

Energifællesskaber i forskellige afgifts- og tarifstrukturer

En analyse af Avedøre Green City

Sorknæs, Peter; Johannsen, Rasmus Magni; Sperling, Karl

Publication date:
2022

Document Version
Også kaldet Forlagets PDF

[Link to publication from Aalborg University](#)

Citation for published version (APA):

Sorknæs, P., Johannsen, R. M., & Sperling, K. (2022). *Energifællesskaber i forskellige afgifts- og tarifstrukturer: En analyse af Avedøre Green City*.

General rights

Copyright and moral rights for the publications made accessible in the public portal are retained by the authors and/or other copyright owners and it is a condition of accessing publications that users recognise and abide by the legal requirements associated with these rights.

- Users may download and print one copy of any publication from the public portal for the purpose of private study or research.
- You may not further distribute the material or use it for any profit-making activity or commercial gain
- You may freely distribute the URL identifying the publication in the public portal -

Take down policy

If you believe that this document breaches copyright please contact us at vbn@aub.aau.dk providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

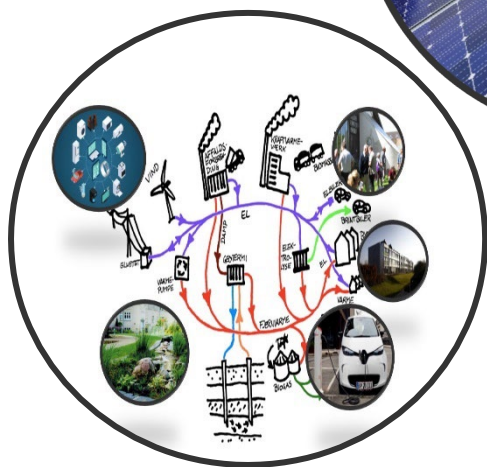


AALBORG UNIVERSITET

ENERGIFÆLLESSKABER I FORSKELLIGE AF- GIFTS- OG TARIFSTRUKTURER

- EN ANALYSE AF AVEDØRE GREEN CITY -

Peter Sorknæs, Rasmus Magni Johannsen og Karl Sperling
Institut for Planlægning, Aalborg Universitet



Version 1
Udgivet d. 23/12 2022

DEN EUROPÆISKE UNION

Den Europæiske Fond
for Regionaludvikling



Vi investerer i din fremtid

Indholdsfortegnelse

1	INDLEDNING	3
2	METODE OG SCENARIER	5
2.1	Målepunkter i analysen.....	6
2.2	Tekniske scenarier for energifællesskabet	7
2.2.1	Referencen	7
2.2.2	Fremtidige tekniske scenarier.....	9
2.2.3	Data for fremtidige teknologier	12
2.3	Afgifts- og tarifscenarier.....	14
2.4	Oversigt over scenarier	16
3	SCENARIERESULTATER.....	18
3.1	profiler for elforbrug	18
3.1.1	1. Reference	18
3.1.2	2. VP og varmelager i Avedøre Stationsby.....	21
3.1.3	3. Elbiler	24
3.1.4	4. Batterier	26
3.1.5	5. VP og Elbiler	29
3.1.6	6. VP, Elbiler og batterier	32
3.2	Årlige resultater for udveksling med elnettet.....	35
3.3	Årlige Økonomisk resultater.....	39
3.4	Energifællesskab i nationalt vedvarende energisystem.....	43
4	KONKLUSION.....	51
5	REFERENCER	53

1 INDLEDNING

På EU-niveau har konceptet "Energifællesskaber" sin oprindelse i "Clean Energy for All" initiativet fra 2019, som lagde op til en omfattende revision af EU's energirelaterede strategier og lovgivning. Ét af de 5 hovedelementer i "Clean Energy for All" pakken er at give forbrugerne flere rettigheder og muligheder i den grønne omstilling af energisystemet for derigennem at gøre omstillingen mere retfærdig.

I denne sammenhæng har EU Kommissionen introduceret to beslægtede koncepter under samme paraply af energifællesskaber: "Borgerenergifællesskaber" (Citizen Energy Communities) og "Vedvarende Energifællesskaber" (Renewable Energy Communities). Borgerenergifællesskaber er defineret i det nye Elmarkedsdirektiv (Directive 2012/27/EU, paragraf 2(16)), mens Vedvarende Energifællesskaber er defineret i det nye Direktiv til fremme af Vedvarende Energi (Directive (EU) 2018/2001, paragraf 2(11)). Begge direktiver er i de seneste år blevet implementeret i de fleste medlemslandes nationale lovgivning. Direktiverne giver for første gang fællesskaber organiseret af forbrugere reguleret adgang til energimarkederne (Jørgensen & Leonardsen, 2021). Begge fællesskabskoncepter skal være baserede på en åben og frivillig deltagelse af borgere, kommuner eller mindre virksomheder, og deres hovedformål skal være at frembringe miljømæssige, økonomiske eller samfundsmæssige gevinster – fremfor ren finansiel gevinst. De væsentligste forskelle mellem de to typer af fællesskaber i EU's definitioner er: a) at Vedvarende Energifællesskaber fokuserer på produktion af vedvarende energi (på elmarkedet, men ikke udelukkende), mens Borgerenergifællesskaber derudover kan beskæftige sig med flere aktiviteter, såsom energilagring, distribution og handel af energi – dog kun i relation til elmarkedet, og b) at Vedvarende Energifællesskaber er tiltænkt personer og organisationer i nærområdet, mens Borgerenergifællesskaber kan operere med en større geografisk skare af deltagere.

Fra forbrugernes perspektiv kan deltagelsen i et energifællesskab være interessant, fordi de selv kan være med til at investere i og eje løsninger, som den individuelle forbruger enten ikke selv har råd til eller ville fravælge på grund af f.eks. høj teknisk kompleksitet, pladsmangel osv. I et fællesskab vil det dermed kunne forventes, at man kan etablere teknisk og økonomisk mere optimale anlæg med større fleksibilitet og en bredere fordeling af ansvar og risiko. Andre fordele kan være forbundet med en mere effektiv fælles styring og optimering af de tekniske anlæg (f.eks. batterier, ladestandere til elbiler og varmelagre) fremfor mange adskilte små styringssystemer. Endelig har energifællesskaber deres berettigelse ud fra demokratiske principper: de kan give flere forbrugere, virksomheder og andre organisationer ejerskab over den lokale energiforsyning og flere direkte muligheder for at deltage i den grønne omstilling. Ud fra et energisystemperspektiv kan energifællesskaber være med til at udjævne ubalancer og netbelastninger ved f.eks. at producere og integrere energi lokalt, tæt på og på tværs af forbrugsstederne. Dette kræver dog i mange tilfælde en fortsat udvikling og tilpasning af rammebetingelser og regler. Energifællesskaber møder derfor stadig mange uafklarede spørgsmål og barrierer, hvilket indtil videre har resulteret i, at antallet af energifællesskaber i Danmark er begrænset.

Ifølge Jørgensen og Leonardsen (2021) svarede den danske implementering af de to EU-direktiver i første omgang til en minimumsimplicitering, som lægger op til en indpasning af energifællesskaber i de eksisterende markedsstrukturer og aktørlandskab. Implementeringen gennemføres i forbindelse med 2020 versionen af Elforsyningsloven (LBK nr 119 af 06/02/2020 og senere ændringer) og en særskilt bekendtgørelse om VE-fællesskaber og Borgerenergifællesskaber (BEK nr 1069 af 30/05/2021). Derudover er der i årene 2022-2025 afsat 4 mio. kr. årligt til bl.a. lokale energifællesskaber (BEK nr 1162 af 09/08/2022).

Mens den danske definition af de to typer fællesskaber følger EU's definitioner, bliver deres aktiviteter og rettigheder sammenfattet under ét. For eksempel gælder det begge fællesskabstyper, at de kan beskæftige sig med *"produktion, levering, forbrug, aggregering, energilagring, energieffektivitetsydelser eller ydelser til opladning af elektriske køretøjer eller yde andre energiydelser til sine deltagere eller kapitalejere"* (§8, BEK nr 1069 af 30/05/2021). En væsentlig afgrænsning er, at energifællesskaber ikke må eje eller etablere distributionsnet, og at netvirksomheder tilsvarende ikke kan operere som energifællesskaber. Denne afgrænsning vil mange steder gøre det praktisk og politisk nødvendigt at etablere tekniske og økonomiske rammer, som gør det muligt for netvirksomheder og energifællesskaber at operere i synergi med hinanden.

Håndbøgerne om energifællesskaber (f.eks. (Jørgensen & Leonardsen, 2021)) og hjemmesiden energifællesskaber.dk er begyndt at samle og formidle erfaringer, eksempler og praktiske barrierer omkring energifællesskaber. Således kan energifællesskaber blandt andet være med til at effektivisere og understøtte en hurtig omstilling til et 100% vedvarende energisystem ved f.eks. at spille en rolle i etableringen og indpasningen af det forventede stigende antal varmepumper, elbiler og lokal energiproduktion (se f.eks. IDAs Klimasvar 2045 (Lund et al., 2021)). En effektiv implementering af denne form for "smarte" energifællesskaber kræver dog bl.a., at man er opmærksom på denne nye organisationsform i de kommende revisioner af elafgifter og -tariffer (Jørgensen & Leonardsen, 2021). Dette skyldes, at valget af teknologierne og driften af et energifællesskab i høj grad vil afhænge af elpriser, afgifter og tarifstrukturer. Dette betyder omvendt, at veldesignede afgifter og tariffer kan være med til at understøtte energifællesskaberne hen imod et mere optimalt samspil med netvirksomhederne og energisystemet. Mens elpriser varierer fra time til time og år til år, er tendensen i forhold til de nuværende faste strukturer for nettariffer, at disse med tiden også vil blive mere dynamiske afhængig af f.eks. netbelastningen og mængden af vedvarende energi i elnetten. Her må Energinets principper for fremtidige tarifmodeller også gælde energifællesskaber og deres rolle i de lokale distributionsnet, som skal:

1. "ske efter rimelige, objektive og ikke-diskriminerende kriterier for, hvilke omkostninger de enkelte køberkategorier giver anledning til
2. tilvejebringe passende incitamenter på kort og lang sigt til at sikre et effektivt el-system
3. være transparent og forståelig."

(Energinet, 2022)

Med udgangspunkt i ovenstående ligger fokuset i denne rapport på en analyse af mulige afgifts- og tarifmodellers betydning for energifællesskaber. Analysen beskæftiger sig med to hovedspørgsmål:

1. Hvordan vil forskellige afgifts- og tarifstrukturer påvirke driften af et energifællesskab afhængig af de tekniske løsninger, der bruges i disse?
2. Hvordan passer disse drifter ind i fremtidens energisystem baseret på vedvarende energi?

Rapporten er udarbejdet på basis af data og information fra det hidtil største danske energifællesskab Avedøre Green City. I de følgende kapitler udvikles og analyseres en række tænkelige scenarier for både teknologivalg og afgifts- og tarifstruktur. Analysen kan dermed give en generel indikation af de (driftsmæssige) muligheder og begrænsninger, der kan gøre sig gældende for danske energifællesskaber generelt, og dermed give input til en diskussion af den fremtidige afgifts- og tarifstruktur på området.

Arbejdet i denne rapport er blevet til med støtte fra EU's Regionalfond (RFD-16-0024).

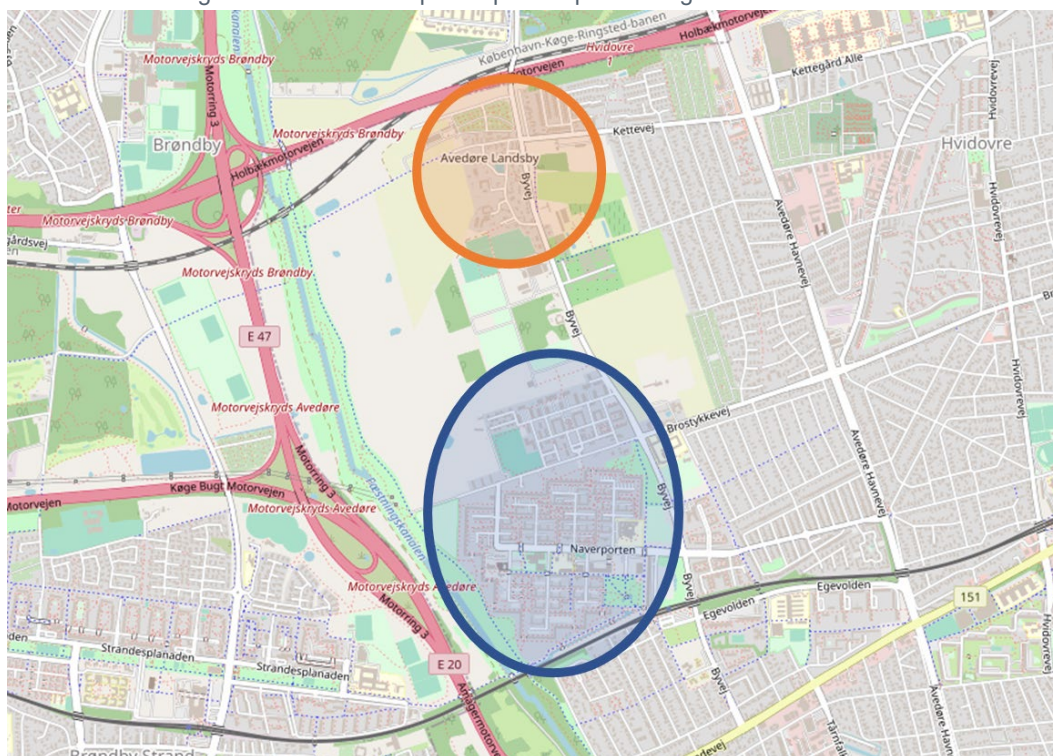
2 METODE OG SCENARIER

Avedøre Green City har planer om forskellige nye teknologier, men der er ikke en endelig samlet langsigtet plan for udviklingen af energifællesskabet frem mod CO₂-neutralitet. Derfor tages der udgangspunkt i det nuværende tekniske setup for Avedøre Green City. Nærmere bestemt tages der udgangspunkt i året 2020, da dette er det seneste år, hvor data for et fuldt år er tilgængelig. Derfor bruges der også vejrdata fra 2020 til beregning af produktionen af el og varme fra energiteknologier for at sikre en god korrelation mellem behovet og fremtidige nye produktionsteknologier.

Der medtages dog nogle principielle afgrænsninger ift. 2020. Vedvarende energi (VE) installeret i Avedøre Green City i 2020 er ikke medregnet. Således kan der laves referencescenarier uden installeret VE, og effekten af introduktionen af VE kan ses tydeligere. Herudover medtages planer for omdannelse af de bygninger, der pt. har individuel forsyning til fællesforsyning, så kun bygninger med fælles varmforsyning indgår i modelleringerne af Avedøre Green City. Varmemæssigt opdeles Avedøre Green City i to separate områder:

1. Et område med eksisterende fjernvarmenet, primært leveret fra det Storkøbenhavnske fjernvarmesystem, dog med lokale gaskedler primært til reserve- og spidslast. Dette område dækker Avedøre Stationsby.
2. Et område, som pt. ikke har fjernvarmenet, men hvor der er planer for at lave en fælles varmeløsning baseret på en lav fremløbstemperatur i omegnen af 30°C med booster varmepumper (VP) i de enkelte bygninger til at hæve temperaturen. Dette område dækker Avedøre Landsby.

De to områder refereres fremadrettet til som hhv. Avedøre Stationsby og Avedøre Landsby. Figur 1 viser et oversigtskort med den principielle placering af de to områder.



Figur 1 – Kort over de to principielle områder. Den blå cirkel viser Avedøre Stationsby, og den orange viser Avedøre Landsby. Kortet er kun vejledende, og viser således ikke den præcise placering af de to områder. Baggrundskortet er fra OpenStreetMap.

Det planlægges ikke at forbinde de to områder, men de forventes at være to separate varmenet. Derved modelleres disse to områder varmemæssigt separat fra hinanden. Ift. koblingen til elsystemet antages de at være sammenkoblet, så det modelteknisk ikke har en betydning om solceller, elbiler, eller anden teknologi koblet til elnettet er placeret i Avedøre Stationsby eller Avedøre Landsby. Varmebehovet er dog primært i Avedøre Stationsby, hvor over 90% af Avedøre Green City's varmebehov er placeret. Varmebehovet i bygninger der pt. har individuel varmemforsyning estimeres via Aalborg Universitets Varmeatlas med data fra Bygnings- og Boligregistret (BBR) fra 2019. Varmeatlas-metoden er beskrevet i (Grundahl & Nielsen, 2019), opdateringen til BBR-data fra 2019 er beskrevet i (Mathiesen et al., 2021), og den pt. nyeste version af Varmeatlasset kan findes på <https://energymaps.plan.aau.dk/>. For bygninger, der pt. har fjernvarme, bruges det samlede årlige fjernvarmeforbrug i 2020 inkl. nettab. Der bruges en dagsprofil og en graddøgnsmode for fordeling af det årlige varmeforbrug på timer igennem 2020, hvor det simpelt antages, at 80% er temperaturafhængigt med en referencetemperatur på 16,6°C. Dette er baseret på analyser af mulige referencetemperaturer for det eksisterende fjernvarmesystem i Avedøre Green City.

Modelteknisk modelleres Avedøre Green City i energisystemanalyse værktøjet energyPRO, som er et værktøj til tekno-økonomiske analyser af lokale energisystemer med et fokus på driften af fælles energiløsninger, såsom fjernvarme. Via energyPRO kan alle relevante energibehov modelleres i tidstrin, som f.eks. timer, i løbet af et år. Det samme kan energikonverteringsenheder, brændsler, elmarkeder og energilagre inkl. variable omkostninger forbundet med disse, hvorefter energyPRO optimerer driften af disse enheder, så energiforbrugene opfyldes med de lavest mulige variable omkostninger for det modellerede system. energyPRO giver mulighed for at brugerdefinere omkostninger, herunder afgifter og tariffer, og således mulighed for at teste forskellige afgifts- og tarifstrukturer. energyPRO beregner først og fremmest energibalancer, men kan også medtage massebalancer og hydrauliske analyser for transmissionsnet. (Østergaard et al., 2022)

I dette benyttes energyPRO til driftsøkonomisk optimering af energibalancer.

Der medtages ikke investeringsomkostninger eller årlige faste omkostninger i analyserne, da fokus alene er på ændrede driftsmønstre, som forskellige teknologier evt. vil kunne give mulighed for. Dette betyder også, at analyserne ikke kan benyttes til at identificere, om en investering i en given teknologi er fordelagtigt for energifællesskabet, men alene hvilken effekt teknologien vil have på selve driften af energifællesskabet. Der ses ligeledes kun på minimeringen af de samlede variable omkostninger for energifællesskabet som helhed, og analyserne forholder sig således ikke til, hvordan enkelte borgere bliver påvirket økonomisk. Dette vil afhænge af metoden for fordeling af omkostninger i energifællesskabet. Det må dog antages, at en samlet forbedring af energifællesskabets økonomi vil være til gavn for de deltagende forbrugere som helhed.

2.1 MÅLEPUNKTER I ANALYSEN

Fokus for modelleringen er, hvordan energifællesskaber vil interagere med det omliggende elsystem med forskellige teknologier tilgængelige under forskellige regler for afgifter og tariffer for energifællesskaber i Danmark. Således er fokus på udvekslingen af el til og fra energifællesskabet, og følgende målepunkter er fokus for analysen:

- Årlig maks. el-import for en time (MW)
- Årlig el-import (MWh/år)
- Årlig maks. el-eksport for en time (MW)
- Årlig el-eksport (MWh/år)

- Omkostninger til afgifter, tariffer og køb af el fra elmarkedet for Avedøre Green City (DKK/år)

Den maksimale import og eksport af el i en time igennem et år indikerer hvor meget, det omgivende elnet kan forventes at skulle udvides for at imødekomme driften af energifællesskabet. Altså er maksimal import og eksport af el igennem året en slags proxy for den forventede effekt på investeringsomkostningerne i det omgivende elnet uden at konkretisere den, da investeringsniveauet vil afhænge af mere end blot effektbehovet for Avedøre Green City. Det forventes, at disse maks. værdier er de vigtigste ift. at identificere effekterne for det omgivende elnet, da langt den største omkostning for elnettet forventes at ligge i faste omkostninger, der afhænger af den samlede kapacitet i elnettet.

De årlige energimængder viser til gengæld noget om hvor meget, der trækkes på elnettet igennem året, hvilket påvirker de forventede driftsomkostninger for elnettet. Driftsomkostningerne hænger primært sammen med nettabet i det pågældende elnet. Igen er dette blot en proxy og kan ikke nødvendigvis bruges en-til-en til at regne en reel omkostningsændring i det omgivende net.

