



Analyseforudsætninger til Energinet 2021 – Solceller

Baggrundsnotat

Kontor/afdeling
Systemanalyse

Dato
12. oktober 2021

J nr. 2021 - 6416

/CHWO

Indholdsfortegnelse

Udvikling frem mod 2040	2
Metode og antagelser	3
Tagbaserede anlæg	3
Markanlæg	4
Usikkerhed	8
Ændringer ift. AF20	10
Kilder	12
Bilag 1: Solpotentialmodellen	13

Energistyrelsen

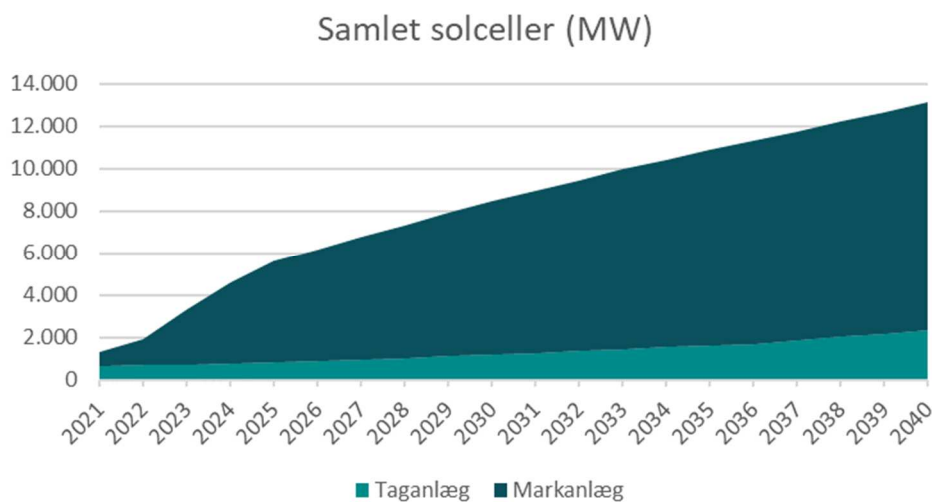
Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

T: +45 3392 6700
E: ens@ens.dk

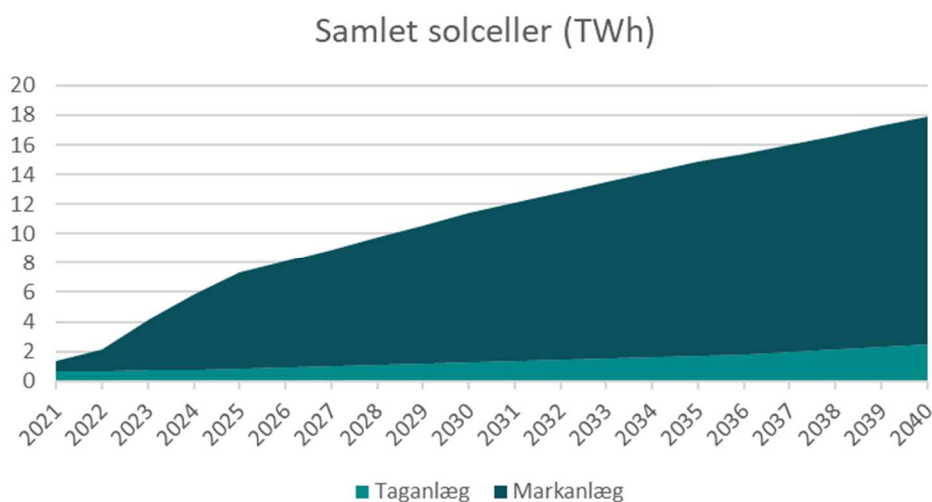
www.ens.dk

Udvikling frem mod 2040

Figureerne herunder viser den samlede udvikling i kapacitet for og produktion fra solceller i AF21. Fremskrivningen antager en markant stigning i både kapacitet og produktion frem mod 2040.



Figur 1: Samlet solcellekapacitet i AF21 (MW).



Figur 2: Samlet produktion fra solceller i AF21 (TWh).



