \quad [51]$$

Hovedfaktorene som påvirker kapasitetsfaktoren er vindressursene ved lokalisasjonen til turbinen, lengden på rotorbladene, høyden til turbinen, design av turbin og rotorblader. Teknologiske forbedringer de siste årene er gjort for å forbedre kapasitetsfaktoren til vindturbiner [37]. Sett fra et teoretisk synspunkt kan kapasitetsfaktoren variere fra 0-100%, men i praksis kan en kapasitetsfaktor variere mellom 20 -70% [43]. Offshore vindkraft har høyere kapasitetsfaktor enn landbasert vindkraft. Hovedårsakene til dette er at offshore vindkraft ofte ligger på lokalisasjoner med gode vindforhold med høyt gjennomsnitt for vindhastighet, turbinene er høyere og har større rotordiameter [32]. Det globale gjennomsnittet for kapasitetsfaktoren til landbasert vindkraft er 28% [36]. USA er det landet i verden som har høyest gjennomsnittlig kapasitetsfaktor for landbasert vindkraft, gjennomsnittet er på 33%, og det tilsvarer 2891 brukstimer i året. I EU er antall brukstimer for landbasert vindkraft typisk mellom 1800-2200 timer [29]. Gjennomsnittlig kapasitetsfaktor ligger på 24% i Europa, dette tilsvarer 2100 brukstimer i året. Figur 29 viser utviklingen av den gjennomsnittlige kapasitetsfaktoren i EU [29].

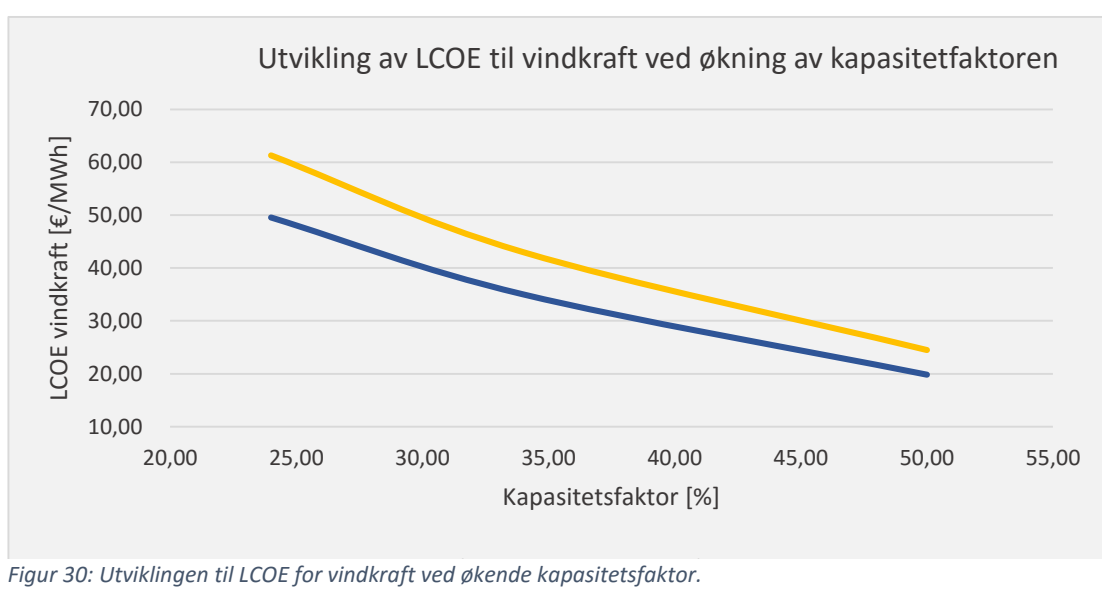


Figur 29: Utviklingen av kapasitetsfaktoren til vindturbiner i EU.

Fokuset har skiftet de siste årene, og i stedet for å øke den nominelle effekten til turbiner, er fokuset nå på å øke kapasitetsfaktoren. Det er et økt fokus på vindturbiner som kan produsere kraft i områder med lave vindhastigheter. Disse turbinene opererer med en høy kapasitetsfaktor, og de har høye tårn og lange rotorblader i forhold til generatorstørrelsen [36] [37]. National Renewable Energy Laboratory (NREL) har publisert en database, Transparent Cost Database, hvor data for fremtidige prognoser for blant annet kapasitetsfaktor frem til 2050 publiseres. Denne databasen inneholder NREL sine estimat og estimat hentet fra litteraturen. For 2040 ligger de estimerte verdiene for kapasitetsfaktoren mellom 35-50% [44]. I Global Wind Energy Outlook 2014, utgitt av GWEC, forventes en økning fra 28% til 30% etter 2030, GWEC påpeker at dette antakeligvis er en for konservativ antakelse og at i realiteten vil kapasitetsfaktoren være høyere enn dette i fremtiden [36].