Omkostningerne til afgifter, tariffer og køb af el fra elmarkedet er medtaget for at se effekten af en omlægning af afgifts- og tarifstrukturer på elhandlen for energifællesskabet. Ændringer i afgiftsbetalingen illustrerer den direkte effekt, som en omlægning kan have på statslige afgifter. Ændringer i tarifbetalinger vil have en effekt på, hvor meget der betales til Energinet og det lokale elnetselskab, og hvis en mindre betaling ikke også medfører en tilsvarende mindre omkostning for det omkringliggende elnet, vil dette alt andet lige medføre, at tarifbetalingerne kan stige for andre typer af forbrugere. Betaling for el fra elmarkedet, i dette tilfælde Nord Pool Spot, viser, om en ændret afgifts- eller tarifstruktur kan medføre, at energifællesskabet flytter elforbrug til tidspunkter, hvor elprisen på markedet er højere. I scenarier, hvor der er en eksport af el fra energifællesskabet, antages det, at denne afregnes til den givne elpris på Nord Pool Spot i den time. I en reel driftssituation er det muligt for flere af de undersøgte teknologier at indgå i balanceringsmarkeder, som rekvireres af Energinet. Omsætningen på disse markeder er dog meget mindre end omsætningen på Nord Pool Spot, hvorved gevinsten for deltagelse på disse markeder også er betydeligt mere usikker. Især når der ses frem i tiden, hvor det kan forventes, at flere af disse teknologier installeres mere generelt i samfundet. Der findes også diskussioner og forskning, som ser på mulighederne for at lave lokale balanceringsmarkeder. Disse er dog forbundet med stor usikkerhed i forhold til, om de kan blive en realitet, hvordan de i givet fald skulle udformes, og hvordan markedspriserne ville være. Derfor medtages balanceringsmarkeder, både på TSO- og DSO-niveau, ikke i analyserne.

2.2 TEKNISKE SCENARIER FOR ENERGIFÆLLESSKABET

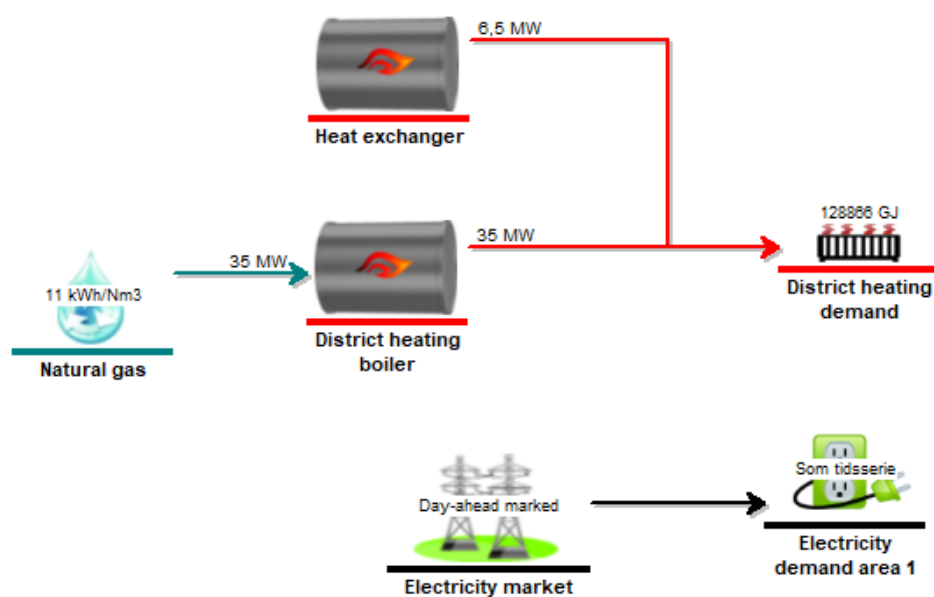
I dette beskrives de tekniske scenarier, der er lavet.

2.2.1 REFERENCEN

Figur 2 viser det tekniske setup for Avedøre Stationsby i Reference-scenariet, som tager udgangspunkt i Avedøre Green City i 2020. "Heat exchanger" dækker over køb af varme fra det Storkøbenhavnske fjernvarmenet, og det antages, at denne er begrænset til 6,5 MW for at kunne genskabe samme drift af fjernvarmen, som er registreret årligt i 2020, og der er anvendt en fast årlig pris på varme. Denne årlige købspris antages at være 232 DKK/MWh, hvilket ikke inkluderer evt. faste omkostninger, men blot er et udtryk for den kortsigtede marginale omkostning.

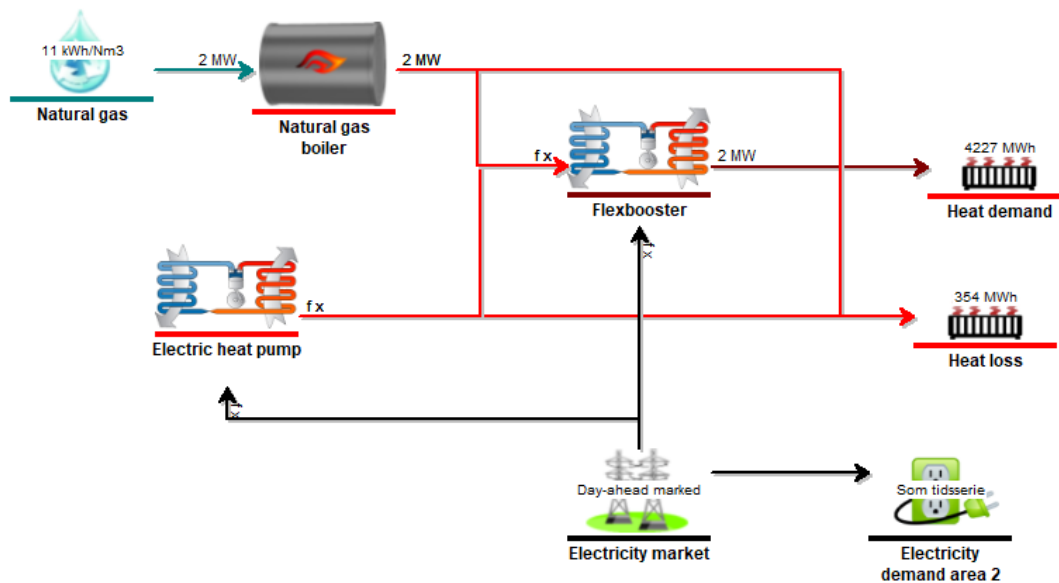
Energifællesskaber i forskellige afgifts- og tarifstrukturer

Omkostningen er kun relevant ift. om modellen afgør, om den skal anvende egne fjernvarmeproduktionsteknologier eller købe fra det Storkøbenhavnske fjernvarmenet. Gaskedlerne i Avedøre Green City har en antaget varmeproduktionspris inkl. afgifter på 317 DKK/MWh, og de bruges først og fremmest til spids- og reservelast. "District heating demand" inkluderer både varmebehovet i bygningerne og nettabet i fjernvarmenettet i Avedøre Stationsby.



Figur 2 -Oversigt over Avedøre Stationsby i Reference-scenariet.

Figur 3 viser det tekniske setup af Avedøre Landsby i Reference-scenariet. Alle teknologierne her er placeret og styret af energifællesskabet. Den centrale VP i Avedøre Landsby, "Electric heat pump", har en samlet kapacitet på 2 MW_e. Modellen kan vælge, om den centrale VP eller gaskedlerne skal levere varmen til VP'erne i de enkelte bygninger, "Flexbooster", afhængigt af, hvad der er mest økonomisk i det givne tidspunkt. Dette vil afhænge af elprisen i den givne time; hvis prisen for el er over 259 DKK/MWh, så er gaskedlen billigere end VP. Det antages, at én af disse enheder skal være i drift hver time for at levere varme til fjernvarmenettet og derved VP'erne i bygningerne. "Heat demand" er varmebehovet i bygningerne og "Heat loss" er et estimat for nettabet i Avedøre Landsby.



Figur 3 - Oversigt over modellering af Avedøre Landsby i Reference scenariet.

2.2.2 FREMTIDIGE TEKNISKE SCENARIER

Referencescenariet bruges som udgangspunkt for alle fremtidige tekniske scenarier. Der medtages 3 forskellige teknologier, som repræsenterer et mere fleksibelt elforbrug på forskellige måder:

- **Varmepumpe (VP) med varmelager** i fjernvarmesystemet i Avedøre Stationsby. VP'er kan levere en effektiv konvertering fra el til varme, og med et varmelager fleksibelt producere fjernvarme, når det er økonomisk fordelagtigt ift. at købe varme fra det Storkøbenhavnske fjernvarmesystem eller de lokale gaskedler. VP'erne producerer dog mest i perioder med et større fjernvarmebehov, og således er effekten af deres fleksibilitet på energifællesskabet som helhed begrænset i sommerhalvåret, hvor varmebehovet er lavt.
- **Elbiler** som oplades fleksibelt. Elbiler har via deres batterier en mulighed for at lade fleksibelt, når de er koblet til elnettet, og potentielt kan de også levere el tilbage til elnettet. Deres fleksibilitet er begrænset ift. brugernes kørselsbehov, men er ikke i samme omfang sæsonafhængigt som VP'er. Derved giver elbiler fleksibilitetsmuligheder igennem hele året. I dette medtages ikke muligheden for at levere el tilbage til elnettet fra elbilerne, da denne principielle mulighed dækkes af batterier i analyserne.
- **Ellager i form af batterier.** Batterier er den mest fleksible teknologi medtaget, da dens forbrug af el ikke i samme omfang er begrænset af brugeradfærd eller sæsonvariationer. Batterier kan i stedet bruges til at balancere elproduktion og elforbrug, ift. hvornår det er mest økonomisk, ved enten at forbruge el i en time eller levere el fra en tidligere time tilbage til elnettet. Brugen af batterier medfører dog et ekstra elforbrug, da lagring og afladning af batterier sker med et energitab.

Det eksisterende elforbrug i 2020 antages at være infleksibelt. Ligeledes antages booster VP'erne i bygningerne i Avedøre Landsby at være infleksible og at forbruge el ift. bygningers varmebehov. Den centrale VP i Avedøre Landsby antages at kunne drives fleksibelt, da der er en gaskedel, som kan supplere VP i perioder, hvor dette er økonomisk fordelagtigt. Hermed er det primært de nye elbehov og ellagre, der kan levere fleksibilitet på forbrugssiden. Der

medtages ikke udetider som følge af nedbrud eller planlagt vedligehold; således er alle driftsstop på en enhed relateret til en driftsbeslutning om en reduktion af driftsøkonomien for energifællesskabet som helhed.

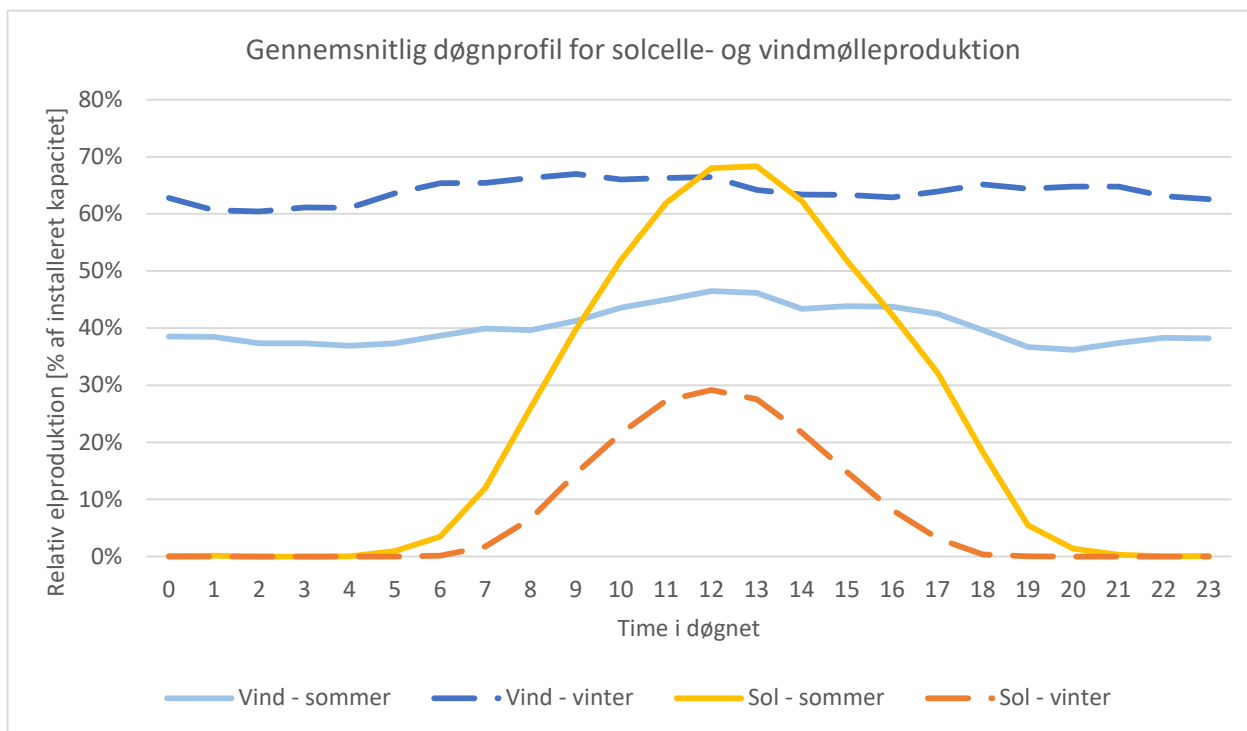
Det antages, at der altid kan importeres den mængde af el, der er nødvendig i hver time. Således vil modellen kun forsøge at reducere import af el, hvis der er et økonomisk incitament for energifællesskabet til det, baseret især på elspotprisen samt afgifts- og tarifstrukturerne. Der medtages ikke investeringsomkostninger i analyserne, og derved medtages ikke en potentiel gevinst, der kunne være på tilkobling af enheder, der kan reducere energifællesskabets spidsbelastning for el.

Da driften af VP'er, elbiler og batterier kan påvirke effekten af hinanden, laves der 5 fremtidige tekniske scenarier, værende:

2. VP og varmelager i Avedøre Stationsby
3. Elbiler
4. Ellager i form af batterier
5. VP og varmelager i Avedøre Stationsby og elbiler
6. Alle de tre teknologier sammen

Reference-scenariet benævnes som scenarie 1. Alle disse laves hhv. uden VE og med VE installeret. Der antages at være mulighed for op til 1 MW vindmøllekapacitet i eller tilknyttet området, og yderligere VE-kapacitet vil være solceller.

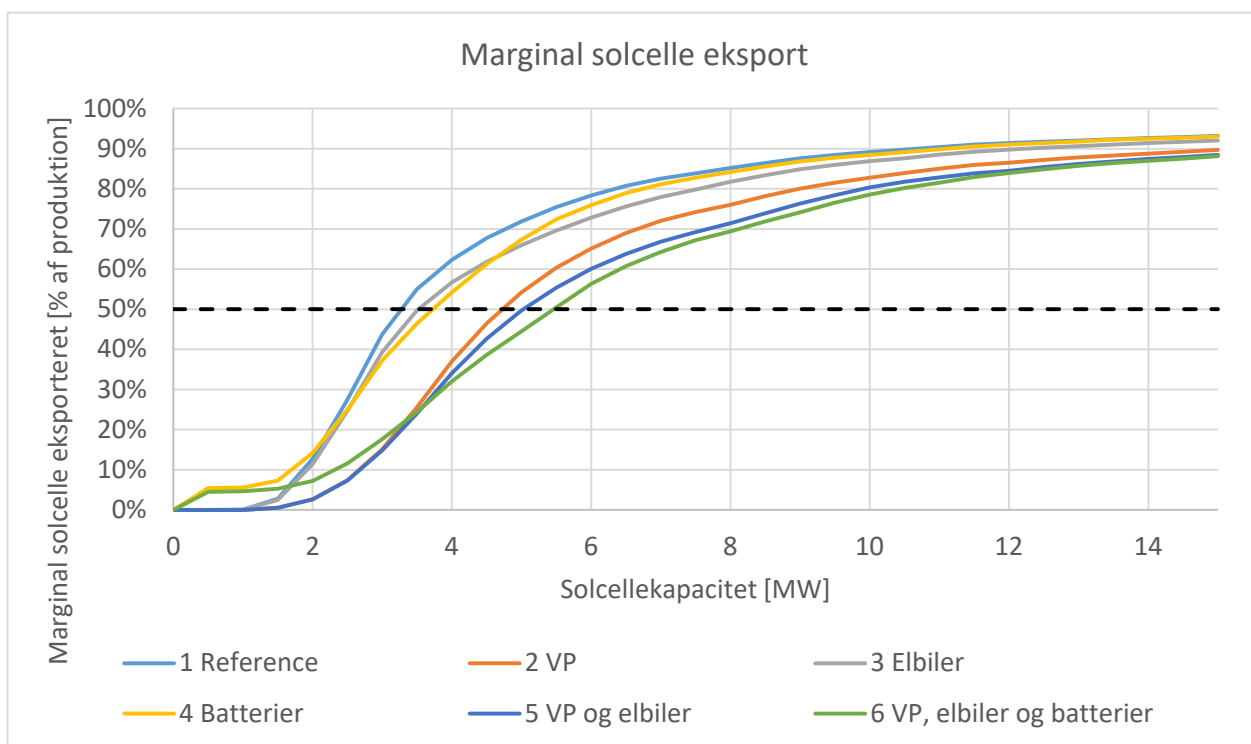
Figur 4 viser den gennemsnitlige solcelle- og vindmølleproduktion i hhv. sommerhalvåret og vinterhalvåret, som bruges til simuleringerne. Sommerhalvåret er her defineret som 1/4-1/10, og resten af året er defineret som vinterhalvåret. Som det ses af figuren, så leverer vindmøllekapaciteten gennemsnitligt el jævnt hen over dagen, hvilket dog dækker over en større variation fra dag til dag og igennem året, og generelt producerer vindmøllen mest om vinteren. Solcellerne producerer kun i dagtimerne, og betydeligt mere om sommeren end om vinteren.



Figur 4 – Gennemsnitlig døgnprofil for solcelle- og vindmølleproduktionen i hhv. sommerhalvåret og vinterhalvåret.

Afhængigt af hvilket teknisk energisystem solcellerne installeres i, vil der være forskel på hvor meget solcellekapacitet, som kan være relevant at installere i energifællesskabet. Særligt afgørende er, hvor stort det samlede elbehov er for området, samt hvor fleksibelt elbehovet er, hvilket afgøres af hvilke teknologier, der er inkluderet. Derfor udvikles her en ensartet metode til at vælge forskellige solcellekapaciteter i de tekniske scenarier. Der tages ikke højde for den fysiske placering af solcellerne eller den 1 MW vindmøllekapacitet, men det antages simpelt, at der vil kunne findes placeringer hertil. Metoden fungerer ved, at der gradvist installeres mere solcellekapacitet i energifællesskabet, og der regnes løbende, hvor meget af den ekstra produktion fra disse, som forbruges af energifællesskabet, og hvor meget der eksporteres. Dette gøres for intervaller af 0,5 MW fra 0 MW til 15 MW. Der installeres for hvert teknisk scenarie solceller indtil en ekstra installation af solceller resulterer i, at den sidste solcellekapacitet først og fremmest producerer el til eksport. Altså installeres der solceller indtil en ekstra solcellekapacitet eksporterer over 50% af den strøm den producerer. Der installeres den samme solcellekapacitet i hvert af de tekniske scenarier for at gøre disse mest sammenlignelige på tværs af disse. Simuleringerne for at finde solcellekapaciteterne laves med afgifter og tariffer som de var i 2020. Da produktionen fra den 1 MW vindmølle også vil have en effekt på dette, så medtages produktionen fra denne også i beregningerne.

Figur 5 viser den marginale eksport af el fra solcelleproduktionen ved hvert 0,5 MW interval fra 0 til 15 MW ved hvert teknisk scenarie. Den stiplede linjer viser grænsen, som afgør den installerede solcellekapacitet i hvert teknisk scenarie.



Figur 5 – Marginal solcelle eksport fra energifællesskabet. Den stiplede linje viser grænsen benyttet for valg af solcellekapacitet i hvert teknisk scenarie.

Baseret på Figur 5 indsættes i de tekniske scenarier de solcellekapaciteter, der ses i Tabel 1.

Tabel 1 – Solcellekapacitet installeret i hvert af de tekniske scenarier.