Metode og antagelser

Forudsætninger for solceller skelner mellem markanlæg og taganlæg. Ved markanlæg forstås kommercielle solcelleanlæg opstillet på terræn (fx en mark), hvorimod der ved taganlæg forstås både kommercielle og private anlæg på tage, fx ejet af private husholdninger eller erhverv. På nuværende tidspunkt fylder markanlæg en mindre del af den samlede kapacitet af solceller, men det forventes, at kapaciteten af markanlæg inden for det næste år overhaler kapaciteten af tagbaserede anlæg ikke mindst grundet den stigende økonomiske attraktivitet for investorer for udbygning med markanlæg.

Alle kapaciteter i forudsætningerne er 'nettilsluttet kapacitet' (også kaldt W_{ac} eller AC-kapacitet). Denne opgørelsesmetode gør det nemmere at sammenligne den installerede effekt med andre teknologier i elsystemet og tjener dermed bedst analyseforudsætningernes formål. I solcellebranchen bliver kapaciteten ellers ofte opgivet med den installerede modulkapacitet (også kald W_{dc} eller DC-kapacitet), som plejer at være højere end den nettilsluttede AC-effekt. Dette skyldes, at DC-kapaciteten er opgjørt som maksimal produktion under visse standardiserede forhold, som sjældent opnås i almindelig drift. Det kan yderligere være en anlægsoptimering, der tager højde for omkostningsniveauerne af projekt-, anlægs- og nettilslutningskomponenter samt solcellernes produktionsprofil og de forventede indtægter fra produktionen, som også kan bidrage med, at AC-kapaciteten er lavere end DC-kapaciteten.

Tagbaserede anlæg

Nedtagning af eksisterende anlæg

I Energistyrelsens teknologikatalog (Energistyrelsen, 2020) fremgår det, at levetiden for solcelleanlæg er 30 år eller derover. Der forventes således ikke nogen nedtagning før 2040.

Udbygning med nye anlæg

Energistyrelsens Solpotentialemodel anvendes til fremskrivning af udbygning med solcelleanlæg på tagene. Solpotentialmodellen fremskriver udbygningen af taganlæg på baggrund af en given business case for forskellige investorkategorier og er nærmere beskrevet i bilag 1. Udbygningen fremgår af Figur 1 ovenfor.

Produktion fra eksisterende og nye anlæg

I Energistyrelsens teknologikatalog fremgår forventede antal fuldlasttimer for forskellige anlægstyper. På tagene er det hhv. husstands anlæg og kommercielle anlæg (fx på taget af en industriel bygning). For den allerede eksisterende kapacitet til og med 2020 er der estimeret et gennemsnit for antal fuldlasttimer for den samlede bestand af anlæg frem for en opdeling på forskellige anlægstyper. For eksisterende anlæg til og med 2020 anvendes 1.000 kWh/kW målt ved inverter.



Antagelser om fuldlasttimer for eksisterende tagbaserede anlæg fra 2021, samt nye tagbaserede anlæg fremgår af tabellen herunder. I teknologikataloget er fuldlasttimerne kun angivet for enkelte år, hvorfor der interpoleres i mellem de angivne år. Fuldlasttimer i 2020 bruges derfor kun som interpoleringsgrundlag til de øvrige år.

	2020	2030	2040
Husstands anlæg	1.043	1.077	1.101
Kommercielle anlæg	1.129	1.166	1.185

Tabel 1: Fuldlasttimer for nye tagbaserede anlæg målt ved inverter (kWh/kW).

Markanlæg

Nedtagning af eksisterende anlæg

I Energistyrelsens teknologikatalog (Energistyrelsen, Teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme, 2020) fremgår det, at levetiden for solcelleanlæg er 30 år eller derover. Der forventes således ikke nogen nedtagning før 2040.

Udbygning med nye anlæg

Udbygning med nye markanlæg forventes at ske enten via de teknologineutrale udbud eller på markedsvilkår, herunder med aftaler om afsætning af hele eller dele af produktionen i såkaldte PPA'er (Power Purchase Agreements).