For å undersøke hvor lav LCOE verdi det er mulig å oppnå for onshore vindkraft, vil jeg se på innvirkningen en økning i kapasitetsfaktoren vil ha på LCOE verdien. [29]. Jeg vil regne ut LCOE verdier for kapasitetsfaktorer på 24%, 34% og 50%, dette tilsvarer 2100, 2978 og 4380 brukstimer. Jeg regner ut LCOE for både optimistisk og moderat scenario, og jeg bruker de estimerte investeringskostnadene som inntreffer i år 2040. På dette tidspunktet er kostnadene på sitt laveste for begge scenarier. Resten av inputparameterne er som oppgitt i tabell 3.

LCOE verdien for optimistisk scenario var 50 €/MWh når kapasitetsfaktoren var 24%. En økning av kapasitetsfaktoren til 50%, førte til at LCOE ble redusert til 20 €/MWh, hvilket tilsvarer 60% reduksjon av LCOE verdien. Ved en kapasitetsfaktor på 24%, var LCOE verdien til moderat scenario 61 €/MWh og ble redusert til 25 €/MWh ved at kapasitetsfaktoren ble økt til 50%. Figur 30 viser utviklingen av LCOE til vindkraft ved en økning av kapasitetsfaktoren.



Figur 30: Utviklingen til LCOE for vindkraft ved økende kapasitetsfaktor.

## 5 Diskusjon

Formålet med oppgaven var å gi Statnett et bedre grunnlag for å lage fremtidige prognoser for fremtidig utvikling av sol,- og vindkraft.

### 5.1 Solkraft

For solkraft kom jeg frem til en læringsrate på 23% for PV-systemer installert i Europa i perioden 2001-2015. Jeg har ikke lyktes i å finne litteratur om læringsrater for PV-systemer i Europa, men det finnes mye litteratur rundt læringsraten for solmoduler. Læringsraten for solmoduler ligger mellom 19 og 23% [3]. Resultatet jeg kom frem til viser at PV-systemer følger den samme læringsraten som solmoduler. Jeg hadde forventet at læringsraten for PV-systemer skulle være noe lavere enn for solmoduler, en læringsrate på 23% var derfor noe høyere enn hva jeg hadde forventet på forhånd. En svakhet ved læringsraten jeg kom frem til er at tidsperioden med fordel kunne vært lengre, da vil de mindre svingningene i kostnadene få mindre innvirkning på læringsraten og trenden kommer tydeligere frem. Årsaken til at jeg valgte 2001 som starttidspunkt, er at jeg ikke lyktes i å finne kilder til historiske kostnader for PV-system i Europa før 2001.

Læringskurven for PV-systemer i Europa gav en høy korrelasjonsfaktor på 0,93. Dette betyr at det er lite fluktuasjoner i investeringskostnad for PV-system og at det god korrelasjon mellom investeringskostnad og akkumulert kapasitet.

Mine resultater for investeringskostnadene til PV-systemer stemmer godt overens med estimatene bestemt med grunnlag i kostnadsdatabasen. Både optimistisk scenario (læringskurveestimat) og scenario lav (basert på kostnadsdatabasen), har en estimert investeringskostnad på 400 1000€/MW for 2040. Optimistisk scenario har en tregere utvikling enn scenario lav frem til 2020, men utviklingen akselererer etter 2020 og er nesten på høyde med scenario lav ved 2030. Siden optimistisk scenario tar hensyn til installert kapasitet, er sannsynligvis utviklingskurven til optimistisk scenario mer realistisk enn for scenario lav. Moderat scenario (570 1000€/MW i 2040) har lavere investeringskostnader for i 2040 enn scenario høy (800 1000€/MW i 2040). Dersom utviklingen følger læringsraten på 23%, er installert kapasitet omtrent 1400 GW når investeringskostnaden er 800 1000€/MW. For å nå 1400 GW må snaut 50 GW installeres årlig frem til 2040. Utbyggingen av solkraft har eskalert de siste årene, derfor anses en årlig installert kapasitet på 50 GW årlig som veldig konservativt og lite sannsynlig. Scenario høy bør derfor vurderes om det skal nedjusteres for å få et mer reelt estimat for fremtidig utvikling