Solcellekapacitet [MW]	
1 Reference	3,3
2 VP	4,7
3 Elbiler	3,5
4 Batterier	3,7
5 VP og elbiler	5,0
6 VP, elbiler og batterier	5,5

2.2.3 DATA FOR FREMTIDIGE TEKNOLOGIER

De centrale VP'er antages at være luft-til-vand VP'er, hvorved deres COP-værdi (coefficient of performance) forventes at variere igennem året ift. variationer i lufttemperaturen. Den centrale VP i Avedøre Landsby antages at have en gennemsnitlig årlig COP-værdi på ca. 6,7, baseret på den årlige simulerede drift og de målte lufttemperaturer i 2020. I det tekniske scenarie 2 installeres der 1,8 MW_e central VP og 76 MWh fjernvarmelager i Avedøre Stationsby. Disse kapaciteter er sat, så VP'en rent teknisk vil kunne opnå 6.000 fuldlasttimer igennem et år. Den reelle drift vil dog variere afhængigt af økonomien i de enkelte scenarier. Fjernvarmelagrets størrelse sættes, så det svarer til, at der kan lagres 12 timers fuldlast varmeproduktion fra VP'en. Den årlige gennemsnitlige COP-værdi findes at være omkring 4,1 med en antaget produktionstemperatur på 70°C og en returtemperatur i fjernvarmen på 35°C. Denne COP-værdi ligger noget lavere end den i Avedøre Landsby, hvilket skyldes, at denne skal levere varme ved en højere

temperatur, da der her ikke er booster VP'er i de enkelte bygninger til at bringe temperaturen op på brugbare niveauer i Avedøre Stationsby. Den centrale VP i Avedøre Stationsby antages at kunne delaste ned til 25% af dens installerede kapacitet (Danish Energy Agency & Energinet, 2020). Det antages simpelt, at den centrale VP i Avedøre Landsby ikke har en nedre grænse herfor. Der antages en variabel drifts- og vedligeholdelsesomkostning for de centrale VP'er på 15 DKK/MWh-varme (Danish Energy Agency & Energinet, 2020).

Det er usikkert hvor mange elbiler, som fremadrettet vil oplades i energifællesskabet. Nogle vil være ejet af beboere i området, og andre vil komme til energifællesskabet af forskellige årsager, og lade imens de holder parkeret der. I denne analyse antages det simpelt, at der over tid kommer et elbilladningsbehov svarende til 2.000 elbiler, svarende til ca. 1 elbil for hver 3. indbygger i Avedøre Green City. Dette er baseret på, at der ca. er en personbil ved husholdninger pr. 3. indbygger i Hvidovre Kommune, iht. Danmarks Statistik (Danmarks Statistik, n.d.-b, n.d.-a). Således svarer dette til noget nær en fuldstændig omstilling til elbiler, hvilket også må forventes at ske på langsiget, hvis der skal ske en fuldstændig omstilling af transportsektoren. Forskellige elbiler og ladestandere har forskellige ladningskapacitet og virkningsgrad, ligeledes har elbiler forskellige batteristørrelser. Her antages det, at den gennemsnitlige elbil har en batteristørrelse på 45 kWh (Berman et al., 2018), at de har en ladningsvirkningsgrad på 90% (Energistyrelsen, 2016), og en ladningskapacitet på 7 kW svarende til en Hyundai Kona (The Mobility House GmbH, n.d.). Ift. ladning af elbilerne vil kørselsmønsteret for brugerne være afgørende, ift. hvor fleksibel ladning af elbilerne kan ske. Der findes ikke et estimat for det ladningsmønster, der vil kunne være i Avedøre Green City, hvorfor der bruges den nationale kørselsprofil fra det nationale danske energiscenarie IDAs Klimasvar 2045 (Lund et al., 2021). Denne profil fortæller energyPRO, hvornår der er hvor meget ladningskapacitet til rådighed, og energyPRO vil derefter prøve at lade elbilerne, så kørselsbehovet opfyldes til den lavest mulige samlede pris for energifællesskabet. Det årlige kørselsbehov i personbiler estimeres til at være 10.000 km pr. person (ODYSSEE-MURE, 2021), og der antages at være en gennemsnitlig anvendelse af personbiler på 1,6 personer pr. bil (ODYSSEE-MURE, 2021). Dette giver et samlet kørselsbehov på 38 mio. personkilometer pr. år. Dette er lidt højere end Skatteministeriets tal for gennemsnitligt antal kørte km pr bil i 2020 på 15.300 km (Skatteministeriet, 2021), svarende til 30,6 mio. personkilometer pr. år. For at omregne behovet i personkilometer til et elbehov efter ladestanderen anvendes et energiforbrug på 0.42 MJ (mekanisk energi) pr. kørte km samt en motoreffektivitet på 79% (Energistyrelsen, 2016), hvilket resulterer i et energiforbrug på 0.53 MJ/km. Dette giver et samlet elbehov (inkl. tab i ladestander) for elbilerne på 6.300 MWh/år.

Batterierne antages at være Li-ion batterier grundet disses relative høje cyklusvirkningsgrad sammenlignet med andre batterityper. Data for batterierne tages fra Energistyrelsens pt. nyeste teknologikatalog for energilagere (Energistyrelsen, 2019). Ved en investeringsanalyse kan andre batterityper med en lavere cyklusvirkningsgrad måske findes mere økonomisk rentabel, da mange af disse har lavere investeringsomkostninger. Li-ion batterierne bruges herfor kun som eksempel. Det antages, at batterierne har en ladningsvirkningsgrad på 98% og en afladningsvirkningsgrad på 92%, svarende til en cyklusvirkningsgrad på 90%. Kapaciteten for ladning af batterierne sættes til halvdelen af lagerkapaciteten af batteriet, og afladningskapaciteten sættes til det tredobler heraf. Batterierne sættes til en lagringskapacitet på 3,26 MWh. Denne kapacitet er sat ift. en vurdering af, hvor meget import og eksport af el til energifællesskabet, der vil ske i Reference-scenariet med vindmøllen og solcellekapaciteten vist i Tabel 1. Vurderingen går på, at der vælges et batteri, som vil kunne bruges til at balancere elproduktionen herfra, uden overvejelse af økonomien. Der vælges en batteristørrelse, som potentielt kunne drives 500 fuldstunder til dette formål. Der medtages ikke variable driftsomkostninger for brug af batterierne udover omkostningerne relateret til køb af el fra nettet.

2.3 AFGIFTS- OG TARIFSCENARIER

I dette beskrives de forskellige afgifts- og tarifscenarier, som medtages i analyserne. Der er overordnet to betalinger for elforbrug, som varieres her; afgifter som går til staten, og tariffer som går til betaling for brug af elnet. Tarifferne betales hhv. til Energinet (TSO) som står for det overordnede transmissionsnet i Danmark, og til det lokale distributionsselskab (DSO) for el som driver de lokale elnet i området. Den lokale DSO er her Radius. Historiske og nuværende afgiftssatser tages fra Skattestyrelsens "Den Juridiske vejledning" (Skatteforvaltningen, 2022). TSO-tariffer tages fra Energinets hjemmeside (Energinet, n.d.), og DSO-tariffer tages fra Radius hjemmeside (Radius, n.d.).

Som udgangspunkt er alle afgifter og tariffer, som de var i 2020. Eneste undtagelse er elvarme-afgiften, som i 2020 var på 21 øre/kWh, men i 2021 blev reduceret til 8 DKK/MWh, og det forventes, at den forbliver på dette niveau i de kommende år, hvorfor satsen fra 2021 bruges. For alt andet elforbrug bruges den normale elafgift, som i 2020 var 892 DKK/MWh. Dette scenarie kaldes scenarie A. I scenarie A bruges kun de regler for energifællesskaber, som er gældende jf. BEK nr 1069 af 30/05/2021. Iflg. denne kan energifællesskaber dele produceret el indenfor energifællesskabet, men lige så snart produceret el leveres fra en matrikel til en anden, så pålægges den el de normale afgifter og tariffer. Også selvom det er to matrikler indenfor energifællesskabets område. Således er det i udgangspunktet kun muligt for energifællesskaber tilmæssigt at nettoafregne deres køb af el fra elmarkedet, som her er udtrykt ved priserne på Nord Pool Spot. Der medtages i disse analyser ikke muligheden for at placere elproduktion på samme matrikler som elforbrug, selvom dette kunne være en mulighed i konkrete situationer, da placering af elproduktion og elforbrug ikke detaljeres her. Der medtages ikke moms i analyserne.

DSO-tariffen i 2020 er variabel ift. tiden for forbrug, hvor den er høj i tidsrummet 17-20 hver dag i perioden 1/10 – 1/3, og resten af året er den lavere. Den høje DSO-tarif er 668 DKK/MWh, og den lave er 258,9 DKK/MWh, jf. de gældende tariffer for kundetype C ved Radius i 2020. Det antages simpelt, at al elforbrug i Avedøre Green City er kundetype C, selvom der reelt er forskellige kundetyper i energifællesskabet.

Til Energinet, TSO, betales tre forskellige tariffer, værende: nettarif, systemtarif og balanceringsstarif. Disse tre dækker over forskellige omkostninger Energinet har til drift af transmissionssystemet og balancering af det danske elnet. Tarifferne til Energinet var i 2020 uafhængige af tiden for forbrug. I 2020 var nettariffen 53 DKK/MWh, systemtariffen var 44 DKK/MWh og balanceringsstariffen var 1,87 DKK/MWh.

Udover scenarie A, så testes der 5 forskellige afgifts- og tarifregler for energifællesskaber:

- B. Nettoafregning af elproduktion indenfor energifællesskabet på både afgifter og tariffer. Således at forbrug af egen elproduktion i energifællesskabet ikke pålægges afgifter og tariffer, uanset om produktion og forbrug ikke er på samme matrikel.
- C. Variable afgifter og tariffer, hvor begge afhænger af tiden på dagen for forbrug af el ud fra en fast opdeling af året. Det er dog ikke alle tariffer som omdannes. I dette scenarie omlægges nettariffen til TSO'en også til en variabel tarif med samme tidsopdeling som nettariffen til DSO'en. Den samme tidsopdeling bruges også for elafgiften. System- og balanceringsstarifferne fastholdes dog som ikke variable.
- D. Dynamiske afgifter og tariffer, hvor der laves afgifter og tariffer, som varierer afhængigt af hvor meget VE, der er i det nationale elnet. Således er der ikke en fast tidsopdeling igennem året, men det vil i stedet variere fra time til time og dag til dag, hvornår afgifter og tariffer er højest og lavest. Som ved C, er det kun afgiften og nettariffen til TSO'en, der ændres. DSO-tariffen ændres ikke, da denne dynamiske betaling er afhængig af produktionen i det østdanske elsystem.

E. Kapacitetsbetaling som en del af tarifferne til DSO og TSO. I 2020-reglerne er tarifferne kun afhængig af energimængden, der forbruges, men da omkostningerne forbundet med drift af elnet i høj grad afhænger af investeringerne heri, så kan det forventes, at omkostningerne i elnet i højere grad vil påvirkes af effektbehov end af årligt energiforbrug. Der har derfor også været diskussioner om at omlægge en del af tarifferne til kapacitetsbetaling. I dette vælges det at omlægge 50% af betalingen til TSO og 75% af betalingen til DSO til kapacitetsbetaling baseret på spidsforbruget igennem året.

F. Implementering af både scenarie C. og E.

Disse scenarier er ikke dækkende over alle mulige afgifts- og tarifstrukturer, men repræsenterer et udsnit af de diskussioner, der er på området om en omstilling af disse.

Størrelsen på den variable nettarif til TSO'en sættes til 79,5 DKK/MWh i højprisperioder og 26,5 DKK/MWh i lavprisperioder. Dette svarer til +/-50% af satsen i 2020, svarende til DSO'ens prisforskel i høj/lavprisperioder i 2020. Der bruges samme opdeling af året i højpris og lavpris perioder som DSO'en brugte i 2020.

Størrelsen på den dynamiske afgiftsbetaling og nettarif til TSO'en sættes igen ift. satserne i 2020, hvor der varierer fra +50% til -50% af satserne i 2020. Den dynamiske tarif varierer for hver time igennem året afhængig af produktionen fra vindmøller og solceller ift. elforbruget i det østdanske elnet (DK2), hvor 100% giver den laveste sats og 0% giver den højeste sats. Der laves lineær interpolation imellem disse to yderpunkter. Den dynamiske afgift varierer mellem 446 og 1.338 DKK/MWh og den dynamiske nettarif varierer mellem 26,5 og 79,5 DKK/MWh. Da data for modelleringen er fra 2020, bruges dette år også til at beregne andelen af VE produktion i hver time for det østdanske elnet. Dette resulterer i, at det uvægtede gennemsnit for afgiften er 1.082 DKK/MWh, og for nettariiffen er det 64,3 DKK/MWh.

Den konkrete størrelse af en evt. kapacitetsbetaling er kompliceret at fastsætte, da det til disse analyser ikke vides, hvad omkostningerne for en evt. forøgelse af effektbehovet i området vil være. Der vælges derfor at sætte en kapacitetsbetaling, som svarer til 75% af tarifbetalingen til DSO'en, og en kapacitetsbetaling til TSO'en som svarer til 50% af nettariiffen. Disse procenter er ift. de samlede DSO- og TSO-betalinger, som er simuleret i Reference-scenariet. Der medtages fortsat variable dele af disse tariffer. Satsen for de variable dele af tarifferne sættes, så de svarer til, at der betales den samme samlede tarifbetaling til DSO'en og nettarif til TSO'en i Reference-scenariet. Dette giver en kapacitetsbetaling til DSO'en på 997.902 DKK for hver MW spidselimport fra elnettet, der er igennem året, og den variable del reduceres til 167,41 DKK/MWh i højpris perioderne og 64,88 DKK/MWh i lavlast perioderne. For nettariiffen til TSO'en bliver kapacitetsbetalingen 121.285 DKK for hver MW spidselimport fra elnettet, der er igennem året, og den variable del reduceres til 26,5 DKK/MWh igennem hele året i scenarie E, og i scenarie G til 61,04 DKK/MWh i højpris perioderne og 23,66 DKK/MWh i lavlast perioderne. De andre tariffer til TSO'en ændres ikke.

I alle analyserne antages det, at der for elforbruget kun betales afgift og tariffer én gang, hvorfor el der kører igennem batterierne kun pålægges afgift på forbrugt el, og el fra batterierne herefter ikke betaler afgifter og tariffer. Det er muligt, at under de gældende danske regler, at dette vil kræve, at man vil skulle fordele batterierne på matriklerne. Denne problemstilling, hvis relevant, behandles ikke i dette.

De tekniske scenarier holdes uændret i hvert af afgifts- og tarifscenarierne, så resultaterne er sammenlignelige. Dog kunne ændringerne i afgifts- og tarifscenarierne påvirke en investeringsbeslutning, men da investeringer ikke medtages i dette, er denne overvejelse ikke med i analyserne.

2.4 OVERSIGT OVER SCENARIER

Tabel 2 viser en samlet oversigt over de 72 analyserede scenarier.

Tabel 2 – Oversigt over tekniske scenarier for teknologier i energifællesskabet og scenarier for afgifts- og tarifstrukturer pålagt energifællesskaber i Danmark. VP = varmepumper, A&T = Afgifter og tariffer, DSO = distributionsselskab, TSO = transmissionsselskab.

Afgifts- og tarif- scenarier Tekniske scenarier		A	B	C	D	E	F
		2020 regler -Alle afgifter og tariffer som i 2020	Nettoafregning -Fritagelse fra afgifter og tariffer ved forbrug af egen elproduktion	Variable afgifter og tariffer -Afgifter og tariffer afhænger af tid for forbruget	Dynamiske afgifter og tariffer -Afgifter og tariffer afhænger af VE-produktionen i nationalt elnet	Indførelse af kapacitetstariffer -50% (TSO) og 75% (DSO) kapacitetstariffer	Kapacitetstariffer med variable -50%/75% kapacitetstarif og variable tidsbestemte afgifter og tariffer
1	Reference system - Ingen ændringer i Avedøre Stationsby - Ny fjv. løsning i Avedøre Landsby	1A	1B	1C	1D	1E	1F
1.1	- 1 MW vindmølle og 3,3 MW solceller	1.1A	1.1B	1.1C	1.1D	1.1E	1.1F
2	VP og lager i Avedøre Stationsby - VP og lager i Avedøre Stationsby	2A	2B	2C	2D	2E	2F
2.1	- 1 MW vindmølle og 4,7 MW solceller	2.1A	2.1B	2.1C	2.1D	2.1E	2.1F
3	Elbiler - 2.000 elbiler	3A	3B	3C	3D	3E	3F
3.1	- 1 MW vindmølle og 3,5 MW solceller	3.1A	3.1B	3.1C	3.1D	3.1E	3.1F
4	Ellager (batteri) - Li-ion batterier til ellager	4A	4B	4C	4D	4E	4F
4.1	- 1 MW vindmølle og 3,7 MW solceller	4.1A	4.1B	4.1C	4.1D	4.1E	4.1F
5	VP i Avedøre Stationsby and elbiler - VP og lager i Avedøre Stationsby - 2.000 elbiler	5A	5B	5C	5D	5E	5F
5.1	- 1 MW vindmølle og 5,0 MW solceller	5.1A	5.1B	5.1C	5.1D	5.1E	5.1F
6	VP i Stationsby, elbiler og ellager - VP og lager i Avedøre Stationsby - 2.000 elbiler - Li-ion batterier til ellager	6A	6B	6C	6D	6E	6F
6.1	- 1 MW vindmølle og 5,5 MW solceller	6.1A	6.1B	6.1C	6.1D	6.1E	6.1F

energyPRO modellerne for scenarie 6.1A-F er gjort tilgængelig online sammen med denne rapport. energyPRO kan downloades som demo fra www.emd-international.com.

Udover scenarierne i Tabel 2 laves der efterfølgende en analyse af, hvordan de forskellige scenarier vil kunne passe ind i et fremtidigt nationalt energisystem baseret på 100% vedvarende energi. Nærmere bestemt bruges IDAs Klimasvar 2045, hvor der ligger en simulering af et fremtidigt 100% vedvarende og CO₂ neutralt energisystem for Danmark på timeniveau. Denne analyse findes i afsnit 3.4.

3 SCENARIERESULTATER

Resultaterne deles op i forskellige dele. Der vises først årlige gennemsnitlige døgnprofiler for elforbruget i hvert af de tekniske scenarier under de forskellige afgifts- og tarifscenarier. Disse vises for at illustrere de driftsmæssige effekter på en simpel måde. Disse suppleres med varighedskurver for elforbruget igennem året. Herefter vises de årlige resultater med fokus på udvekslingen af el med det omliggende elnet. Til sidst vises resultaterne af analyserne for hvordan de forskellige scenarier passer ind ift. et fremtidigt 100% vedvarende energisystem.

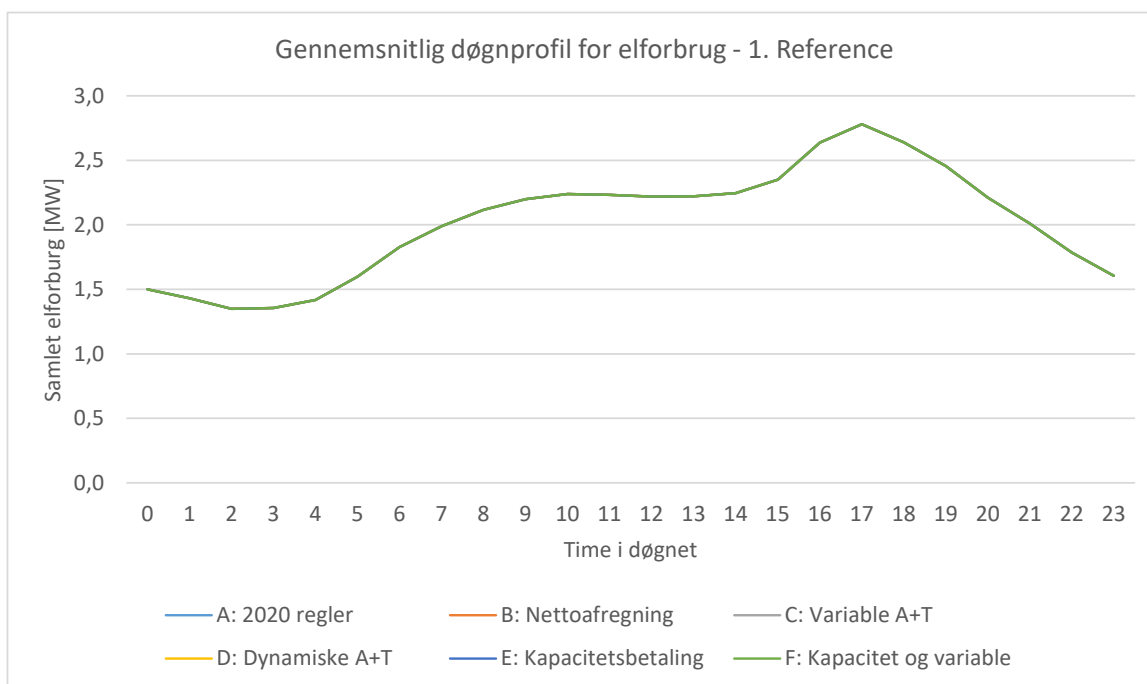
3.1 PROFILER FOR ELFORBRUG

En måde at præsentere effekten på elforbruget er at vise en gennemsnitligt døgnprofil for det årlige forbrug. En sådan viser ikke variationer mellem f.eks. hverdag og weekend eller på tværs af sæsoner, men giver et simpelt overblik over den gennemsnitlige effekt igennem hele året. Døgnprofilerne suppleres med varighedskurver for at give et bedre overblik over den årlige effekt. I varighedskurver er alle årets timeelforbrug sorteret fra højeste til lavest, hvor den højeste værdi placeres helt til venstre i grafen og den laveste helt til højre. Varighedskurver viser herved ikke året kronologisk, men bruges til at give et bedre overblik over variationer mellem årets timer end en kronologisk visning, da en kronologisk visning af alle årets 8.760 timer kan være svært at vise grafisk grundet variationer fra time til time.