Projektøkonomien afhænger dels af de forventede fremtidige teknologiomkostninger samt øvrige omkostninger (eksempelvis arealomkostninger, dvs. køb eller leje af jord, og netomkostninger), og dels af den forventede fremtidige indtjening, hvoraf markedselprisen udgør den største del. Markedselprisen og især den solvægtede elpris (afregningsprisen for sol) er behæftet med stor usikkerhed, da denne i stort omfang afhænger af, hvad der sker med udbygningen med solceller i Danmarks nabolande

Ud over at der skal være økonomi i at udbygge med ny kapacitet, skal der findes et egnet areal, hvortil der skal opnås kommunal godkendelse. I takt med en stigende udbygning, vil det kunne forventes at solceller vil opleve lavere godkendelsesrate i kommunerne, ligesom det har været tilfældet for landvind.

Fremskrivningen forsøger at tage højde for ovenstående, men er behæftet med væsentlig usikkerhed. Frem mod 2025 tager fremskrivningen udgangspunkt i konkrete projekter i pipeline, mens der på længere sigt anvendes en mere generisk tilgang. Den generiske tilgang er ændret siden AF20, da foreløbige analyser viser, at den tidligere anvendte antagelse om, at solceller maksimalt kan dække op til 15 pct. af elforbruget ud fra et økonomisk perspektiv, ikke længere ser ud til at holde stik. Det skyldes primært opdaterede forventninger om udviklingen af



teknologiomkostningerne for solceller, som beskrevet i Energistyrelsens teknologikatalog. Energistyrelsen arbejder løbende med at forbedre fremskrivningsmetode og antagelser og har valgt en relativt simpel tilgang for solceller, der er sammenlignelig med den metode, der lægges til grund for fremskrivningen af landvind. Denne antagelse er allerede blevet anvendt til KF21, hvis fremskrivningsmetode overordnet er den samme som anvendes ifm. AF21, da udbygningen i KF21 også primært baseres på markedsvilkår. Der vil løbende blive arbejdet videre med metode og antagelser.

Udbygning på kort sigt (2021-2024)

De projekter, der vandt i det teknologineutrale udbud i 2018, indgår i fremskrivningen efter deres faktiske etableringstidspunkt, mens vinderne fra 2019-udbuddet forventes etableret i 2021, medmindre der findes tilgængelige oplysninger om projekterne, der tilsiger noget andet. De konkrete projekter og antagelser herom fremgår af tabellen herunder og er dels baseret på faktaark offentliggjort i forbindelse med afgørelsen af de to udbud (Energistyrelsen, Teknologineutrale udbud, 2019) samt nyeste vurdering af forventet realiseret kapacitet (realiseret kapacitet kan afvige fra vundet kapacitet).



Udbud	Medregnes fra (primo kapacitet)	Udvikler	Placering	MW	Bemærkning
2018	2020	Solar Park Næssundvej ApS	Morsø (DK1)	30	Nettilsluttet 2019
2018	2021	Better Energy Frederikslund Estate ApS	Slagelse (DK2)	11,5	Nettilsluttet 2020
2018	2025	Solar Park Rødby Fjord ApS	Lolland (DK2)	60	Har fået forlænget nettilslutningsfrist til ultimo 2024
2019	2021	Solar Park Harre ApS	Skive (DK1)	38,1	Nettilsluttet 2020
2019	2022	Eurowind Energy A/S	Mariagerfjord (DK1)	15,2	
2019	2022	Eurowind Energy A/S	Herning og Holstebro (DK1)	18,9	
2019	2022	Solar Park Agersted ApS	Brønderslev (DK1)	26,4	
2019	2022	Solar Park Holmen ApS	Ringkøbing Skjern (DK1)	18,2	

Tabel 2: Projekter, der har vundet i de teknologineutrale udbud i 2018 og 2019.

Kilde: (Energistyrelsen, Teknologineutrale udbud, 2019).

Ud over den forventede udbygning med projekter, der har vundet i de teknologineutrale udbud, baseres den øvrige udbygning i 2021 på de projekter, som har offentliggjort konkrete forventninger til etableringstidspunkter til og med 2021. Udbygningen i 2021 fremgår som primo kapacitet i 2022, ligesom al kapacitet i AF21 (i modsætning til KF, hvor kapaciteten fremgår som ultimo kapacitet). Den samlede udbygning i 2021 forventes at ligge på ca. 565 MW.