Uten forbedringer i virkningsgraden til solceller, var den laveste LCOE verdien for solkraft 53 €/MWh for optimistisk scenario i 2040. Ved utregning av LCOE ble det antatt en levetid på 20 år for PV-system. Solmoduler leveres ofte med en garantert levetid på 25 år hvor de skal levere minst 80% av merkeeffekt [3]. Det er rimelig å anta at det vil komme teknologiske forbedringer som vil forlenge levetiden til PV-system [3]. For utregning av LCOE bør det derfor vurderes å oppjustere levetiden for solmoduler til 25 år for 2020 - 2030, og en levetid på 30 år for utregning av LCOE verdiene for 2040.

Med forbedringer i virkningsgraden var estimert LCOE verdi 49 €/MWh, her var det antatt en økning i virkningsgraden fra 16% til 25%. En svakhet ved dette resultatet er at investeringskostnaden holdes konstant, selv om en økning i virkningsgraden fører til økte investeringskostnader. Men virkningsgraden til solceller forbedres stadig, og den industrielle standarden øker. Denne utviklingen skjer samtidig som at investeringskostnadene for PV-system reduseres. Det er ikke urimelig å anta at denne utviklingen vil fortsette. Konkurransen på markedet stadig blir større og den industrielle standarden for solceller av silisium er estimert til en virkningsgrad på 25% i 2040.

## 5.2 Vindkraft

For vindturbiner kom jeg frem til en læringsrate på 7%, denne er basert på turbinkostnader og global akkumulert kapasitet for perioden 1984-2015. Jeg antok en global utvikling for investeringskostnadene til vindturbiner på grunn av få kilder til historiske investeringskostnader fra turbiner installert i Europa. IEA og GWEC opererer med en læringsrate på 7% [32]. Irena kom frem til at kostnadene for vindturbiner i 2040 er 78% av hva de var i 2011 (for turbiner i Storbritannia) [32]. Mine resultater gav en reduksjon i investeringskostnadene til vindturbiner på 19% og 21% for perioden 2015-2040. Dette viser at mine resultater stemmer godt overens med tidligere studier.

Læringskurven for vindturbiner jeg etablerte hadde en noe lav korrelasjonsfaktor på 0,47. En lav korrelasjonsfaktor tyder på en ujevn kostnadsutvikling og skyldes fluktuasjoner i investeringskostnaden til vindturbiner.

Jeg etablerte to scenarier for vind som for sol, et optimistisk med global akkumulert kapasitet på 3545 GW i 2040 og et moderat scenario med en akkumulert kapasitet i 2040 på 2640 GW. Differansen er mindre mellom mine estimater for installert vindkraft i sammenlignet med differansen mellom sceneriene for installert solkraft. Det var mindre spenn mellom de ulike prognosene for fremtidig kapasitet for vindkraft enn det var for solkraft. Det mest aggressive scenariet var GWEC's advanced scenario som følger et utviklingsforløp som er helt på grensen av kapasiteten til vindindustrien [36]. Optimistisk scenario har over 500 GW mer enn advanced scenario til GWEC, jeg konkluderte i mine analyser at det var optimistisk, men samtidig ikke urealistisk [36].

Optimistisk og moderat scenario for vindkraft, stemte godt overens med scenario lav som er estimert på grunnlag av databasen til Statnett. Scenario høy bør vurderes nedjustert dersom man antar at utviklingen vil følge en læringsrate på 7%.

I avsnittet for utvikling av LCOE verdien for onshore vindkraft, kom jeg frem til en turbinpris på 20 og 25 €/MWh dersom kapasitetsfaktoren økte til fra 24% til 50%. En økning av kapasitetsfaktoren kommer av teknologiske forbedringer, blant annet ved økt rotordiameter og høyde på vindturbinen. Dette fører til økte produksjonskostnader i form av materialkostnader. Vekten på turbinen øker, selv om mye av denne vekten frem til i dag, har vært kompensert for ved optimalisering av turbinding og ved bruk av lettere materialer [32]. Men ved stadig større turbiner, vil det bli umulig å unngå en økt vekt på turbin. En økning av vekten til turbinen vil stille høyere krav til fundamenteringen, som igjen vil gi utslag i kostnadene [32]. Det er ikke tatt hensyn til denne eventuelle økningen i kostnadene ved utregning av LCOE. Resultatet av LCOE verdien ved en kapasitetsfaktor på 50% kan derfor gi et for optimistisk kostnadsbilde.