Elforbruget i de gennemsnitlige døgnprofiler og de årlige varighedskurver dækker over eksisterende elforbrug som målt i 2020, booster VP'er i Avedøre Landsby, central VP i Avedøre Landsby, VP i Avedøre Stationsby, elbiler og batterier. For scenarier med batterier medtages elforbruget som forbrug og levering af el tilbage til nettet som negativt forbrug. Da det afhænger fra scenarie til scenarie hvilke teknologier som er med, er det ikke alle teknologier, som har et forbrug i alle døgnprofilerne eller varighedskurverne.

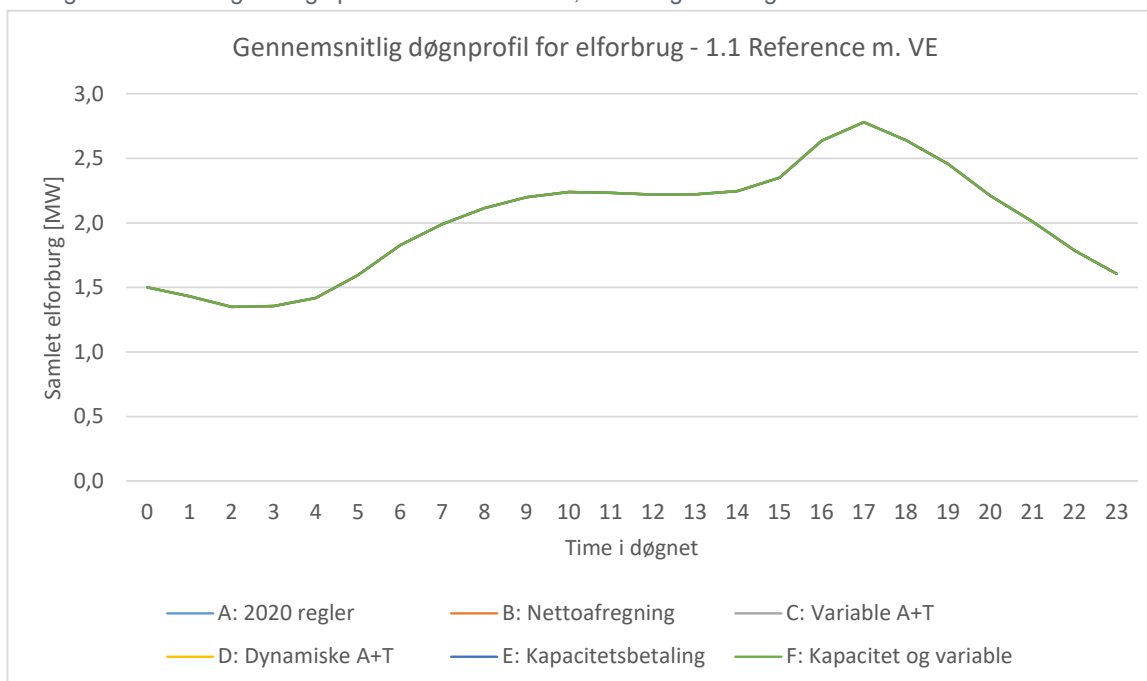
3.1.1 1. REFERENCE

Figur 6 viser gennemsnitlige døgnprofiler for elforbrug i alle 1. Reference-scenarier, hvor der kun er det eksisterende elforbrug og VP'er i Avedøre Landsby. Som det ses, er der næsten ingen variation mellem de forskellige afgifts- og tarifscenarier i dette tekniske scenarie, da kurverne ligger oveni hinanden. Dette skyldes, at der kun er meget begrænsede fleksibilitetsmuligheder i dette tekniske scenarie, værende den centrale VP i Avedøre Landsby. Denne VP kan lukke ned ved høje elpriser og lade gaskedlen levere varmen i stedet, men da den kun står for ca. 3% af elforbruget i energifællesskabet, og i de fleste timer er billigere i drift end gaskedlen, så vil den ikke levere en betydende mængde fleksibilitet i det samlede billede.



Figur 6 – Gennemsnitlig døgnprofil for elforbrug i 1. Reference-scenarierne.

Figur 7 viser gennemsnitlige døgnprofiler for elforbrug i alle 1.1 Reference m. VE scenarier, og viser således det samme som i Figur 6, da der ikke er meget fleksibilitet i elforbruget, så varierer den gennemsnitlige døgnprofil næsten ikke, når afgifter og tariffer ændres.

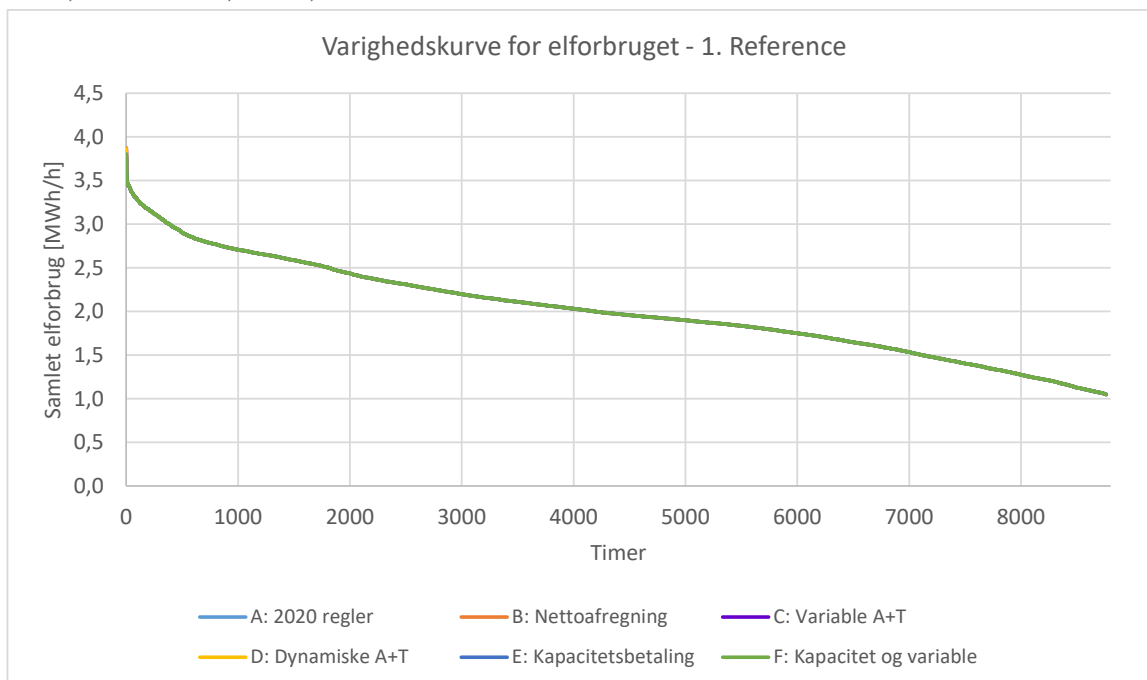


Figur 7 – Gennemsnitlig døgnprofil for elforbrug i 1.1 Reference m. VE scenarierne.

Figur 8 viser den årlige varighedskurve for elforbruget for 1. Reference-scenariet. I varighedskurver er alle årets timers elforbrug sorteret fra højeste til lavest, hvor den højeste værdi placeres helt til venstre i grafen og den laveste helt til højre. Det ses også på denne, at effekten

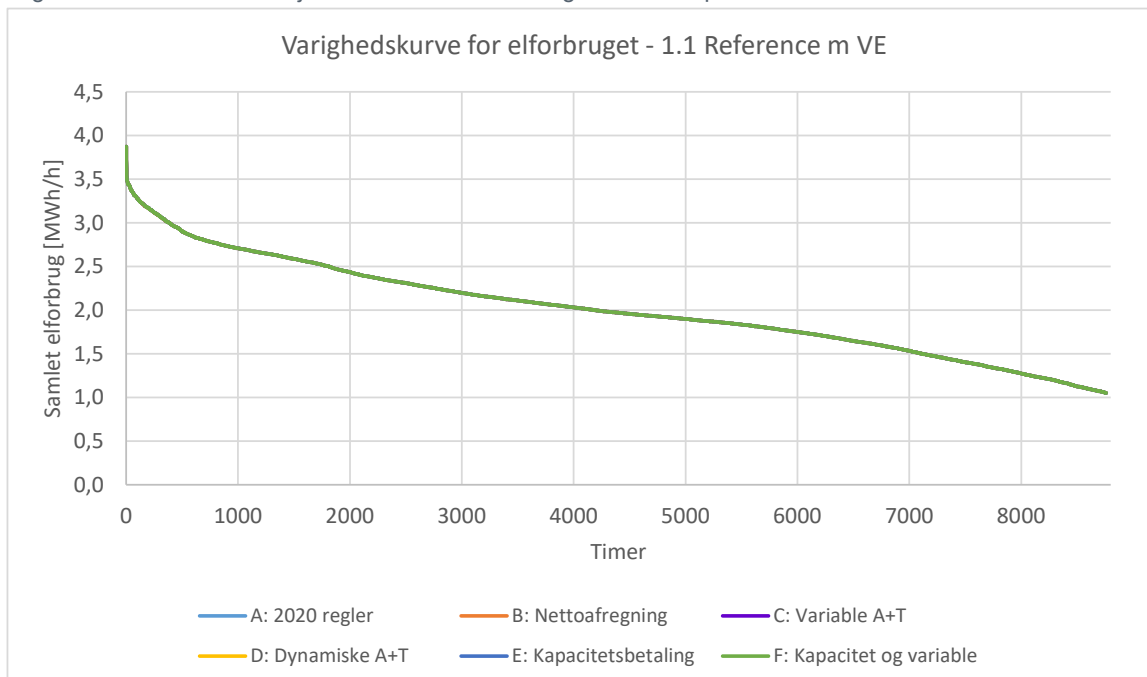
Energifællesskaber i forskellige afgifts- og tarifstrukturer

af de forskellige afgifts- og tarifscenarier ikke har den store effekt på elforbruget i energifællesskabet. Der er en mindre reduktion i spidsforbruget i scenarierne med kapacitetsbetaling fra 3,87 MW til 3,8 MW, men ellers er variationerne minimale.



Figur 8 – Varighedskurve for elforbruget i energifællesskabet i 1. Reference-scenariet.

Figur 9 viser den årlige varighedskurve for 1.1 Reference m. VE. Der ses det samme som på Figur 8. Altså har tilføjelsen af VE ikke nogen effekt på konklusionen i disse scenarier.

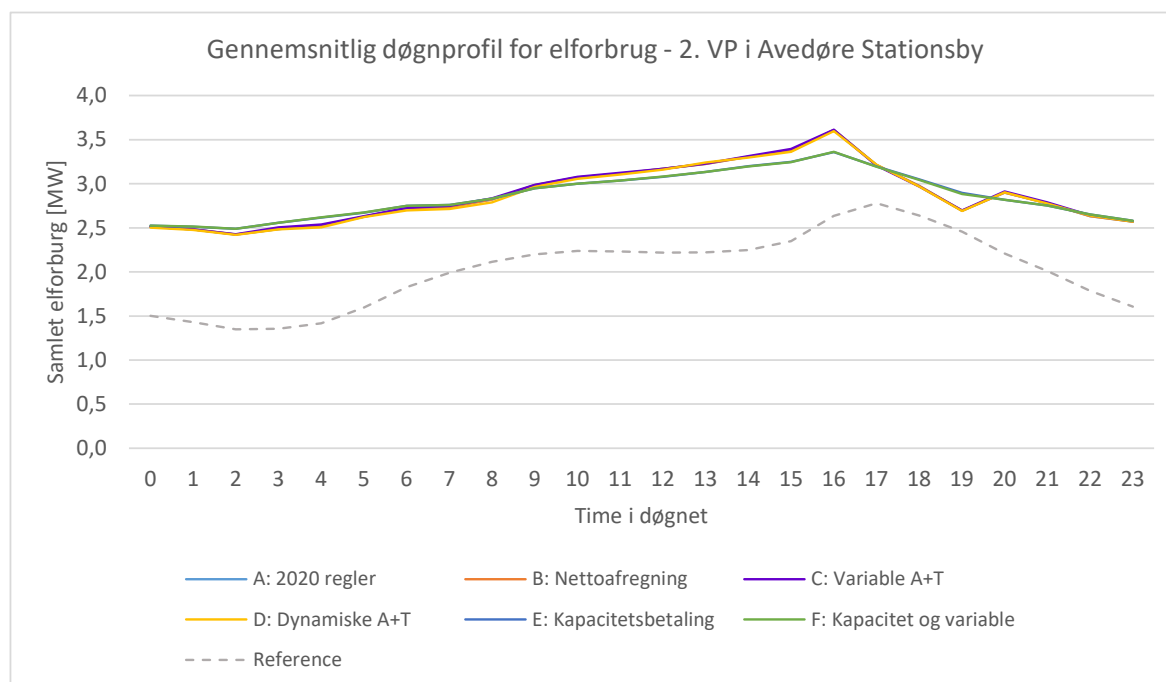


Figur 9 – Varighedskurve for elforbruget i energifællesskabet i scenariet 1.1 Reference m VE.

Referencescenarierne med "A: 2020 regler" medtages som stiptet linje i de følgende grafer. Dette gøres for at tydeliggøre effekten af teknologierne ift. Referencen.

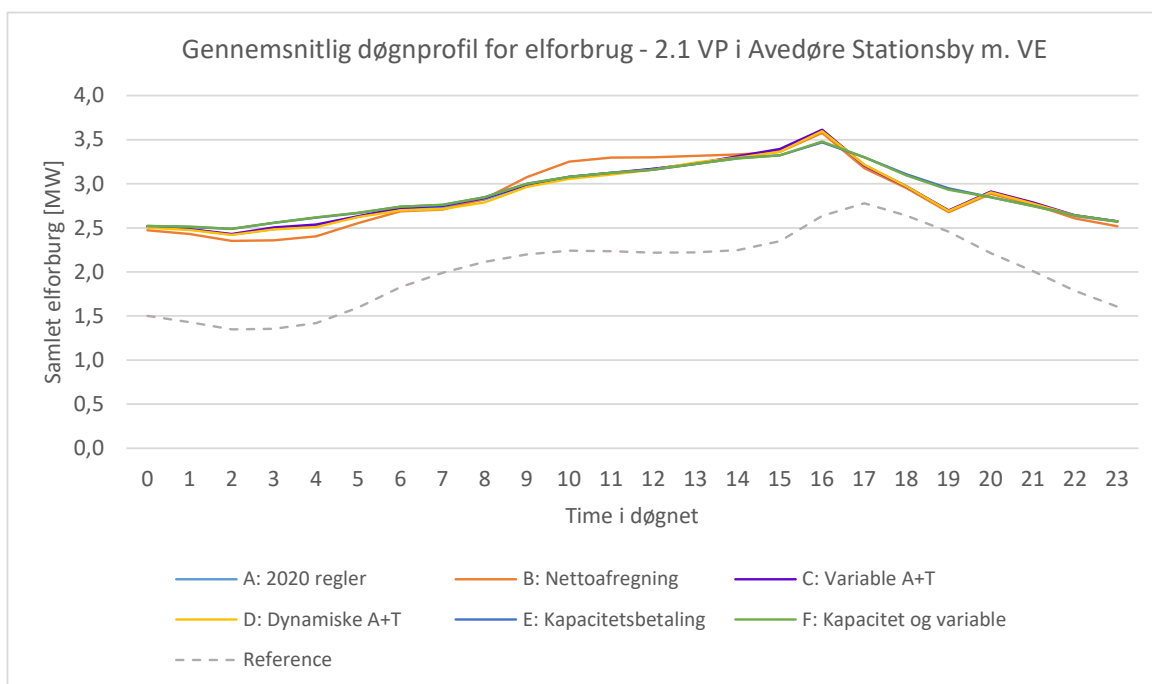
3.1.2 2. VP OG VARMELAGER I AVEDØRE STATIONSBY

Figur 10 viser de gennemsnitlige døgnprofiler for det tekniske scenarie, hvor der installeres en VP og tilhørende fjernvarmelager i Avedøre Stationsby, som supplement til den eksisterende fjernvarmeleverance fra det Storkøbenhavnske fjernvarmesystem og de lokale gaskedler i Avedøre Stationsby. Denne VP forbruger omkring 7.500 MWh el om året, og svarer derved til en forøgelse af elforbruget på omkring 42%, og giver derved betydelig større mulighed for en forøgelse af fleksibiliteten ift. den mindre centrale VP i Avedøre Landsby. Dette ses tydeligt på Figur 10, når denne sammenlignes med Reference. VP'en giver et gennemsnitligt øget elbehov i alle timer, men den giver også en relativ mere flad kurve, da den grundet lav variabel varmepris producerer varme i henved alle timer i året, dog mest i vinterhalvåret. Der ses også en variation i døgnprofilen ved introduktion af kapacitetsbetaling til elnettet, hvor VP'en især benyttes til at reducere spidsforbruget i timerne 15 og 16 for at reducere kapacitetsbetalingen.



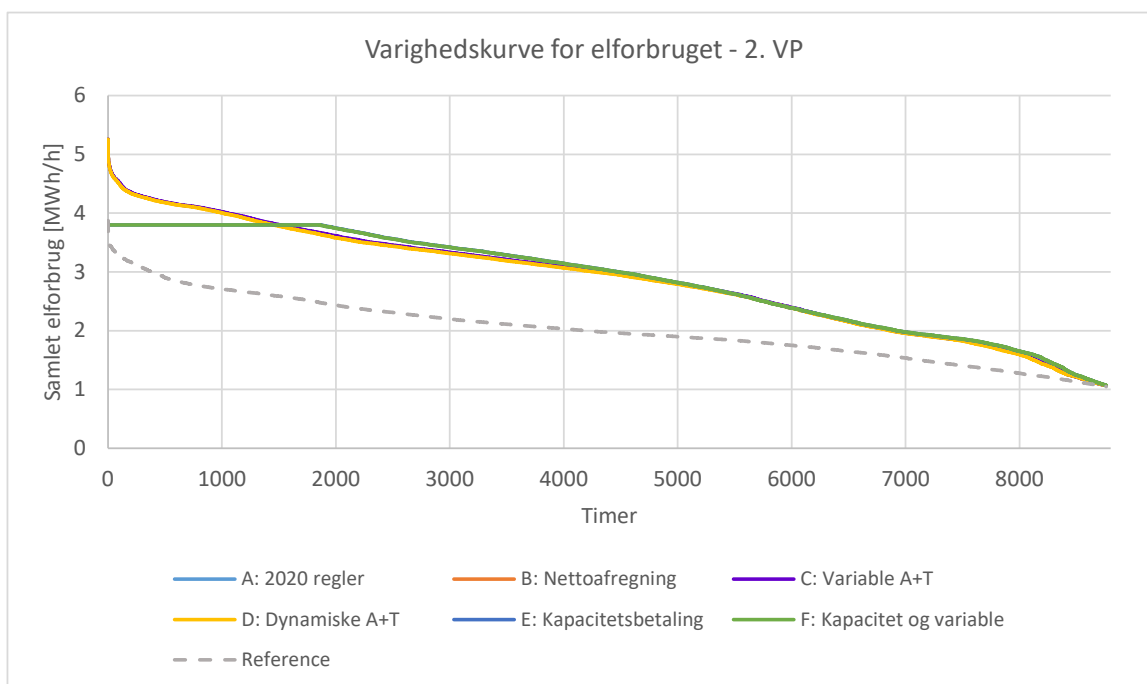
Figur 10 - Gennemsnitlig døgnprofil for elforbrug i 2. VP og varmelager i Avedøre Stationsby scenarierne.