Udbygning i årene 2022-2024 baseres på øvrige projekter i pipeline. Ud fra de projekter, der har en godkendt lokalplan, eller hvor der foreligger et lokalplansforslag, samt de projekter, der er under modning/idéoplæg i kommunerne, er der udarbejdet et overordnet estimat for den forventede udbygning. Det antages, at udbygningen stiger markant på den korte bane grundet den nuværende store interesse fra udviklere og kommuner i at opstille



solcelleanlæg. Det blev i maj 2021 vurderet, at der fra 2022-2024 vil blive udbygget med 3.600 MW.

Grundet en forventning om en kortvarig nedadgående effekt af tilslutning i forbindelse med den usikkerhed, som introduktionen af de geografisk differentierede indfødningsstariffer og tilslutningsbidrag kan medføre, antages der en gradvis faldende udbygning af den samlede forventede kapacitetsmængde i fremskrivningsperioden på kort sigt således, at en større mængde af den samlede forventede kapacitet af 3.600 MW antages etableret inden introduktionen af de nye regler. Grundet usikkerhed om de præcise opstillingstidspunkter antages en overordnet lineær nedadgående trend henover årene for de år, der er relevante ift. den fremskrevne udbygning på kort sigt.

Det forventes, at prissignaler fra de geografisk differentierede indfødningsstariffer og tilslutningsbidrag vil medføre, at VE-anlæg fremover i højere grad placeres de steder i nettet, der medfører de laveste samlede omkostninger ved nettilslutning, men det forventes ikke, at den samlede udbygning bliver mindre, da der antages en højere end gennemsnitlig årlig udbygning i det første år under udbygningen på kort sigt. Projekterne antages etableret i løbet af årene 2022-2024 og fremgår af tabellen herunder.

Medregnes fra primo	Yderligere kapacitet (MW)
2023	1.400
2024	1.200
2025	1.000

Tabel 3: Forventet årlig udbygning i perioden 2022-2024.

Udbygning på længere sigt (fra 2025 og frem)

På længere sigt anvendes en mere generisk tilgang til at vurdere den forventede udbygning. Som beskrevet ovenfor er der valgt en simpel tilgang, der er sammenlignelig med tilgangen for landvind. Der antages en gennemsnitlig årlig udbygning på 500 MW, som overordnet er på niveau med den forventede udbygning i 2021. Udbygningen længere frem falder gradvis på grund af flere faktorer. Det skyldes bl.a. en forventning om øget borgermodstand i lokalområderne ved en stigende udbygning af solcellemarkanlæg. Denne antagelse er behæftet med stor usikkerhed. Det forventes, at det på sigt i højere grad vil være adgangen til areal og elnet frem for alene projektøkonomien, der er bestemmende for udbygningen. Dertil kommer, at der er stigende usikkerhed i forhold til om afregningsprisen vil blive presset ned med stigende mængder. Dette er ikke analyseret til bunds og afhænger i høj grad også i udviklingen i andre lande. Det antages derfor, at udbygningstakten på længere sigt vil blive på et lavere niveau end det, der forventes på den korte bane.



Medregnes fra primo	Yderligere årlig kapacitet (MW)
2026-2030	500
2031-2035	400
2036-2040	300

Tabel 4: Antagelser om årlig udbygning fra 2025 og frem.

Produktion fra eksisterende og nye anlæg

I Energistyrelsens teknologikatalog fremgår forventede antal fuldlasttimer for markanlæg. For den allerede eksisterende kapacitet, til og med 2020, er der estimeret et gennemsnit for antal fuldlasttimer for den samlede bestand af anlæg frem for en opdeling på forskellige anlægstyper. For eksisterende anlæg, til og med 2020, anvendes 1.000 kWh/kW målt ved inverter.