### 5.3 Læringskurve som metode

Når man skal estimere fremtidige prognoser for kostnadsutvikling, vil det være svakheter ved bruk av læringskurve som metode. Det samme gjelder ved bruk av kostnadsdatabasen til Statnett for estimering av fremtidige kostnader. En svakhet ved estimat bestemt på grunnlag i databasen, er at det ikke blir tatt hensyn til installert kapasitet. Estimert basert på læringskurver tar hensyn til den installerte kapasiteten, men det er ikke sikkert at fremtidig utviklingen vil følge den samme læringskurven.

Læringskurvemodellen gir ingen mulighet til å forvente noen diskontinuiteter i læringsraten. På 80-tallet begynte utviklingen til solmoduler å følge en lavere læringsrate enn den hadde gjort tidligere. Dette førte til at de estimerte verdiene på 70-tallet hadde forventet en raskere utvikling enn det som ble realiteten [2]. Derfor kan min estimerte læringsrater være høyere eller lavere enn det som blir realiteten i fremtiden, som igjen kan føre til feilslåtte kostnadsestimat. Timingen til fremtidige kostnadsreduksjoner er også veldig sensitiv for endringer i læringsraten, selv små endringer i læringsraten kan føre til store utslag i tidsrommet for kostnadsreduksjonen. Jeg vil si at for estimering på kortere sikt (5-10 år) er læringsrater en god metode, men det vil være større usikkerhet rundt resultatene ved estimatene lengre frem i tid.

## 6 Vedlegg

Tabell 5: Oversikt over forventet global akkumulert kapasitet for solkraft frem mot 2050, hentet fra litteraturen.

Forventet global installert kapasitet solkraft					
	2019	2020	2030	2040	2050
IEA [23][24]	429,5 GW		1721 GW		4674 GW
Solar Power Europe [20]	540 GW				
Agora Energiewende [3]					4295-14778 GW
Greentech Media [22]	600 GW	750 GW			

Tabell 6: Oversikt over antatt økning årlig installert kapasitet for solkraft frem til 2040.

Moderat scenario
<ul style="list-style-type: none"> <li>•2015-20: 15%</li> <li>•2020-25: 8%,</li> <li>•2025-35: 5%</li> <li>•2035-40: 3%</li> </ul>
Optimistisk scenario
<ul style="list-style-type: none"> <li>•2015-20: 20%</li> <li>•2020-25: 15%</li> <li>•2025-35: 8%</li> <li>•2035-40: 5%</li> </ul>

Tabell 7: Oversikt over scenarier for fremtidig global akkumulert kapasitet solkraft

Scenarier for fremtidig global installert kapasitet solkraft		
År	Moderat scenario	Optimistisk scenario
2020	630 GW	760 GW
2030	2000 GW	3500 GW
2040	4140 GW	9200 GW

Tabell 8: Scenarier for investeringskostnaden til PV-system.

Scenarier for investeringskostnaden til PV-system[1000€/MW]		
År	Optimistisk	Moderat
2020	1050	1150
2030	610	750
2040	430	570

Tabell 9: Estimerte verdier for investeringskostnaden for PV-system, basert på databasen

Kostnadsestimat for PV-system basert på databasen [1000€/MW]		
År	Scenario høy	Scenario lav
2020	1200	700
2030	1000	500
2040	800	400

Tabell 10: Oversikt over scenarier for fremtidig global akkumulert kapasitet vindkraft, hentet fra litteraturen.

Forventet global installert kapasitet vindkraft				
	2020	2030	2040	2050
NPS [35]	611 GW	965 GW	1325 GW	
Europakommisjonen [29]	681 GW	1391 GW		2446 GW
Moderate scenario [35]	712 GW	1480 GW	2090 GW	
Advanced scenario [35]	800 GW	1934 GW	3025 GW	

Tabell 11: Oversikt over antatt økning i årlig installert kapasitet vindkraft frem til 2040.