Figur 11 viser samme tekniske scenarie som i Figur 10, dog introduceres her elproduktion fra vindmølle og solceller. Det ses, at introduktionen af sol og vind især påvirker elforbruget i scenarie 2.1B, hvor energifællesskabet tillades at nettoafregne afgifter og tariffer, hvor der flyttes elforbrug fra natten til om dagen, hvor solcellerne leverer en større mængde el. Dette vil især ske i sommerhalvåret, hvor solcellerne producerer mest el. Dog ses det også, at reduktionen i den gennemsnitlige spidsbelastning i timerne 15 og 16 er reduceret ift. Figur 10. Dog er der forsat en mindre gennemsnitlig spidsbelastning i disse timer med introduktion af kapacitetsbetaling ift. de andre scenarier.



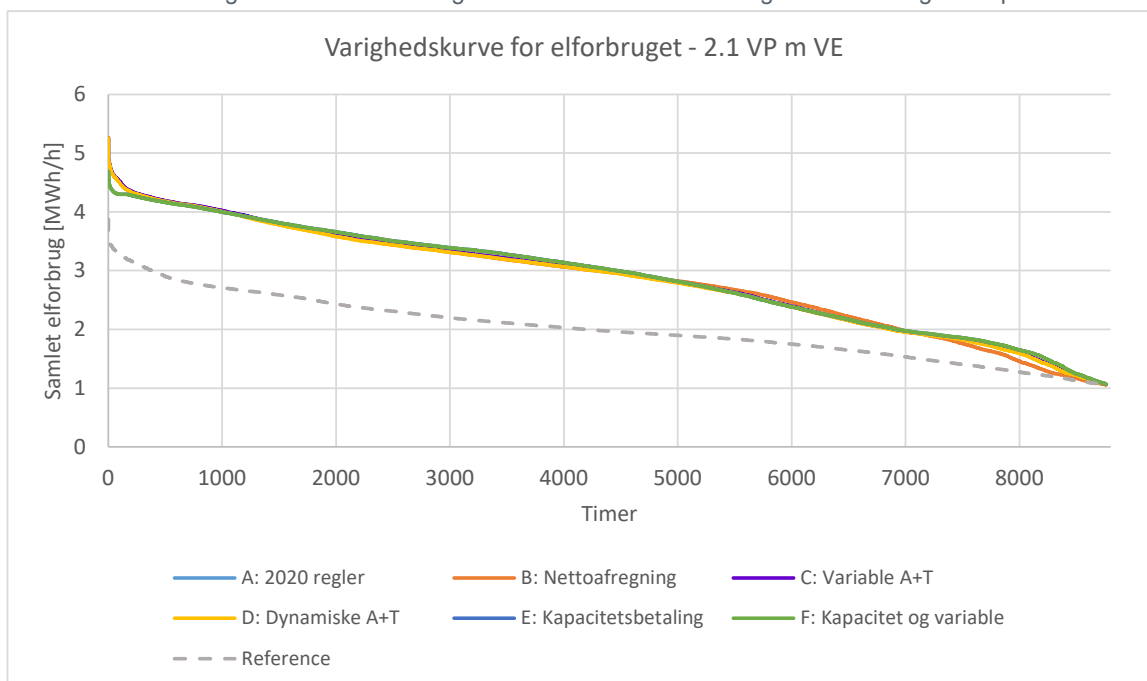
Figur 11 - Gennemsnitlig døgnprofil for elforbrug i 2.1 VP og varmelager i Avedøre Stationsby m. VE scenarierne.

Figur 12 viser den årlige varighedskurve for elforbruget for scenariet 2. VP og varmelager i Avedøre Stationsby. Spidselforbruget er i de fleste scenarier på 5,26 MW, men elforbruget er kun over 5 MW i 1 time om året. Det ses, at dynamiske tariffer skaber nogle mindre variationer i varighedskurven for scenariet, dog er forskellene minimale. Kapacitetsbetalingernes effekt ses til gengæld tydeligt, da der opstår en udfladning af spidsen for elforbruget igennem året til 3,8 MW, hvor dette spidsforbrug rammes i ca. 1.900 timer om året.



Figur 12 – Varighedskurve for elforbruget i energifællesskabet i scenariet 2. VP og varmelager i Avedøre Stationsby.

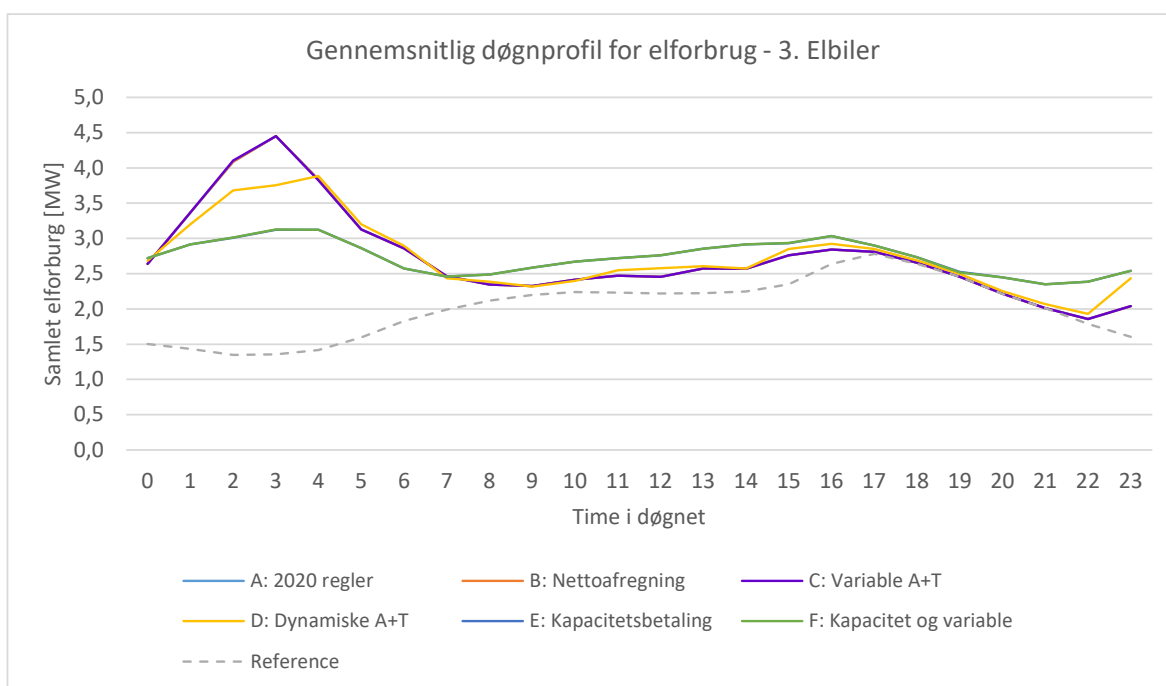
Figur 13 viser den årlige varighedskurve for 2.1 VP og varmelager i Avedøre Stationsby m. VE. Her ses en stor forskel ift. Figur 12, nemlig at scenarierne med kapacitetsbetaling har et højere spids elforbrug ift. ikke at have VE i energifællesskabet. Dette skyldes, at kapacitetsbetalingen er på import af el og ikke forbrug, og da der indføres VE i energifællesskabet, så vil produktionen herfra kunne bruges internt i energifællesskabet uden at give en forøget kapacitetsbetaling.



Figur 13 – Varighedskurve for elforbruget i energifællesskabet i scenariet 2.1 VP og varmelager i Avedøre Stationsby m. VE.

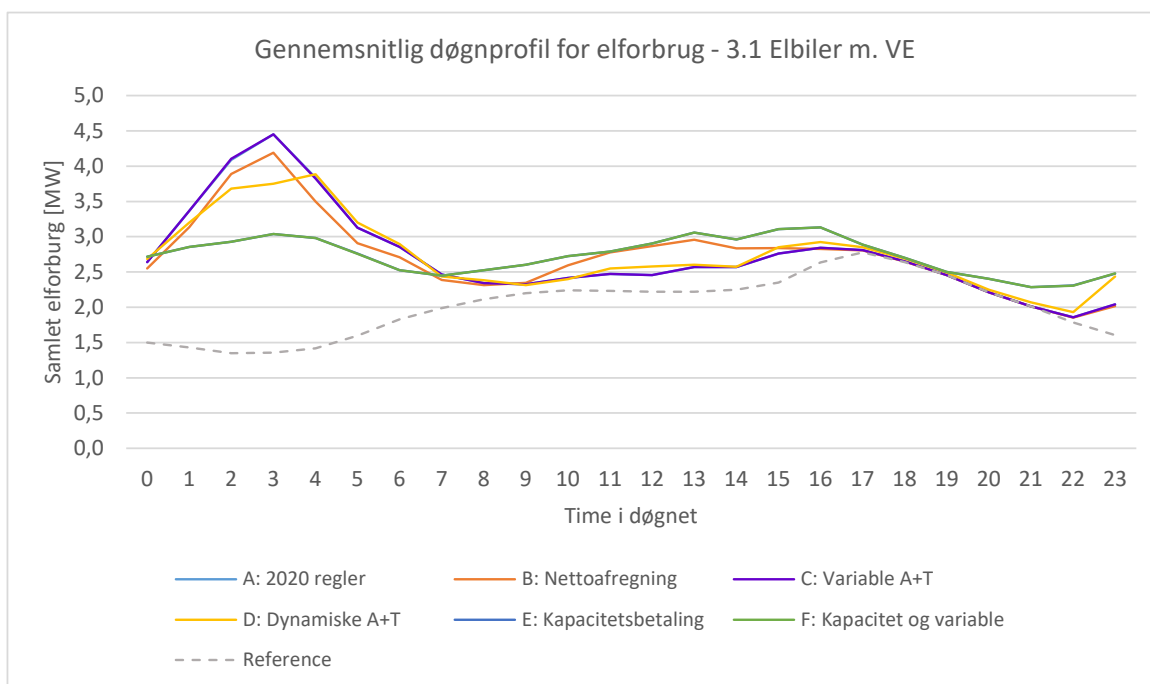
3.1.3 3. ELBILER

Figur 14 viser de gennemsnitlige døgnprofiler for det tekniske scenarie, hvor der introduceres elbiler, som oplades fleksibelt. Det samlede elforbrug til ladning af elbilerne er ca. 6.300 MWh/år, svarende til en forøgelse af elforbruget på ca. 35%. Elbilerne øger derved det samlede elforbrug, og derved den gennemsnitlige døgnprofil, betydeligt. Som det ses af Figur 14, så kommer det ekstra elforbrug især ind om natten, hvor de fleste elbiler er koblet til nettet, og priserne på el generelt er lavere. Denne nattespids reduceres dog ved introduktion af dynamiske tariffer og ved kapacitetsbetaling, hvor især kapacitetsbetalingen udjævner den gennemsnitlige døgnprofil. Afgift- og tarifstrukturer ser derfor ud til at have en stor betydning for elforbrugsprofil, når der er elbiler, som kan lades relativt fleksibelt ift. at reducere de samlede omkostninger for energifællesskabet.



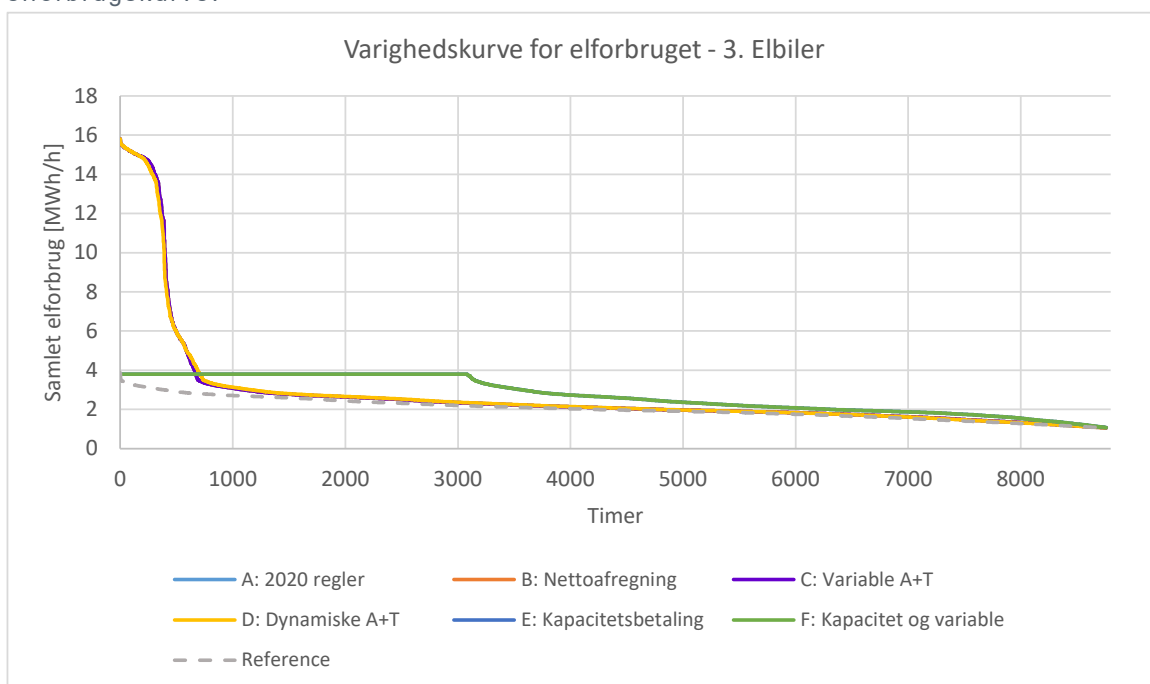
Figur 14 - Gennemsnitlig døgnprofil for elforbrug i 3. Elbiler scenarierne.

Figur 15 viser det samme tekniske scenarie som Figur 14, men med introduktion af VE. Som det ses af Figur 15, så påvirkes scenariet for nettoafregning især af introduktionen af VE. I nettoafregningsscenariet flyttes dele af elforbruget fra om natten til om dagen, hvor der er i perioder, er høj produktion fra solceller. Dette er dog begrænset af kørselsbehovet, som gør, at der er relativt færre elbiler koblet til elnettet om dagen end om natten.



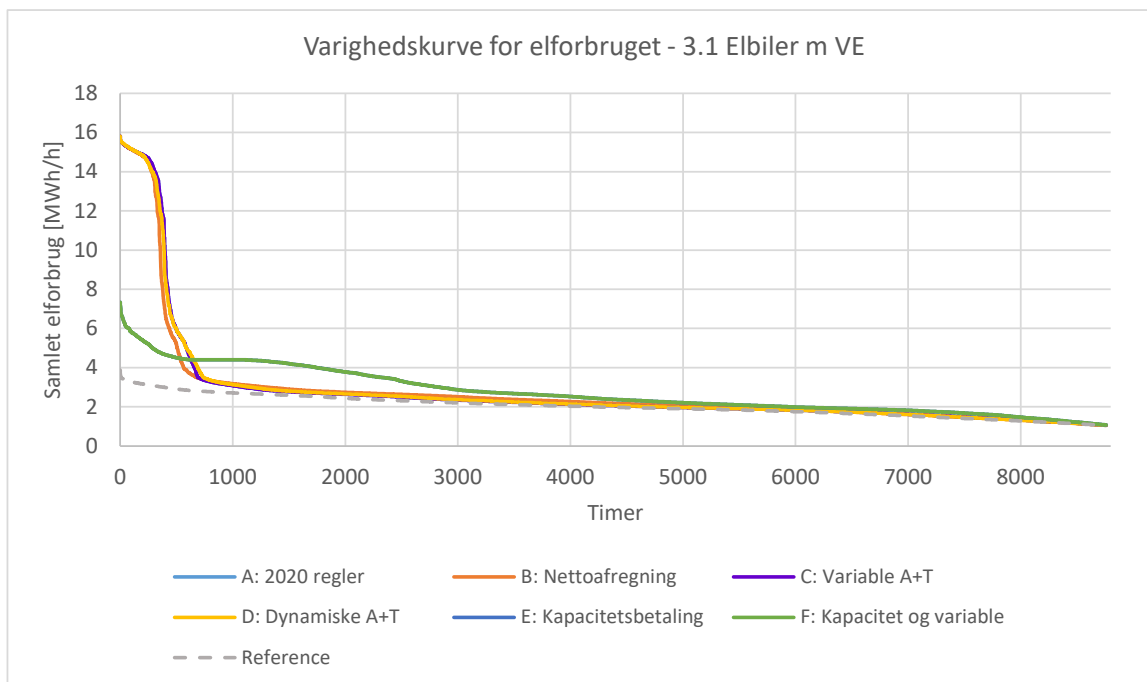
Figur 15 - Gennemsnitlig døgnprofil for elforbrug i 3.1 Elbiler m. VE scenarierne.

Figur 16 viser den årlige varighedskurve for elforbruget for scenariet 3. Elbiler. Her ses det, at elbilerne giver en stor forøgelse af spidselforbruget til næsten 16 MW i de fleste scenarier, og elforbruget er over 5 MW i næsten 600 timer om året. Igen kan kapacitetsbetalingen tydeligt ses, da elforbruget her er begrænset til 3,8 MW, svarende til begrænsningen i Reference-scenariet med kapacitetsbetaling, i lidt over 3.000 timer om året, og har derved en mere flad elforbrugskurve.



Figur 16 – Varighedskurve for elforbruget i energifællesskabet i scenariet 3. Elbiler.

Figur 17 viser den årlige varighedskurve for 3.1 Elbiler m. VE. Igen ses det at tilføjelse af VE gør, at kapacitetsbetalingen har højere spidsforbrug end uden VE. Det ses også, at nettoafregning i dette giver en mindre ændring af varighedskurven for elforbrug.

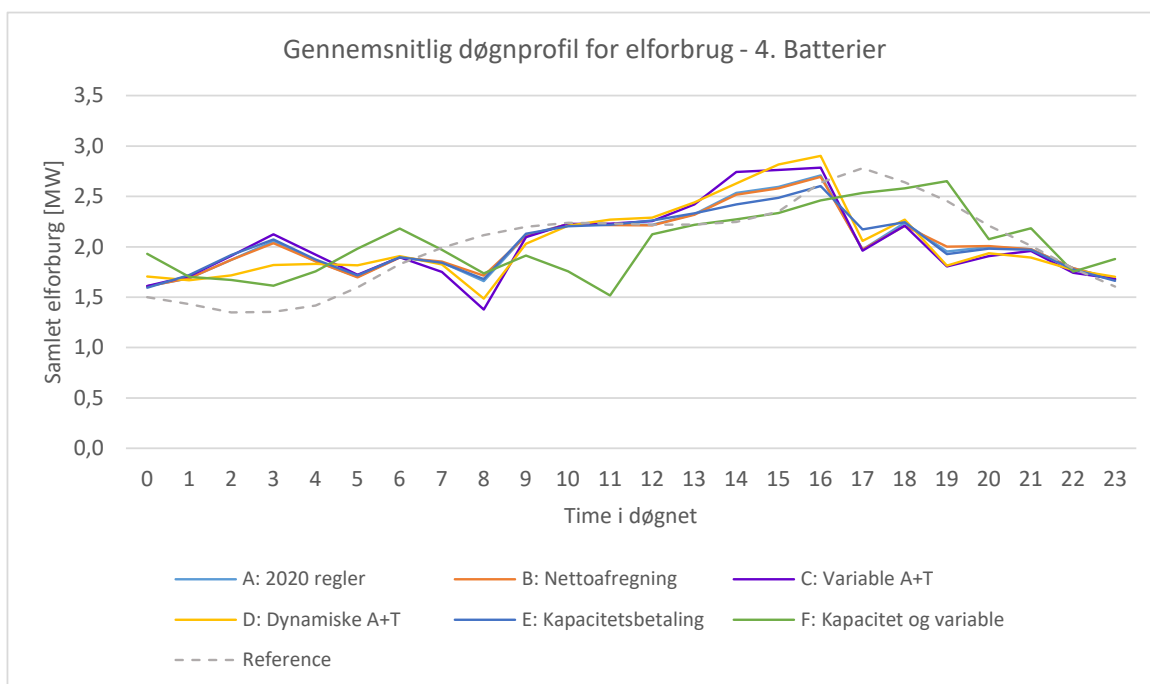


Figur 17 – Varighedskurve for elforbruget i energifællesskabet i scenariet 3.1 Elbiler m VE.