Antagelser om fuldlasttimer for eksisterende markanlæg fra 2021, samt nye markanlæg, fremgår af tabel 5 herunder. I teknologikataloget er fuldlasttimerne kun angivet for enkelte år, hvorfor der interpoleres i mellem de angivne år. Fuldlasttimer i 2020 bruges derfor kun som interpoleringsgrundlag til de øvrige år.

	2020	2030	2040
Markanlæg	1.343	1.484	1.499

Tabel 5: Fuldlasttimer for nye markanlæg målt ved inverter (kWh/kW).

Usikkerhed

Udbygningen på længere sigt er blevet opjusteret ift. AF20 ud fra den nye metode, men er forbundet med stor usikkerhed. Det er ikke alle projekter fra den kommunale planproces, som bliver realiseret, men det kan samtidig forventes, at helt nye projekter vil komme ind i den kommunale planproces, og som erstatter de ikke-godkendte projekter fra det kommunale spor. Det viser den nuværende interesse i at opstille solcellerparker fra flere udviklere. Det øgede fokus på klimadagsorden har også effekt på kommunalt niveau, hvor det kan opleves, at der afsættes flere midler til at håndtere processer og behandle flere projektansøgninger. Disse faktorer er med til at trække forventningen om udviklingen opad, hvilket dog er svært at kvantificere.

Samtidig kan det observeres, at kommunerne står under konkurrence i at kunne behandle projektansøgninger, da der kun opstilles en begrænset mængde kapacitet, selv om der er en stor bruttomængde af solcellekapacitet i forskellige stadier af projektfasen. Det skyldes en kombination af sagsbehandlingstid for ansøgninger, flaskehalse i elnettet og umiddelbart tilgængelige arealer. En fremskrivning primært på baggrund af en given business case, som udbygningen

fra taganlæg baseres på, vil ikke umiddelbart kunne tage højde for disse begrænsende faktorer.

Flere eller alternative indtægtsstrømme ud over salget af produktionen på elmarkedet kan være med til at forbedre økonomien i anlæggene, herunder gennem PPA'er og lagring af el. Baseret på det nuværende forholdsvis lille antal af indgåede PPA'er i Danmark ser det ud til, at solceller er mere attraktive for PPA'er end vindmøller grundet deres gennemsnitligt kortere etableringstid og er således forbundet med fleksibilitet og afledt attraktivitet for investorer, men der er usikkerhed omkring, hvor stort potentialet for PPA-markedet er.

Der er desuden usikkerhed omkring, hvor attraktiv kobling af lagring med solcelleparker (hybridprojekter) bliver i de kommende år. Flere udviklere har meldt ud, at der om få år kan opstilles hybridprojekter med solceller og lagring. Det antages dog, at lagring snarere kan få en positiv effekt på nogle sekundære indtægtsstrømme, bl.a. gennem regulerkraftmarkeder med mindre volumen, men højere prisniveauforskel end på day-ahead eller intra-day-markeder.

På den anden side forventes det, at nye udgifter, herunder den i *Klimaaf tale for energi og industri mv. 2020* (EI20) aftalte afskaffelse af udligningsordningen og muliggørelse af geografisk differentierede tilslutningsbidrag og indfødningsstariffer, samt i mindre grad politiske tiltag såsom den grønne pulje og VE-bonus, kan påvirke økonomien af nogle projekter og dermed have en effekt på udbygningstakten. Desuden kan prisen på arealet spille en større rolle i økonomien fremover, idet man allerede nu ser, at lejeaftaler af arealerne er flere gange højere for solcelleanlæg sammenlignet med landbrugsaktiviteter, og at der sker en større kommerialisering af arealforpagtninger og lignende. I takt med en større og større udbygning, vil det kunne forventes at sol, ligesom det er sket for landvind, vil opleve en øget modstand i lokalområdet, hvilket kan give sig udslag i en lavere godkendelsesrate i kommunerne.