Moderat scenario
• 2015-25: 3%
• 2025-35: 2%
• 2035-40: 0%
Optimistisk scenario
• 2015-20: 8%
• 2020-25: 5%
• 2025-35: 3%
• 2035-40: 2%

Tabell 12: Scenarier for fremtid installert kapasitet vindkraft.

Scenarier for fremtidig installert kapasitet vindkraft		
År	Moderat scenario	Scenario lav
<b>2020</b>	777 GW	830 GW
<b>2030</b>	1626 GW	2015 GW
<b>2040</b>	2640 GW	3545 GW

Tabell 13: Oversikt estimerte scenarier for investeringskostnaden til vindturbiner frem mot 2040.

Scenarier for investeringskostnaden til vindturbiner [1000 €/MW]		
År	Moderat scenario	Optimistisk scenario
<b>2020</b>	780	770
<b>2030</b>	725	710
<b>2040</b>	690	670

Tabell 14: Estimerte scenarier for investeringskostnaden til vindkraft basert på databasen.

Scenarier for investeringskostnaden til vindkraft basert på databasen [1000 €/MW]		
År	Scenario høy	Scenario lav
<b>2020</b>	1500	1050
<b>2030</b>	1350	1050
<b>2040</b>	1250	1050

## 7 Referanser

- [1]: Wright, T.P. (1936). "Factors Affecting the Cost of Airplanes". *Journal of Aeronautical Sciences*. (3.utg. s. 122–128).
- [2]: Nemet, G.F, Husmann,D. (2012). "PV Learning Curves and Cost Dynamics". G. P. Willeke, E. R. Weber (Red.), *Advances in Photovoltaics: Volume 1*. (vol.87, s.85-137).
- [3] Fraunhofer ISE (2015): *Current and Future Cost of Photovoltaics*. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. Study on behalf of Agora Energiewende. Agora Energiewende Current and Future Cost of Photovoltaics (2015),
- [4]: International Renewable Energy [IRENA]. (2015). *Renewable Power Generation Costs*.
- [5]: IEA. (2015). *Trends in Photovoltaic Applications 2015*.
- [6]: IEA. (2014). *Trends in Photovoltaic Applications 2014*.
- [7]: IEA. (2013). *Trends in Photovoltaic Applications 2013*.
- [8]: IEA. (2012). *Trends in Photovoltaic Applications 2012*.
- [9]: IEA. (2011). *Trends in Photovoltaic Applications 2011*.
- [10]: IEA. (2010). *Trends in Photovoltaic Applications 2010*.
- [11]: IEA. (2009). *Trends in Photovoltaic Applications 2009*.
- [12]: IEA. (2008). *Trends in Photovoltaic Applications 2008*.
- [13]: IEA. (2007). *Trends in Photovoltaic Applications 2007*.
- [14]: IEA. (2006). *Trends in Photovoltaic Applications 2006*.
- [15]: IEA. (2005). *Trends in Photovoltaic Applications 2005*.
- [16]: IEA. (2004). *Trends in Photovoltaic Applications 2004*.
- [17]: IEA. (2003). *Trends in Photovoltaic Applications 2003*.
- [18]: IEA. (2002). *Trends in Photovoltaic Applications 2002*.
- [19]: Eurostat. (2015). Hentet 22.mars 2015 fra <http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/refreshTableAction.do?tab=table&plugin=1&pcode=tec00118&language=en>
- [20] Solar Power Europe. (2015). *Global Market Outlook 2015-2019*.
- [21]: Fraunhofer Institute for Solar Energy System. (2016). *Photovoltaics Report*, updated 11 March 2016.
- [22]: Munsell, M. (2016). *GTM Research: Global Solar PV Installations Grew 34% in 2015*. Hentet 30.mars 2016 fra <http://www.greentechmedia.com/articles/read/gtm-research-global-solar-pv-installations-grew-34-in-2015>
- [23]: International Energy Agency [IEA]. (2014). *Technology Roadmap Solar PV*.
- [24]: IEA. (2015). *Medium-Term Renewable Energy Market Report 2015*. ISBN 9789264243613