3.1.4 4. BATTERIER

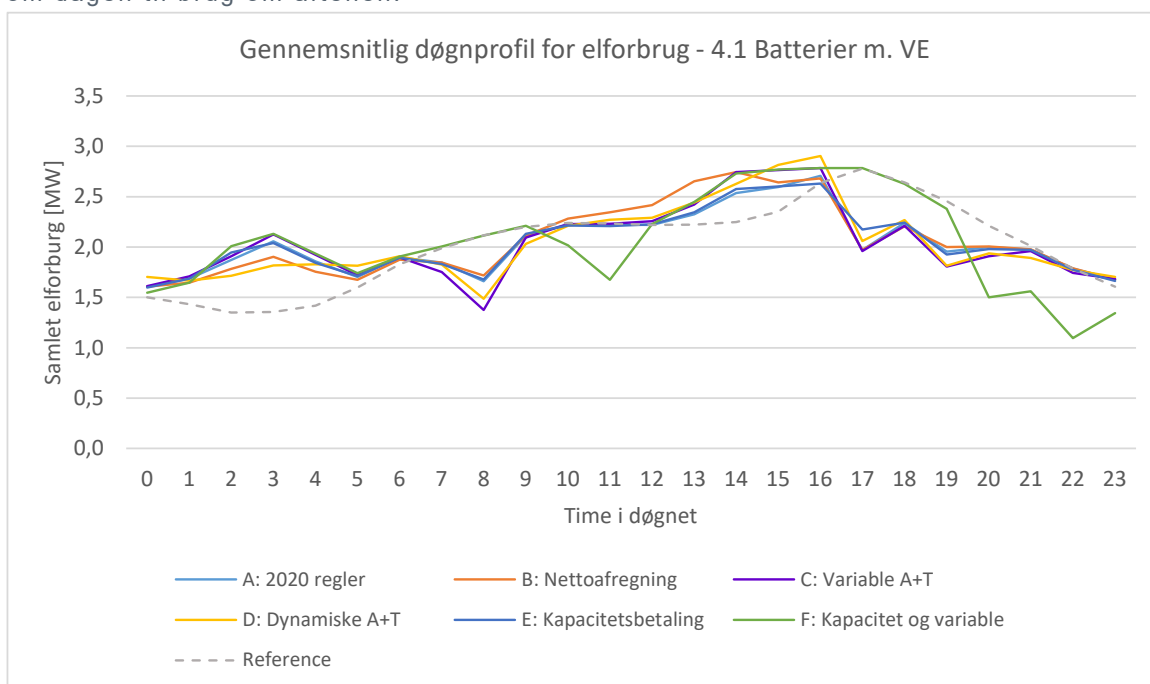
Figur 18 viser de gennemsnitlige døgnprofiler for det tekniske scenarie, hvor der installeres batterier som ellagre i energifællesskabet. Batterierne som fleksibilitetsteknologi er ikke bundet af f.eks. et kørselsbehov, og sæsonvariation har begrænset indflydelse på dets fleksibilitetsmuligheder. Batterierne bruges her til at flytte elproduktion eller elforbrug fra en time til en anden, ift. hvad der er mest driftsøkonomisk for energifællesskabet. Batterierne er de eneste fleksibilitetsteknologier, som i dette er tilladt at levere el tilbage til elnettet. I døgnprofilerne med batterier medtages elforbrug til ladning af batterier som elforbrug, og afladning af batterierne fratrækkes elforbruget.

Det ses på Figur 18, at batteriet giver mulighed for at udjævne det infleksible elforbrug, når der sammenlignes med Referencen. Der ses et øget elforbrug om natten og eftermiddagen til opladning af batterierne, og en afladning af batterierne i løbet af dagen og aftenen. Tilføjelse af en kapacitetsbetaling ændrer tydeligt på driften af batteriet, hvor det i højere grad bruges til at udjævne spidsbelastningstimerne tidlig aften, i stedet for kun at flytte elforbrug fra time til time baseret på tidsvariationer i variable/dynamiske tariffer og el fra Nord Pool Spot.



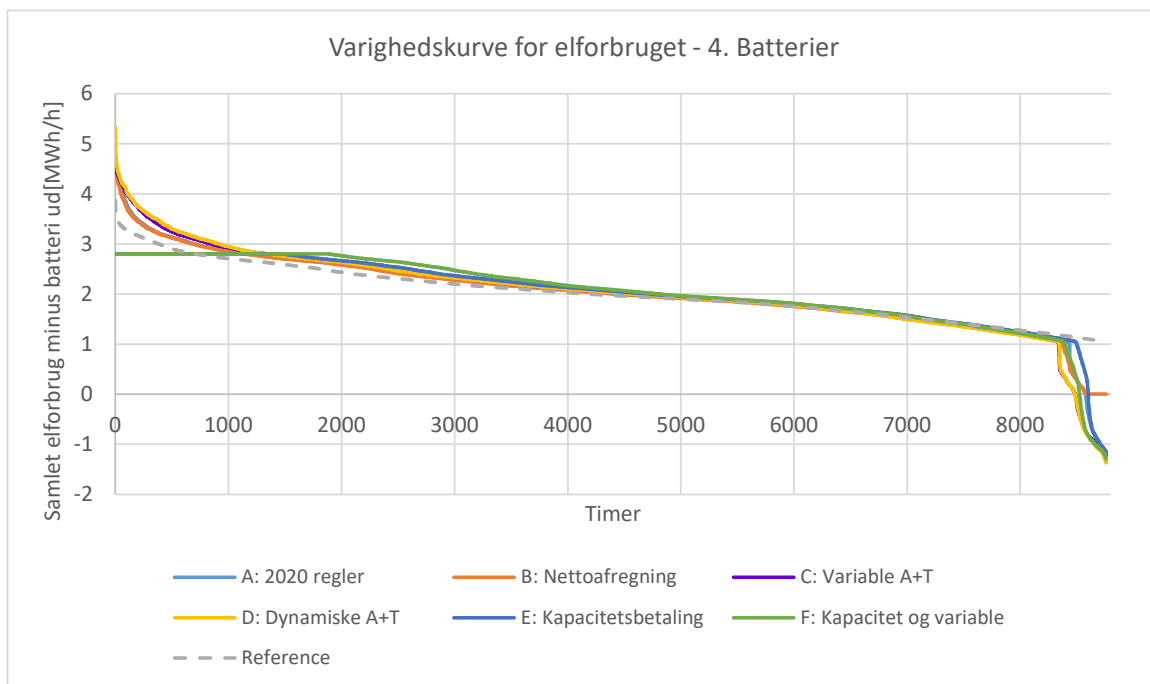
Figur 18 - Gennemsnitlig døgnprofil for elforbrug i 4. Batterier scenarierne.

Figur 19 viser det samme tekniske scenarie som Figur 18, men med introduktion af VE. Introduktionen af VE påvirker især driften, når der er en kapacitetsbetaling, hvor den gennemsnitlige last er større om aftenen, hvilket skyldes en større brug af solcellestrøm fra om dagen til om aftenen. Nettoafregningsscenariet påvirkes også, hvor der ses et gennemsnitligt større elforbrug om dagen med VE end uden, hvilket også hænger sammen med, at der lagres el fra især solceller om dagen til brug om aftenen.



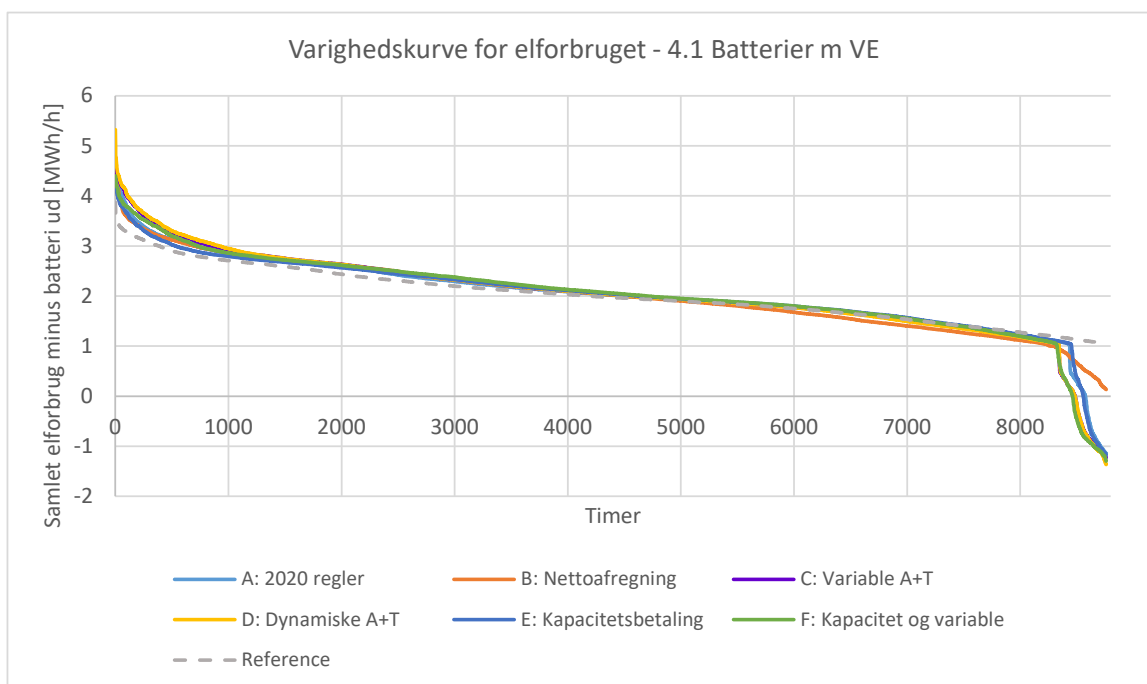
Figur 19 - Gennemsnitlig døgnprofil for elforbrug i 4.1 Batterier m. VE scenarierne.

Figur 20 viser den årlige varighedskurve for elforbruget minus el fra batterier for scenariet 4. Batterier. Det ses, at batterier både øger spidsforbruget igennem året, men også resulterer i, at elforbruget fratrukket elproduktion fra batterierne i nogle timer giver et negativt samlet elforbrug, dog ikke ved nettoafregning hvor det laveste elforbrug minus el fra batterierne kun går til 0 MWh/h, da der er et økonomisk incitament for at bruge batterierne til eget forbrug og ikke købe el for efterfølgende at sælge det til nettet igen.



Figur 20 – Varighedskurve for elforbruget i energifællesskabet i scenariet 4. Batterier.

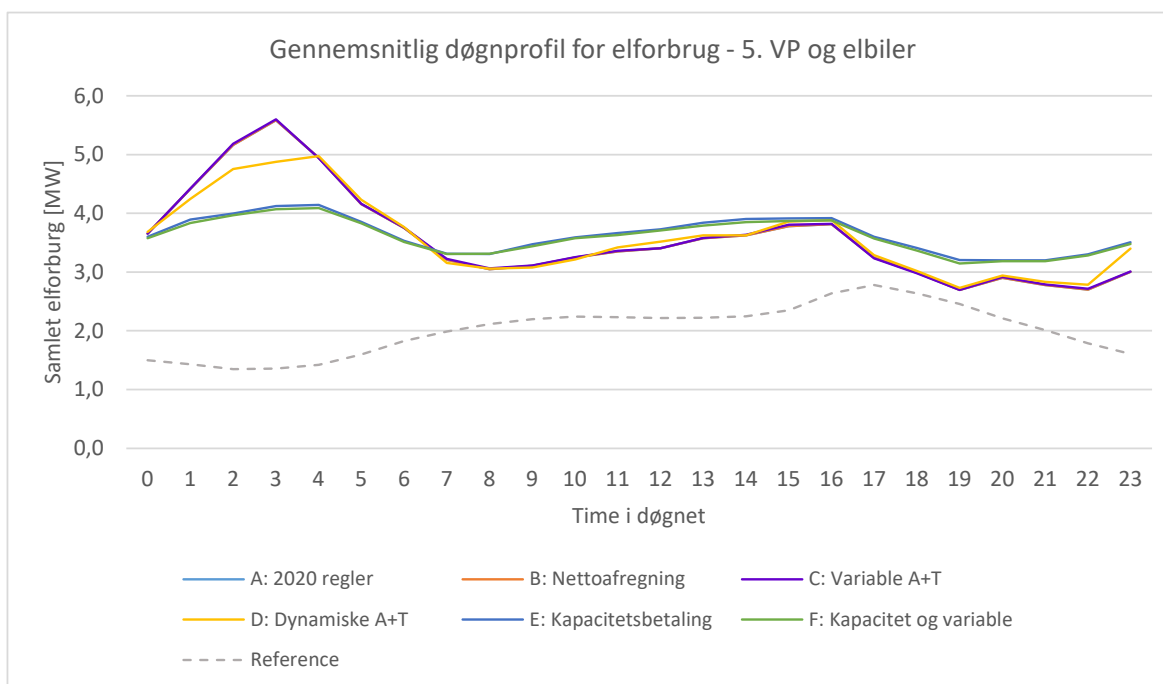
Figur 21 viser den årlige varighedskurve for 4. Batterier m. VE. Igen øger tilføjelse af VE spids-elforbruget for scenarierne med kapacitetsbetaling.



Figur 21 – Varighedskurve for elforbruget i energifællesskabet i scenariet 4.1 Batterier m VE.

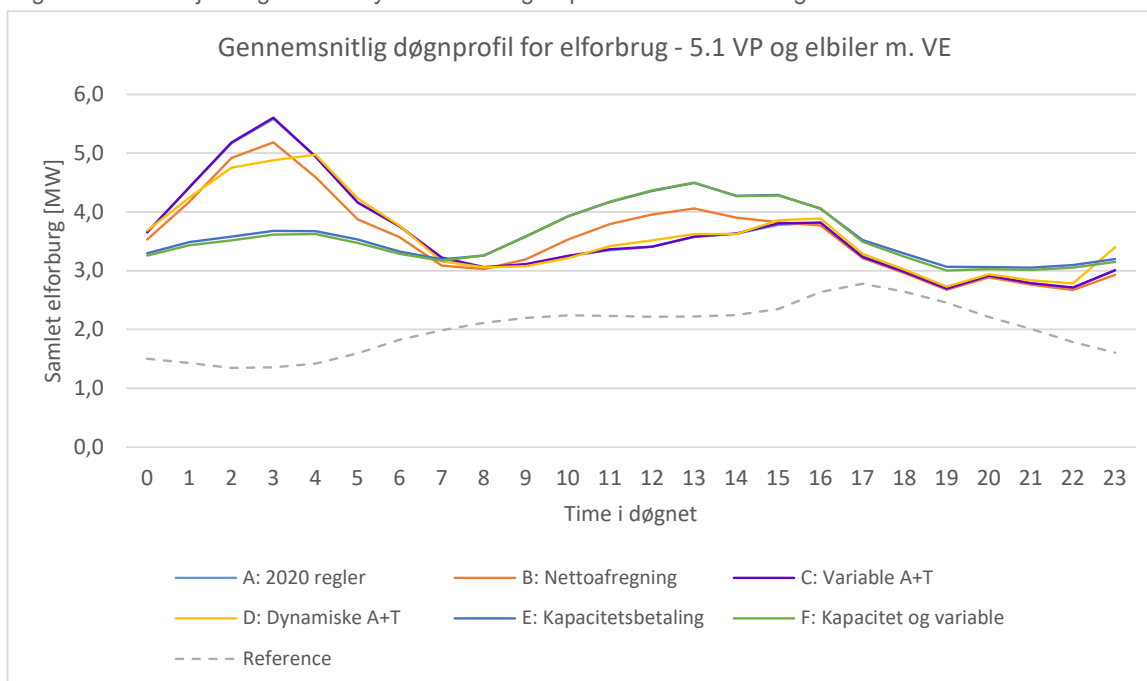
3.1.5 5. VP OG ELBILER

Figur 22 viser de gennemsnitlige døgnprofiler for det tekniske scenarie, hvor der installeres både VP med fjernvarmelager i Avedøre Stationsby og elbiler. Den gennemsnitlige døgnprofil ligner den, som også vises i Figur 14, hvor der kun er elbiler. Dette skyldes, at elbilerne har det største elforbrug af de to teknologier, og derved er mest tydelig på den gennemsnitlige døgnprofil. Elforbruget er dog generelt større med både VP og elbiler end kun med elbiler.



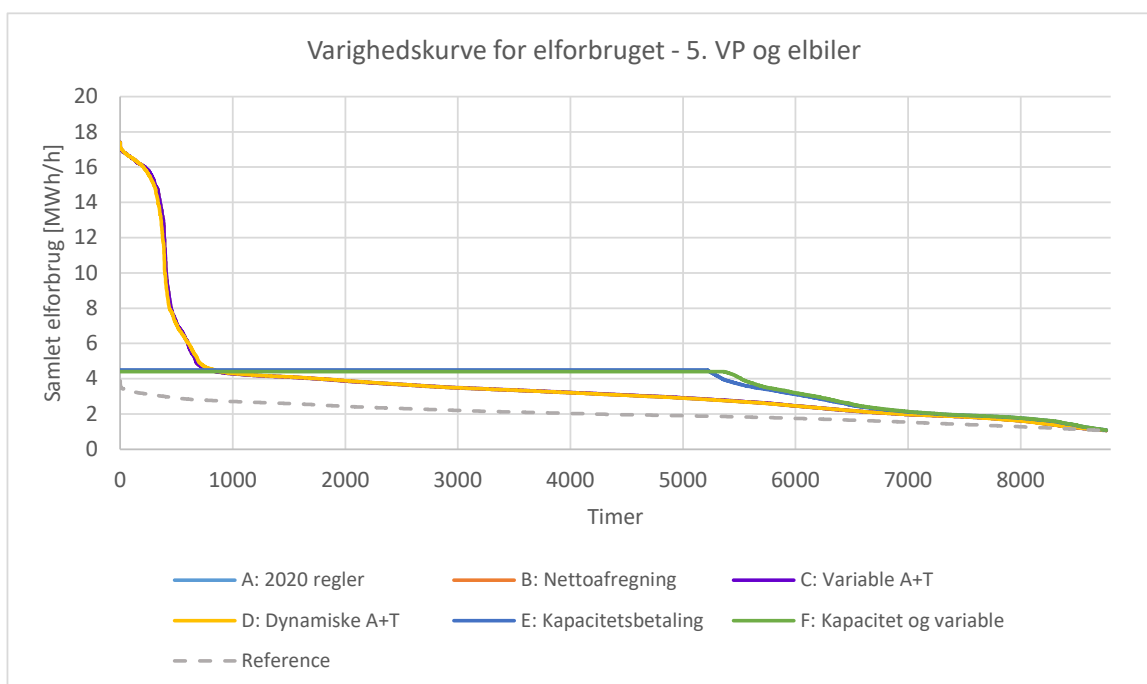
Figur 22 - Gennemsnitlig døgnprofil for elforbrug i 5. VP i Avedøre Stationsby og elbiler scenarierne.

Figur 23 viser det samme tekniske scenarie som Figur 22, men med introduktion af VE. Igen ligner døgnprofil meget den, hvor der kun er elbiler (Figur 15), men der ses i denne et højere elforbrug midt på dagen i scenarierne med nettoafregning og kapacitetsbetaling end uden VE, hvilket skyldes solcellernes produktion af el midt på dagen, og disse afgifts- og tarifscenarier tilgodeser i højere grad udnyttelse af egenproduktion i energifællesskabet.



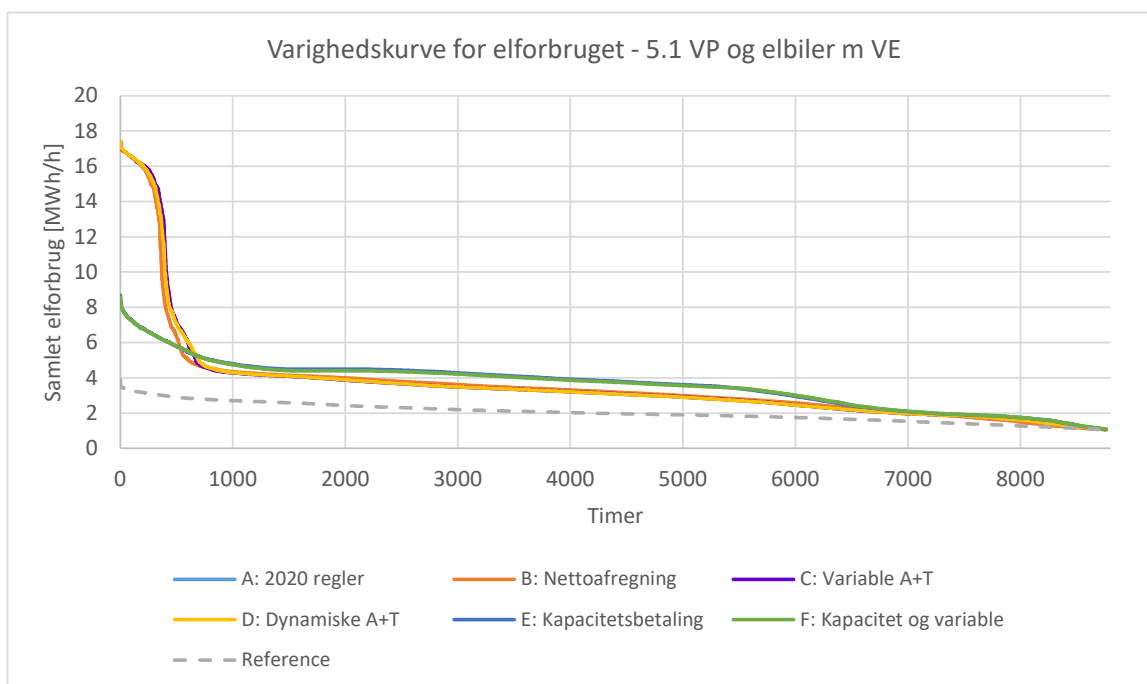
Figur 23 - Gennemsnitlig døgnprofil for elforbrug i 5.1 VP i Avedøre Stationsby og elbiler m. VE scenarierne.