Udviklingen for solceller i Danmarks nabolande, især Tyskland, har betydning for rentabiliteten i solceller i det danske elnet. Vurderingen mht. udviklingen i udlandet baseres på TYNDP20-scenarier, der viser en stigende udbygning af VE, herunder solceller, i omkringliggende lande sammenlignet med tidligere udgivelser af scenarierne. Dette medfører stærkere faldende afregningspriser på elmarkedet. Grundet den store udvikling inden for solområdet i de sidste to år er vurderingen behæftet med usikkerhed. Energistyrelsen arbejder videre med analyser af udviklingen i omverdenens betydning for økonomien i danske anlæg.

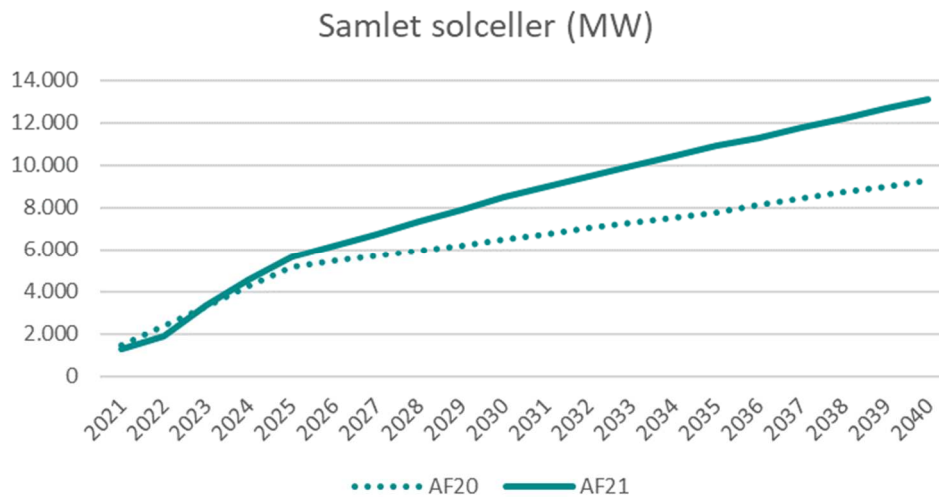
I det hele taget er der flere faktorer, der peger på en opadgående udbygning, herunder teknologiudviklingen, det øgede fokus på den grønne dagsorden og flere alternative indtægtsstrømme, der kan føre til en accelereret udbygning af solcellekapacitet også på længere sigt. Men der er også elementer, der peger på

en afdæmpet udvikling, herunder evt. nye regulatoriske omkostninger, samt udviklingen af solcellekapacitet i udlandet og især Tyskland, der kan reducere indtægterne for solcelleanlæg.

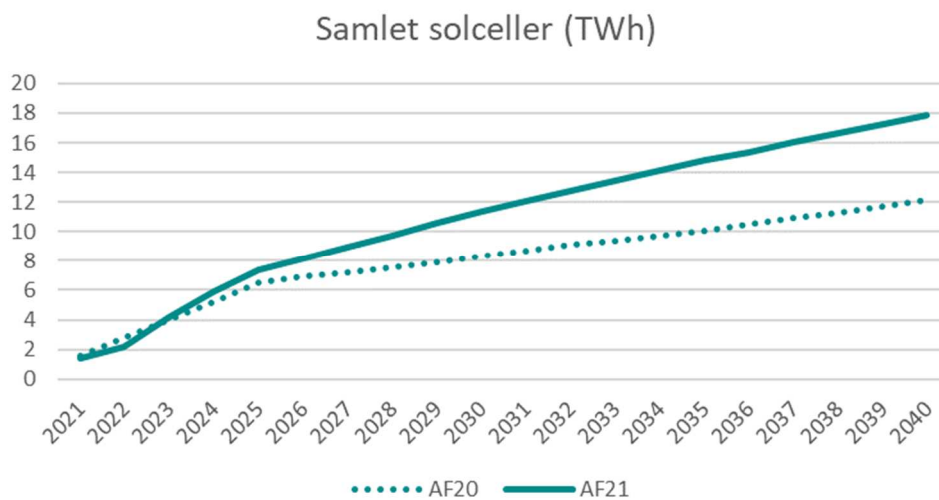
Ændringer ift. AF20

Figurerne herunder viser den samlede solcellekapacitet i hhv. AF21 og AF20, både ift. kapacitet (MW) og produktion (TWh). Forløbene er opgjort i primokapacitet, dvs. den udvidede kapacitet indgår i det efterfølgende år, efter kapaciteten etableres.