- [25]: Green M. A., Emery K., Hishikawa Y., Warta W., Dunlop E.D. (2014). *Solar cell efficiency tables* (Version 45).
- [26]: IRENA. (2014). *Solar PV module cost learning curve for crystalline silicon and thin film*. Hentet 04.mars 2016, fra <http://costing.irena.org/charts/solar-photovoltaic.aspx>
- [27]: Fornybar.no. (udatert) Hentet 05.april 2016 fra <http://www.fornybar.no/vindkraft/teknologi>
- [28]: Moné, C. Stehly, T. Maples, B. Settle, E. (2014) *2014 Cost of Wind Energy Review*. National Renewable Energy Laboratory
- [29]: European Commission. (2015). *2014 JRC wind status report*.
- [30]: European Wind Energy Association [EWEA]. (2015). *Aiming high, Rewarding Ambition in Wind Energy*.
- [31]: Nielsen, P. et al. (2010). *Vindmøllers Økonomi*. EUDP project 33033-0196
- [32]: International Renewable Energy Agency [IRENA]. (2012). *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Wind Power, volume 1: Power Sector, Issue 5/5*.
- [33]: Bloomberg New Energy Finance. (2016). *Sustainable Energy in America Factbook*. På oppdrag fra Business Council for Sustainable Energy
- [34]: Norges Bank. (Udatert). Hentet 01.april 2016 fra <http://www.norges-bank.no/Statistikk/Valutakurser/>
- [35]: The Worldwatch Institute. (2007). *Vital Signs 2007-2008*. ISBN-13: 9780393331295
- [36]: Global Wind Energy Council [GWEC], Greenpeace International. (2014). *Global Wind Energy Outlook 2014*.
- [37]: IEA. (2013) *Technology Roadmap, Wind energy*.
- [38]: Wisler, R. Bolinger, M. (2015). *2014 Wind Technologies Market Report Highlights*. Lawrence Berkeley National Laboratory
- [39]: Yuanyuan, L. (2012). *China Increases Target for Wind Power Capacity to 1,000 GW by 2050*. Hentet 05. mai 2016 fra <http://www.renewableenergyworld.com/articles/2012/01/china-increases-target-for-wind-power-capacity-to-1000-gw-by-2050.html>
- [40]: GWEC. (2016). *Global wind statistics 2015*.
- [41]: GWEC. (2013). *Global cumulative installed wind capacity*. Hentet 05. april 2016 fra [http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2014/04/6\\_21-2\\_global-cumulative-installed-wind-capacity-1996-2013.jpg](http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2014/04/6_21-2_global-cumulative-installed-wind-capacity-1996-2013.jpg)
- [42]: European Commission. (2014). *2030 Energy Efficiency Impact Assessment*. [SWD (2014) 256 final].
- [43]: Danish Wind Industry Association. (2003). Hentet 10.mai 2016 fra <http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/en/tour/wres/annu.htm>
- [44]: National Renewable Energy Laboratory.(udatert). Hentet 07.mai 2016 fra <http://en.openei.org/apps/TCDB/>
- [45]: Arrow, K. J. (1962). The economic implications of implications of learning by doing. *Review of Economic Studies* (vol. 29, s.155-173).

[46]: Rosenberg, N. (1982). *Inside the black box: Technology and economics*. Cambridge University Press

[47]: Lundvall, B.-Å. (1988), Innovation as an Interactive Process: from User-Producer Interaction to the National System of Innovation. I Dosi, G. et al. (Red.), *Technical Change and Economic Theory* (s.349-369).

[48]: Kamp, L.M. Smits, R.E.H.M. Andriessse, C.D. (2004). *Notions on learning applied to wind turbine development in the Netherlands and Denmark*.

[49]: IEA. (udatert). Hentet 15.mars 2016 fra <http://www.iea.org/publications/scenariosandprojections/>

[50]: The European Wind Energy Association. (2013). *Deep Water, The next step for offshore wind energy*

[51]: Norsk Vindkraftforening. Energi Norge. (2014) Hentet 20.april 2016 fra <http://www.vindportalen.no/teori/brukstid-og-kapasitetsfaktor.aspx>

[52]: Thinkstock. (udatert). Hentet 12.mai 2016 fra <http://www.thinkstockphotos.com/image/stock-photo-solar-panels-with-wind-turbines-and/518279346/popup?src=history>

[53]: Vestavind kraft.(2010). Hentet 02.mai 2016 fra <http://www.vestavindkraft.no/aktuelt/2015/3/12/full-fokus-p-landbasert-vindkraft>





Norges miljø- og biovitenskapelig universitet  
Noregs miljø- og biovitenskapelige universitet  
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003  
NO-1432 Ås  
Norway