Figur 24 viser den årlige varighedskurve for elforbruget for scenariet 5. VP og elbiler. Her ses det, at kombinationen af elbilerne og VP giver en forøgelse af spidsforbruget til 17,4 MW i de fleste scenarier, og elforbruget er over 5 MW i næsten 600 timer om året. Igen kan kapacitetsbetalingen tydeligt ses, da elforbruget her er begrænset til hhv. 4,4 og 4,5 MW i over 5.000 timer om året, og har derved en fladere elforbrugskurve.



Figur 24 – Varighedskurve for elforbruget i energifællesskabet i scenariet 5. VP og elbiler.

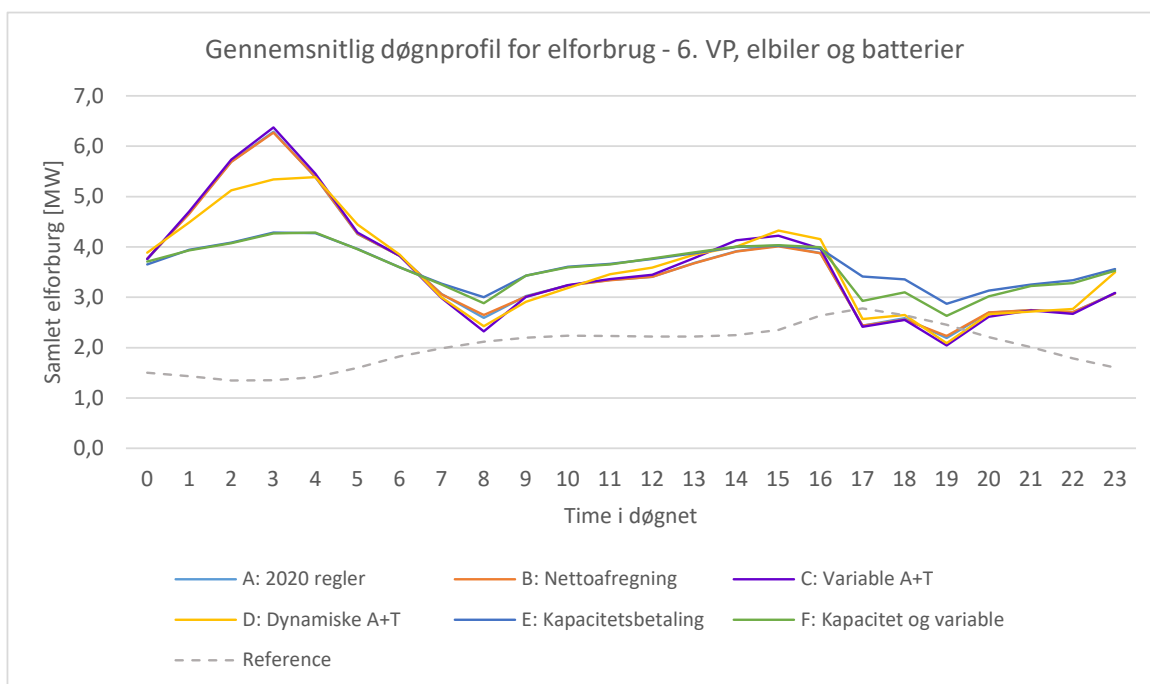
Figur 25 viser den årlige varighedskurve for 5. VP og elbiler m. VE, hvor der igen ses, at tilføjjelsen af VE øger spidsforbruget for scenarier med kapacitetsbetaling.



Figur 25 – Varighedskurve for elforbruget i energifællesskabet i scenariet 5.1 VP og elbiler m. VE.

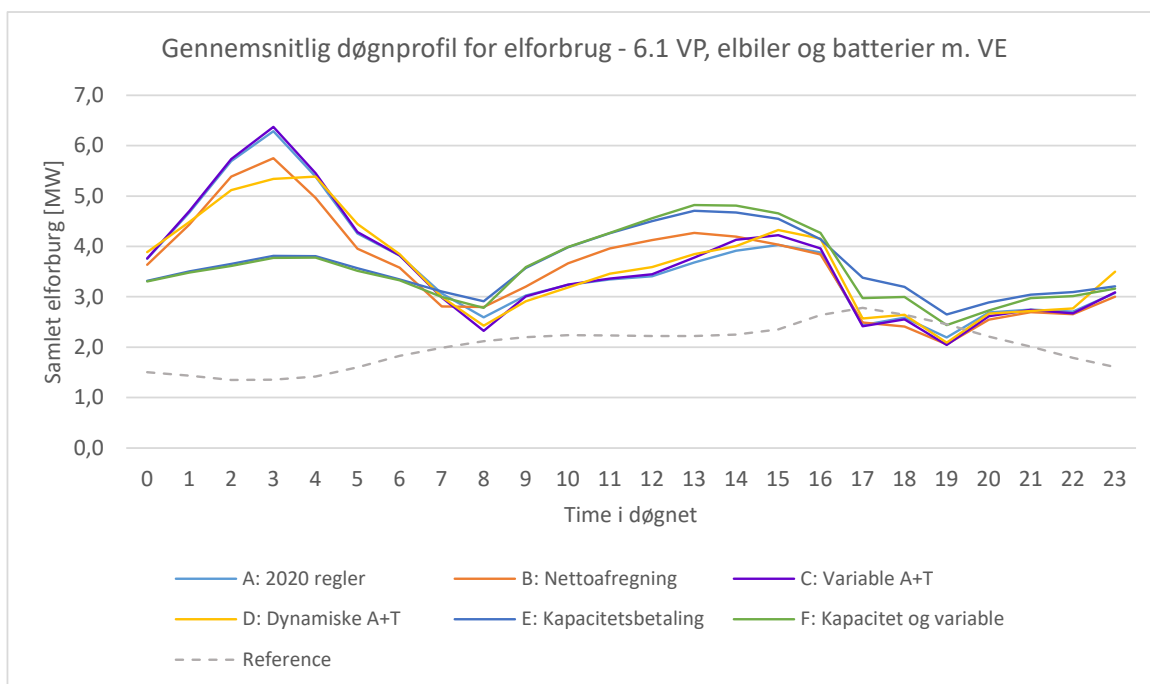
3.1.6 6. VP, ELBILER OG BATTERIER

Figur 26 viser de gennemsnitlige døgnprofiler for det tekniske scenarie, hvor der installeres både VP med varmelager i Avedøre Stationsby, elbiler og batterier til ellagring. I døgnprofilerne med batterier medtages elforbrug til ladning af batterier som elforbrug, og afladning af batterierne fratrækkes elforbruget. Igen er variationen i profilen stærkt påvirket af elbiler, og med introduktionen af batterier stiger spidsen i den gennemsnitlige døgnprofil om natten, da batteriet delvist lagres om natten, grundet perioder med laverer elpriser om natten. Igen reduceres spidsbelastningen om natten dog med introduktionen af dynamiske tariffer og kapacitetsbetaling.



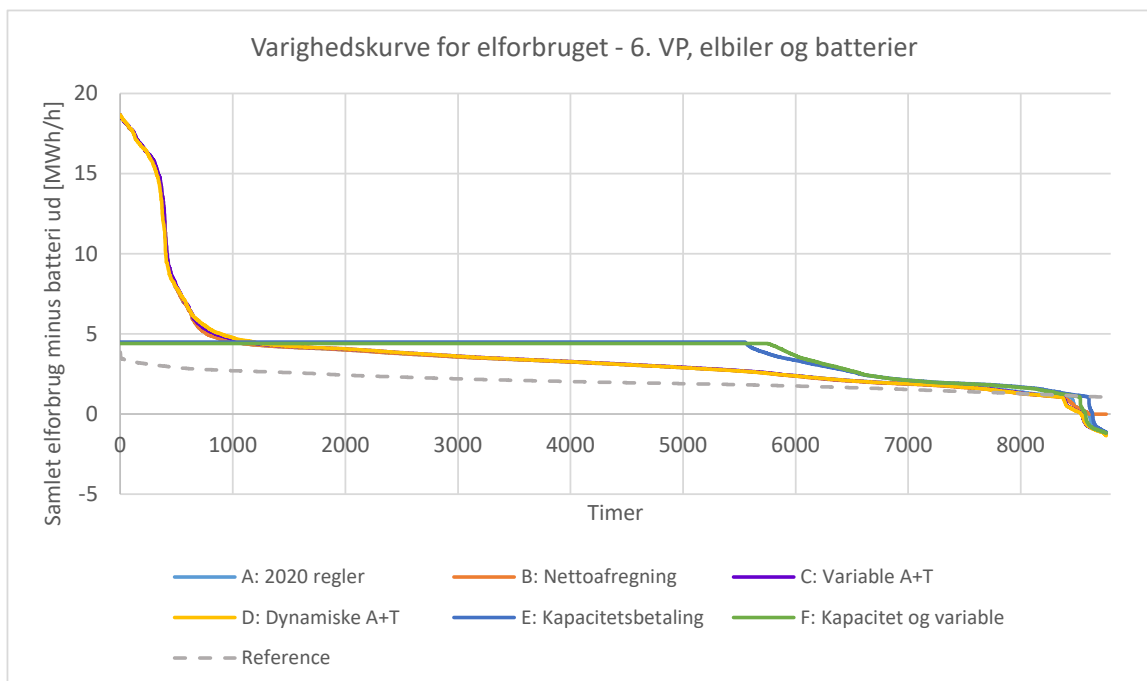
Figur 26 - Gennemsnitlig døgnprofil for elforbrug i 6. VP i Avedøre Stationsby, elbiler og batterier scenarierne.

Figur 27 viser det samme tekniske scenarie som Figur 26, men med introduktion af VE. Igen er det især med introduktionen af nettoafregning og kapacitetsbetaling, at der ligges et større elforbrug midt på dagen, hvor solceller i sommerhalvåret producerer mest el.



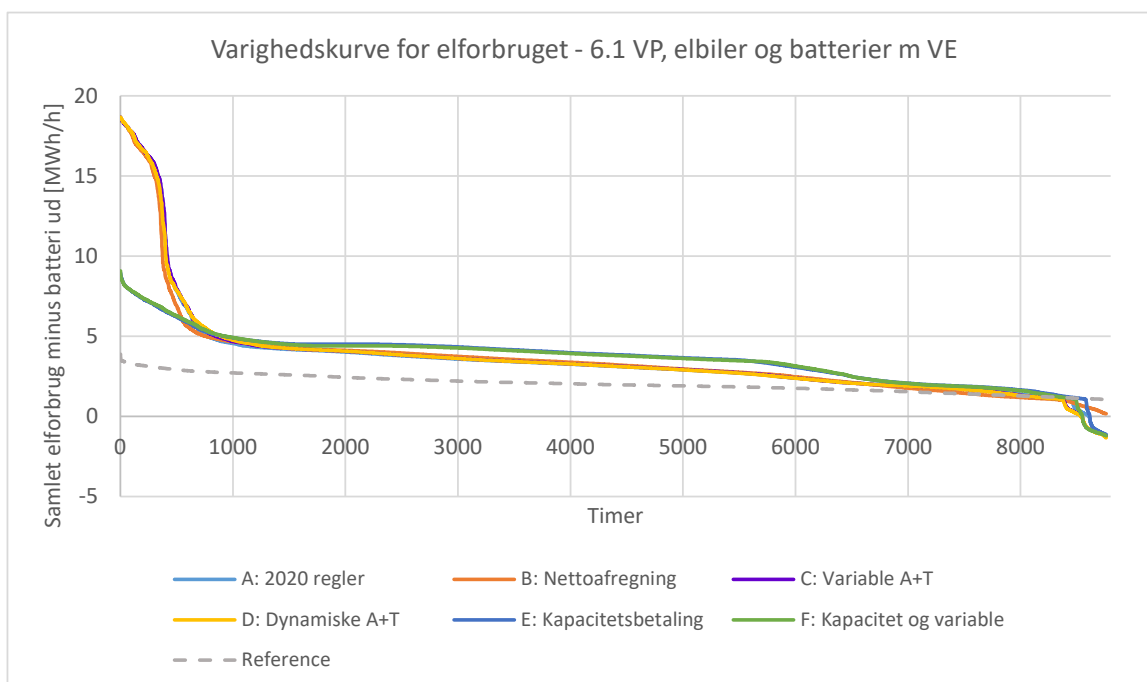
Figur 27 - Gennemsnitlig døgnprofil for elforbrug i 6.1 VP i Avedøre Stationsby, elbiler og batterier m. VE scenarierne.

Figur 28 viser den årlige varighedskurve for elforbruget minus el fra batterier for scenariet 6. VP, elbiler og batterier. Her er det højeste spidsforbrug på næsten 18,7 MW. Igen reducerer kapacitetsbetalingen spidsforbruget betydeligt, til hhv. 4,4 og 4,5 MW i scenarierne med kapacitetsbetaling, hvor spidsforbruget rammes i over 5.500 timer om året. Batterierne gør igen, at der er timer, hvor elforbruget minus el fra batterierne er negativt, dog ikke for nettoafregningsscenariet.



Figur 28 – Varighedskurve for elforbruget i energifællesskabet i scenariet 6. VP, elbiler og batterier.

Figur 29 viser den årlige varighedskurve for elforbruget minus el fra batterier for scenariet 6.1 VP, elbiler og batterier m. VE. Igen gør tilføjelsen af VE, at spidsforbruget i scenarier med kapacitetsbetaling stiger.



Figur 29 – Varighedskurve for elforbruget i energifællesskabet i scenariet 6.1 VP, elbiler og batterier m. VE.

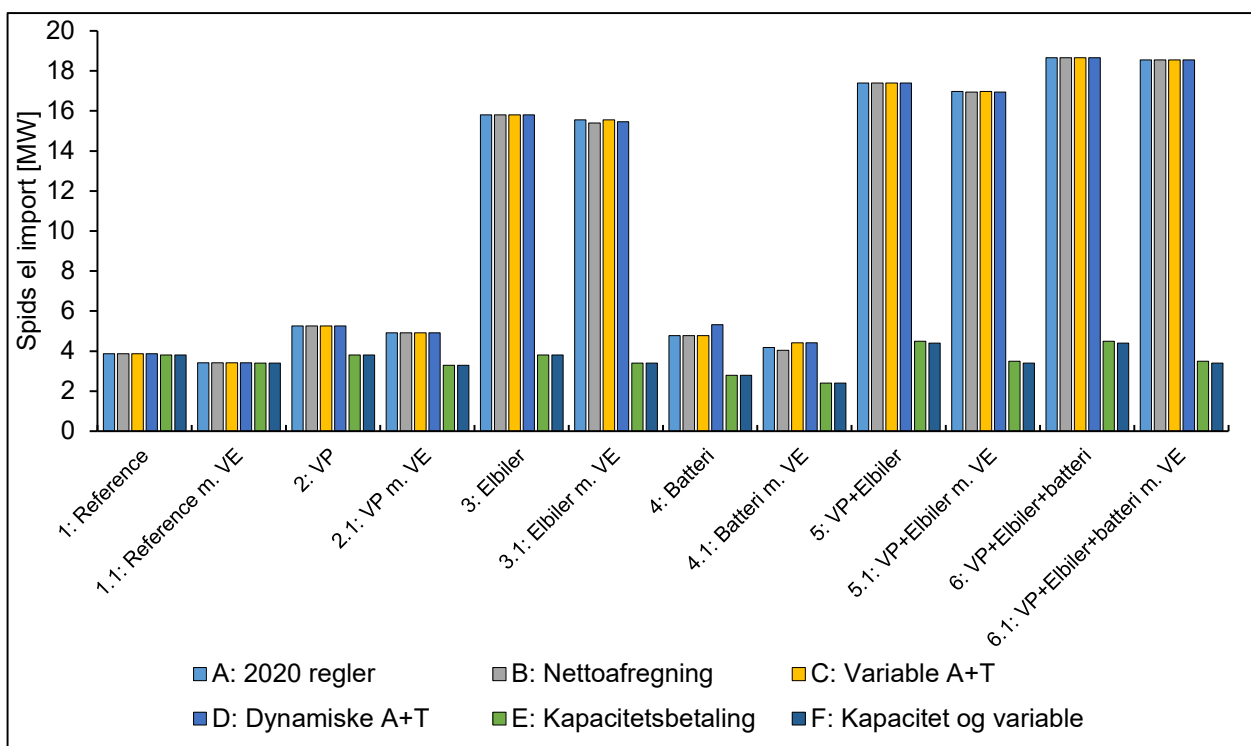
3.2 ÅRLIGE RESULTATER FOR UDVEKSLING MED ELNETTET

Figur 30 viser den årlige spidsimport af el fra elnettet til energifællesskabet. Dette er således importspidsbelastningen for energifællesskabet som helhed. I det målte elbehov i 2020, som er ca. 90% af det samlede elbehov i 1. Reference-scenariet, er spidsforbruget fra elnettet 3,5 MW, hvilket ligger i timen kl. 17:00-18:00 d. 24. december. Referencen inkluderer også elforbrug til VP'er i Avedøre Landsby, hvorved det samlede spidsforbrug er 3,87 MW i den time d. 24. december. Som det ses af scenarierne 1 og 1.1, så medfører tilføjelsen af VE en reduktion af spidsimport af el fra nettet, hvilket skyldes, at den 1 MW vindmøllekapacitet som medtages i 1.1 har en elproduktion på 0,96 MWh i den time, hvorved spidsimport fra nettet flytter til et andet tidspunkt på året, hvilket i dette tilfælde er d. 3. marts kl. 17:00-18:00, og derved falder spidsimporten i løbet af året, hvilket i dette tilfælde er 3,4 MW ved introduktion af VE i energifællesskabet. Denne reduktion af spidsimport er i sagens natur afhængig af variationen af VE produktion fra år til år, og derved er denne reduktion ikke nødvendigvis garanteret hvert år, da det må forventes, at spidsforbruget d. 24. december hænger sammen med madlavning til juleaften, og derved må forventes at falde samme tid hvert år, også selvom vinden ikke gør.

Det ses af Figur 30, at af de testede teknologier, så giver elbiler den største potentielle spidsimport af el til energifællesskabet igennem året. Dette skyldes den relativt høje samlede ladekapacitet for elbilerne.

Tilføjelse af batterier giver som udgangspunkt ikke en reduktion i spidsimport, men øger i stedet spidsimporten, undtagen når der indføres en kapacitetsbetaling, hvor batterierne bruges til at reducere spidsimporten til energifællesskabet. Dette skyldes, at batterierne vil lades i de timer med de laveste samlede elomkostninger, hvilket også er tilfældet for VP'en og elbilerne.