Metoden i AF21 ift. fremskrivningen af nye markanlæg er blevet ændret sammenlignet med AF20.



Figur 3: Samlet solcellekapacitet i AF20 og AF21 (MW).



Figur 4: Samlet produktion fra solceller i AF20 og AF21 (TWh).

Udbygningen i løbet af 2021 baseres på projekter med nettilslutningsfrister fra de teknologineutrale udbud samt konkrete presseudmeldinger ift. forventede etableringstidspunkter. Frem til 2025 baseres udbygningen i AF21 desuden på en opdateret brug af projekterne i pipeline, der pt. er eller har været under sagsbehandling i kommunerne. Det antages, at de kommunale processer på kort sigt er en af de primært bestemmende faktorer for, hvor hurtigt udbygningen kommer til at gå.

Den langsigtede fremskrivning i AF20 var, som også nævnt tidligere i notatet, baseret på en antagelse om, at produktion fra solceller maksimalt kan udgøre omkring 15 pct. af det samlede elforbrug. Den stærke teknologiudvikling for



solceller i form af fortsat faldende teknologiomkostninger samt bedre effektivitet, som beskrevet i Energistyrelsens teknologikatalog, samt andre systemafhængigheder giver dog anledning til, at der ikke kan bestemmes en decideret grænse for, på hvilket konkret udbygningsniveau markedet er mættet. På lang sigt antages derfor, at det i højere grad er processerne og godkendelsesraten i kommunerne, samt behovet for netforstærkninger, der bestemmer udbygningstakten i AF21. Øget modstand fra borgere og lokalsamfund mod solcelleprojekter kan også være en faktor, der kan få stor indflydelse på realiseringen af konkrete projekter. Som nævnt tidligere i notatet arbejder Energistyrelsen løbende på at forbedre metode og antagelser.

Kilder

Energistyrelsen. (2019). *Teknologineutrale udbud*.

Hentet fra <https://ens.dk/service/aktuelle-udbud/teknologineutrale-udbud>

Energistyrelsen. (2020). *Teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme*.

Hentet fra

https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_el_and_dh.pdf



Bilag 1: Solpotentialmodellen

Solpotentialmodellen baserer sig alene på tagbaserede solcelleanlæg, der bliver udbygget på kommercielle vilkår. Modellen inddrager således ikke udbygning via støtteordninger (fx puljer og udbud). Derudover inkluderer modellen ikke de solcelleanlæg, der har modtaget tilsagn om pristillæg gennem lukkede støtteordninger (fx 60-40-støtteordningen). Solpotentialmodellen indgår derfor som en del af den samlede forventning til solcelleudbygningen.

Solpotentialmodellen er en simpel Excel-model, der fremskriver udbygningen med solceller og samtidig estimerer de statslige udgifter som følge af elafgiftsfritagelse.

Modellen er baseret på et antal potentielle investorer inden for en række forskellige investorkategorier. Hvorvidt investorerne vælger at investere afhænger af hvilket afkast, der kan opnås. Afkastet er afhængigt af input og output i business casen for den konkrete investorkategori.

Investorkategorier

Investorerne i solcelleanlæg opdeles i syv kategorier for at tage højde for, at der kan være forskellige afkastkrav, anlægsstørrelser, afgifter og egetforbrugsandele for de forskellige kategorier af investorer. De syv kategorier er:

- i. **Husholdninger** (herunder husholdninger med elvarme og batterier)
- ii. **Anden nettoafregning** (kollektiv, virtuel og lejere)
- iii. **Liberale erhverv m.m.** (Erhverv der udfører tjenesteydelser, der ikke har med vareproduktion og vareomsætning at gøre. Herunder momsfrie institutioner som efterskoler el. lign.)
- iv. **Stat, regioner og kommuner** (eksempelvis ministerier, styrelser, hospitaler, rådhus mm.)
- v. **Øvrige erhverv med procesafgift** (erhverv, der betaler den lave procesafgift)
- vi. **Øvrige erhverv med elvarmeafgift** (erhverv, hvor elforbrug går til opvarmning og komfortkøling o.l.)

Potentielle investorer

De potentielle investorer inden for investorkategorierne er estimeret på baggrund af dataudtræk fra BBR. Energistyrelsens GIS-modellering af bygninger i Danmark er blevet brugt til at estimere antallet af etageejendomme i Danmark. I det omfang det har kunnet lade sig gøre, er data fra disse analyser kvalitetstjekket med data fra Danmarks Statistik. De investorer, der i modellen forventes at investere i et givent år, bliver fratrukket antallet af potentielle investorer for fremtidige år.

Beregning af et solcelleprojekts interne rente

Den enkelte business case beregnes baseret på en fremskrivning af anlægs- og driftsomkostninger, egetforbrugsandele, tariffer og afgifter, rådighedsbetaling til



netselskab, evt. abonnementsbetaling til netselskab, solcelleanlæggenes (med og uden batterier) tekniske specifikationer samt elpriser fra Energistyrelsens elprisfremskrivninger. Anlægs- og driftsomkostninger samt tekniske specifikationer er baseret på Energistyrelsens og Energinets Teknologikatalog.

S-kurver

Der er udviklet s-kurver for de forskellige investorkategorier, som er en funktion for villigheden til at investere ved et forventet afkast (intern rente). S-kurven for husholdninger er estimeret på baggrund af historiske data fra Energinet, hvor man har genskabt investeringssituationen tilbage i tid, og holdt denne op mod den historiske udbygning. S-kurven er bestemmende for, hvor stor en andel af de potentielle investorer, der vælger at investere i et solcelleanlæg. S-kurverne for de øvrige investorkategorier er udformet med samme tankegang, men er ikke baseret på et historisk grundlag. De er i stedet forskudt, så de passer i forhold til de antagne afkastkrav for hver investorkategori.

Fordelingen mellem solcelleanlæg med eller uden batteri

Der tages i modellen højde for den stigende interesse for at etablere batterier i kombination med solceller. Fremskrivningen af kombinationsudbygningen sker ved at beregne, hvor stor en andel af den samlede solcelleudbygning for husholdninger, der sker med kombinationsanlæg. Ved den samme forrentning antages det, at udbygningen er ligeligt fordelt mellem kombinationsanlæg og anlæg uden batteri. Ved relativt højere interne renter vil kombinationsanlæg gradvist fortrænge anlæg uden batteri og omvendt. Ved en forskel på 2 procentpoint mellem de interne renter vil udbygningen ske fuldt ud med den ene type anlæg.

Der er kun lavet beregninger på batterier i kombination med husstands anlæg, da disse har et relativt lavt egetforbrug. Gevinsten ved batteriet er lavere ved høje egetforbrugsandele, hvorfor beregninger med batterier er udeladt for de øvrige investorkategorier. Hvis priserne på batterier falder drastisk på sigt, kan der ligeledes være god økonomi i batterierne for større anlæg.

Egetforbrug af produceret el

Der antages en egetforbrugsandel for hver af investorkategorierne. Den konkrete egetforbrugsandel vil dog altid afhænge af sammenhængen mellem produktions- og forbrugsprofilen. Egetforbrugsandelene er korrigeret som følge af øjebliksafregning af elafgiften (frem for timenettoafregning). Generelt giver overgangen fra timebaseret nettoafregning til øjebliksafregning et mindre egetforbrug. Det er derfor antaget, at der for egenproducerende anlæg kun kan øjebliksafregnes. PSO-tariffen kan stadig afregnes på timebasis (dette er dog forbundet med ekstra omkostninger, hvorfor de færreste vælger denne løsning).

PSO-tariffen forventes at falde fremadrettet og er fuldt udfaset fra 2022. Derfor er timenettoafregning af PSO'en ikke medtaget i modellen.

Elpris

Solpotentialmodellen anvender Energistyrelsens solvægtede elpris. I denne solvægtede elpris er der indregnet et forventet prispres på markedsprisen for solproduceret elektricitet.