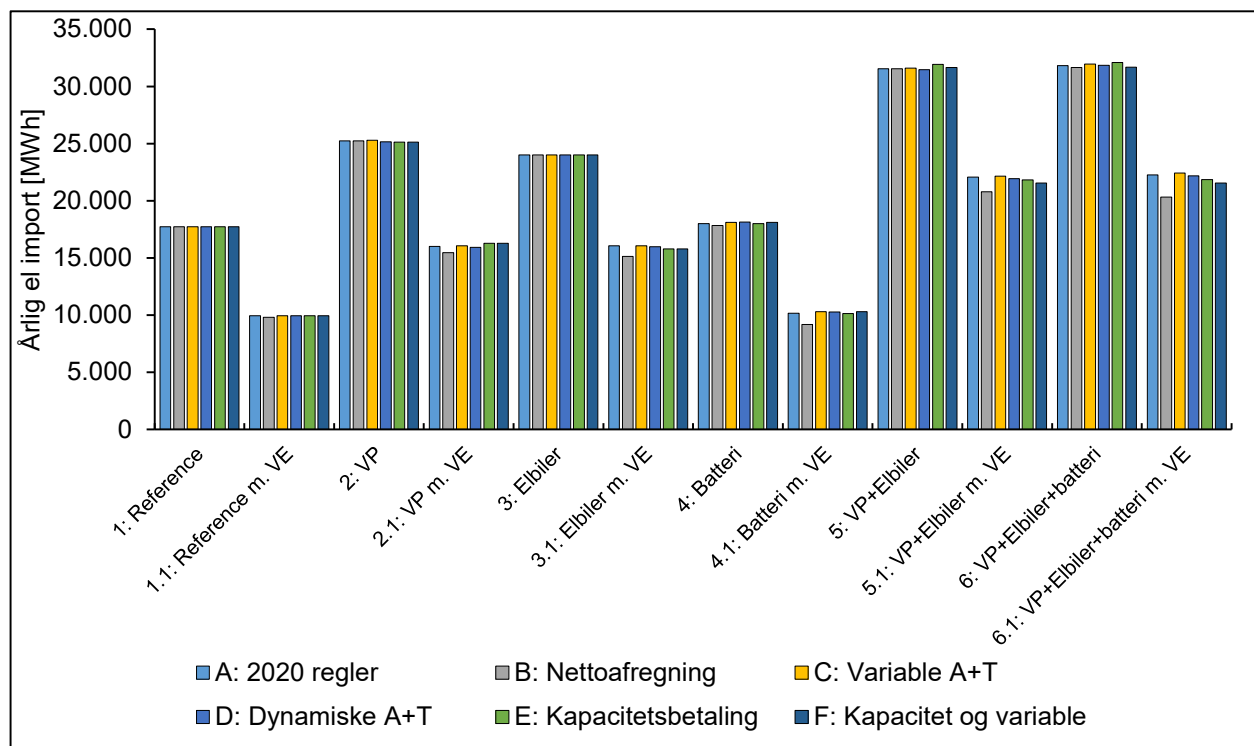
Det ses også på Figur 30, at indførelse af kapacitetsbetaling reducerer spidsimport af el i systemer med fleksibelt elforbrug og batterier, men at der ikke er en effekt uden fleksibelt elforbrug. Der er generelt ikke stor forskel på de andre tarifmodeller, dog kan nettoafregning resultere i en mindre reduktion i spidsimport, når der er VE i energifællesskabet, men ikke i alle tekniske scenarier. Dynamiske tariffer kan både resultere i en mindre reduktion af spidsimport, men også en øget spidsimport, når batterier er inkluderet. Kombinationen af kapacitetsbetaling og variable tariffer giver den lavest spidsimport af el, når systemet indeholder både VP og elbiler, men ellers er der ikke forskel på scenarierne E og F. Batterier kan give en reduceret import af el, når der ikke er fleksibelt elforbrug, men den samme effekt ser ikke ud til at være der, når der medtages både VP og elbiler, da scenarierne 5 og 6 giver samme spidsimport af el.



Figur 30 – Årlig spidsimport af el fra elnettet til energifællesskabet i hvert scenarie.

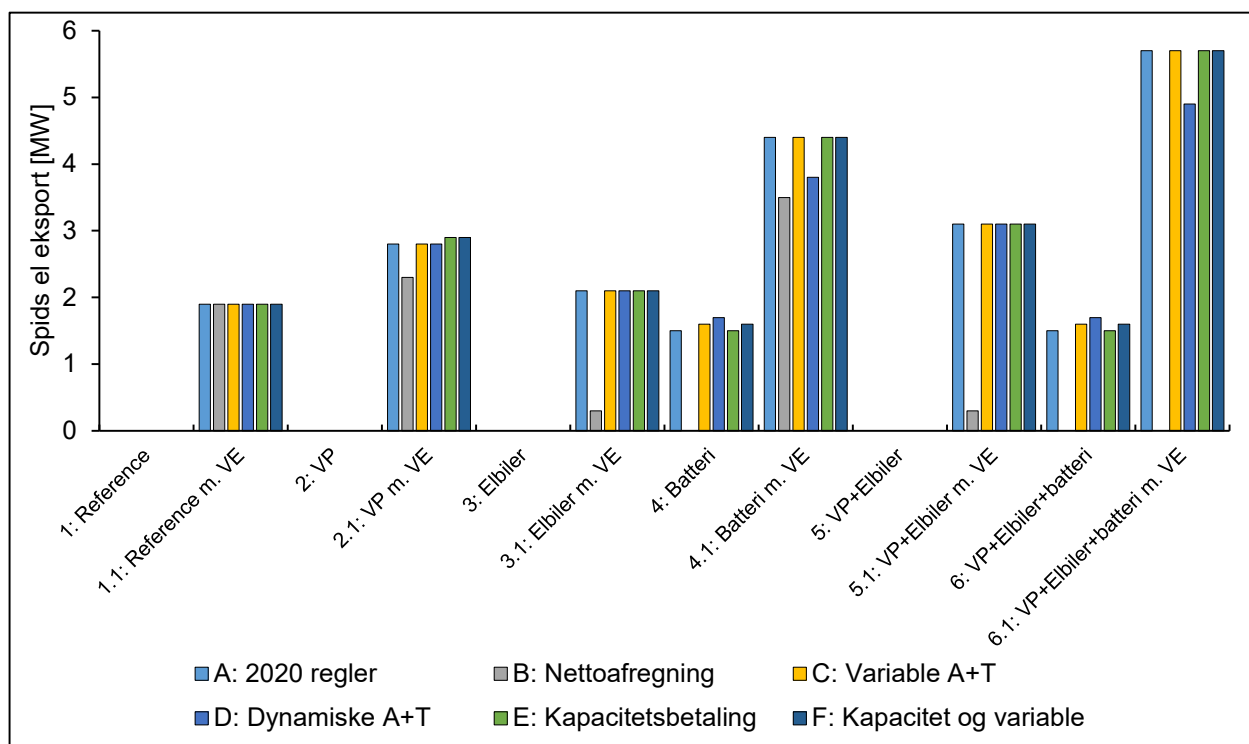
Figur 31 viser den samlede årlige import af el fra elnettet til energifællesskabet i de forskellige scenarier. Det ses af Figur 31, at introduktionen af VE reducerer den årlige import af el i alle tilfælde, hvilket også må forventes. Det ses også, at introduktion af VP i Avedøre Stationsby giver den største enkelte stigning i årlig mængde af importeret el af de tre teknologier. Introduktionen af elbiler giver den anden højeste import af el af de tre teknologier. Batterier øger også import af el, men betydeligt mindre end de andre to teknologier. Den øgede import af el med batterier skyldes, at batterierne har et tab, når de lades og aflades. Når der introduceres VE med nettoafregning, reducerer batterierne import af el fra nettet, da batterierne bruges til at øge forbruget af egen elproduktion. Dette er dog ikke unikt for batterierne, da import af el reduceres i alle scenarierne med VE og nettoafregning, da VP og elbilers elforbrug også flyttes til timer med egenproduktion af el. Generelt har de testede afgifts- og tarif-reglerne mindre effekt på årlig import af el, end de har på den årlige spidsimport af el, som ses af Figur 30. Kapacitetsbetaling kan i tilfælde resultere i en mindre forøgelse af den årlige elimport, da den tilsvarende lavere variable tariffbetaling gør det mere økonomisk at drive de centrale VP'er mere.

Ligeledes kan batterier give en øget årlig import, da batterierne bruges til at reducere spidsimporten fra elnettet, og brugen af batterier har et energitab. Når der introduceres VE, er denne import dog reduceret, da batterierne i større omfang vil bruge elproduktion i energifællesskabet i stedet for at importere el.



Figur 31 – Årlig import af el fra elnettet til energifællesskabet i hvert scenarie.

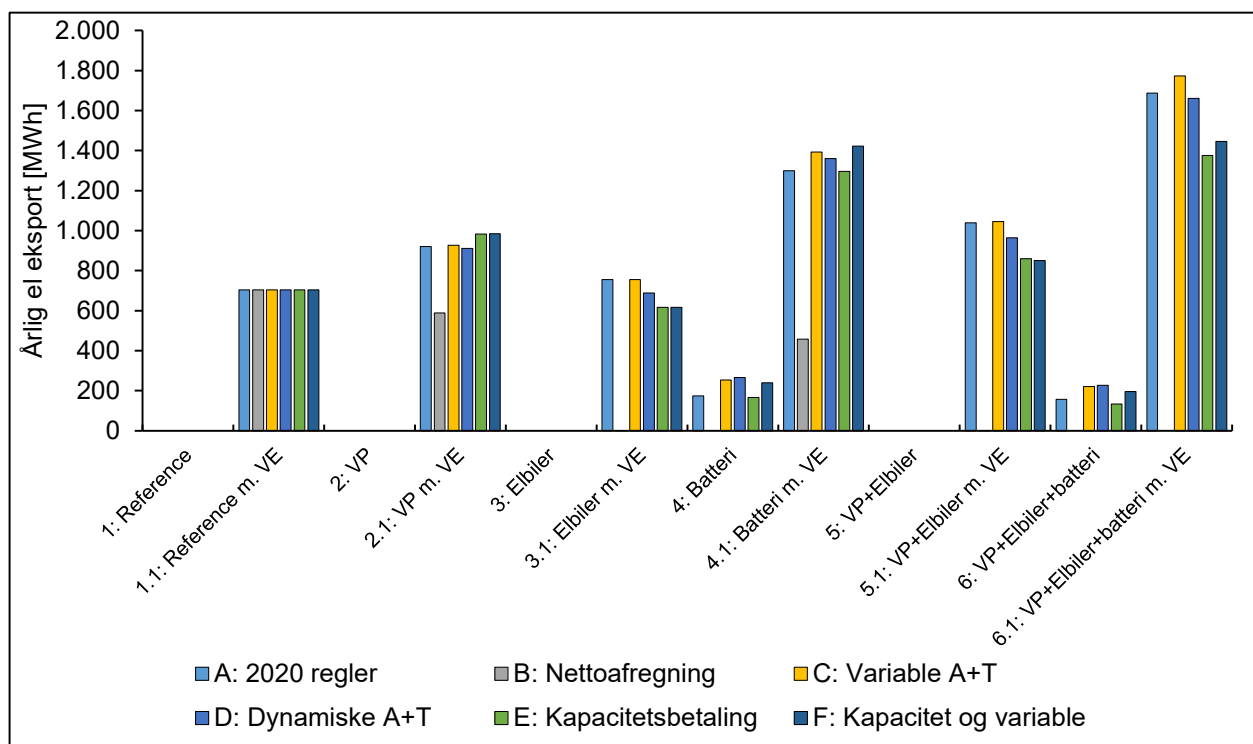
Figur 32 viser den årlige spidseksport af el fra energifællesskabet til elnettet. Med undtagelse af scenarier der inkluderer batterier, er der kun eksport af el fra energifællesskabet, når der introduceres VE. Spidseksporten stiger således også generelt i scenarier, hvor der er installeret mere VE, som følge af den tidligere beskrevet metode til bestemmelse af installeret solcellekapacitet. Spidseksporten er generelt mindre end spidsimporten, med undtagelse af scenarierne hvor der er VE, batterier og kapacitetsbetaling, da batterierne bruges til at reducere import af el. Da kapacitetsbetalingen i disse analyser kun er pålagt forbrugssiden, så påvirker denne ikke spidseksporten igennem året. Ved batterier stiger spidseksporten af el i de fleste scenarier, da batterierne i perioder vil købe el for efterfølgende at sælge det til nettet, ift. at optimere den økonomiske drift heraf. Dog ses ikke den samme effekt, når der nettoafregnes, da batterierne her i større omfang vil forsøge at øge egetforbruget af produceret el fra vindmølle og solceller, som derved oplever mindre eksport til det omliggende elnet. Dynamiske tariffer kan også reducere spidseksporten, i tilfælde hvor batterier er til stede. Der ses en meget tydelig effekt af nettoafregning i scenarier med fleksible elforbrug, hvor nettoafregning gør, at det er mere økonomisk for energifællesskabet at forbruge internt, før der eksporteres, hvorved eksporten af el reduceres betydeligt om muligt ift. de forbrugsteknologier, der er til stede.



Figur 32 - Årlig spidseksport af el fra energifællesskabet til elnettet i hvert scenarie.

Figur 33 viser den årlige eksport af el fra energifællesskabet til elnettet for hvert scenarie. Som ved spidseksporten er det kun med VE eller batterier, at der opstår en mulighed for eksport af el fra energifællesskabet.

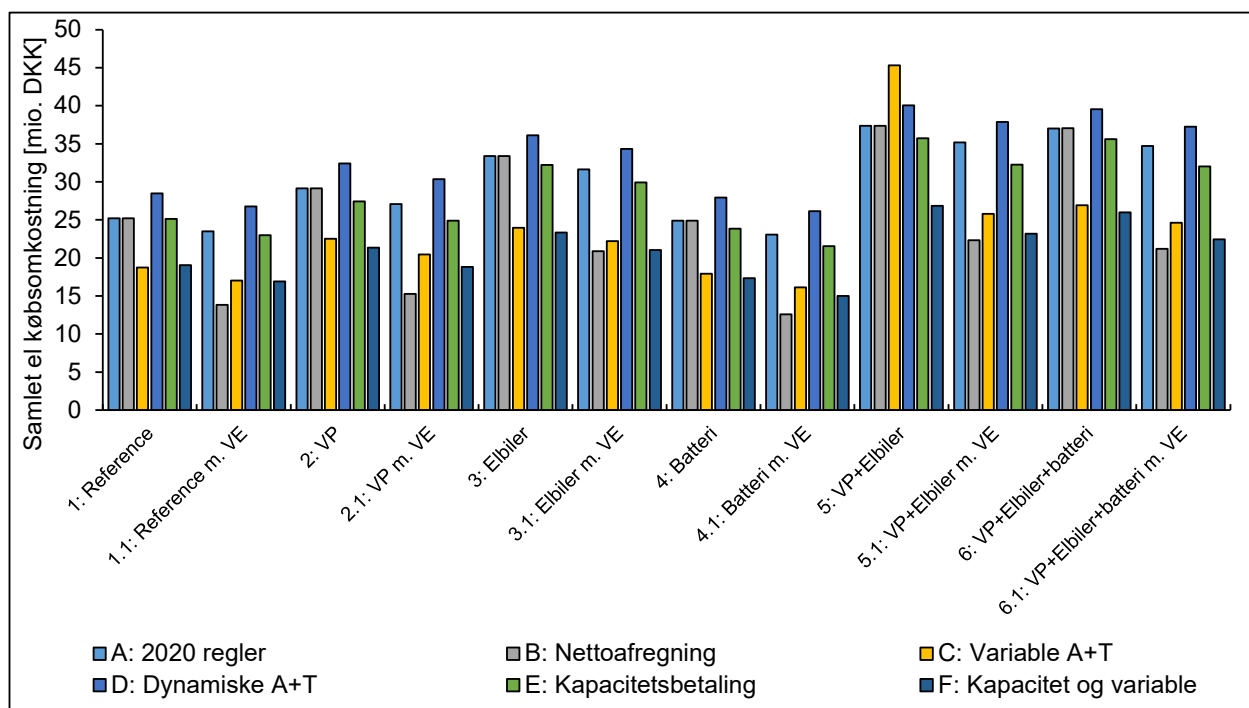
Generelt ses de samme tendenser i Figur 33 som i Figur 32. Dog ser det ikke ud til, at de dynamiske tariffer har den samme effekt på den årlige eksport, som den i tilfælde har på den årlige spidseksport. Herudover har kapacitetsbetaling en effekt på den årlige eksportmængde i scenarier, hvor der er elbiler i scenariet. Dette skyldes, at elbilernes opladning flyttes fra nogle relativt få timer til at være mere spredt ud over dagen, hvorved det i højere grad er muligt at udnytte timer med produktion af el, som derved bruges internt i stedet for at blive eksporteret. Det ses også, at nettoafregning reducerer eksporten af el fra energifællesskabet betydeligt, og i nogle tilfælde helt fjerner den, da der skabes et økonomisk incitament til at forbruge elproduktionen lokalt.



Figur 33 – Årlig eksport af el fra energifællesskabet til elnettet i hvert scenarie.

3.3 ÅRLIGE ØKONOMISK RESULTATER

I dette afsnit diskuteres nogle af de økonomiske resultater fra simuleringerne. Der medtages kun omkostninger, som er direkte forbundet med forbrug af el, værende betaling for el fra Nord Pool Spot, afgifter og tariffer, og der fratrækkes salg af el til Nord Pool Spot i scenarier med eksport af el til det omliggende elnet. Figur 34 viser de samlede årlige omkostninger til disse tre omkostningstyper for hvert scenarie. Det bør bemærkes, at der er betydelig forskel på elforbruget i de enkelte scenarier, hvorved det ikke umiddelbart kan bruges til at sige, hvilket scenarie, der viser de laveste variable omkostninger. Ligeledes er det ikke garanteret, at de samlede afgifts- og tariffbetalinger er ens på tværs af scenarierne, da metoderne for fastsættelse af disse ikke garanterer dette. Således giver Figur 34 kun begrænset indsigt i effekterne af forskellige teknologier og scenarier. Derfor understøttes denne med figurerne Figur 35, Figur 36 og Figur 37, hvor enkelte omkostningskomponenter diskuteres yderligere ift. en gennemsnitlig overvejelse for lettere at kunne sammenligne på tværs af scenarierne.



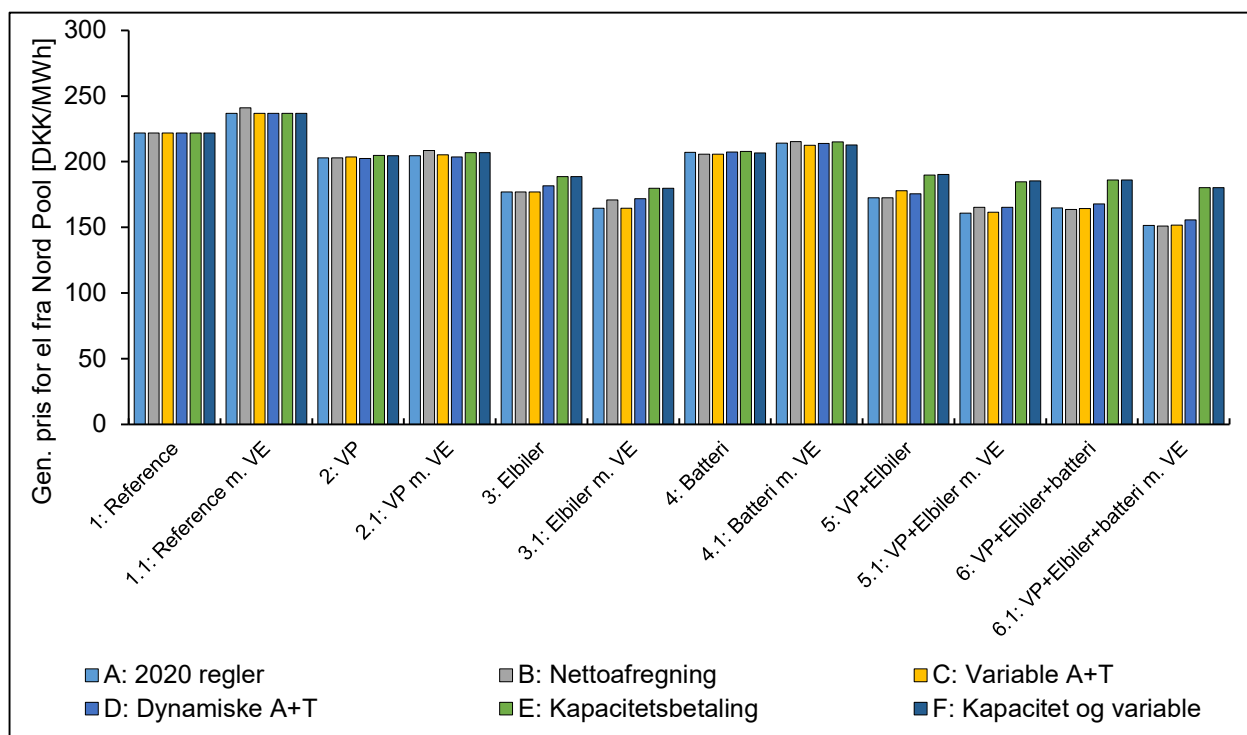
Figur 34 – Samlede årlige omkostninger for køb af el fra Nord Pool Spot samt betaling af afgifter og tariffer.

Figur 35 viser den gennemsnitlige købspris af el fra Nord Pool Spot. Denne omkostning er derved uden afgifter og tariffer, og er kun den rå elmarkedspris. Da køb af el fra Nord Pool Spot i alle scenarier nettoafregnes for energifællesskabet, bruges den årlige import af el til energifællesskabet. Der medtages ikke salg af el i Figur 35, og denne viser således alene, hvad prisen for køb af el fra Nord Pool Spot har været i simuleringerne.

Det ses, at referencen, som hovedsageligt kun har infleksibelt elforbrug, har de højeste elpriser fra net, da forbruget ikke kan flytte sig, ift. hvor priserne er lavest. Scenarier med elbiler giver generelt de laveste gennemsnitlige købspriser på el fra nettet, da elbilerne har en relativ høj ladningskapacitet ift. den mængde el der benyttes hertil, og derved har en større mulighed for at købe mere el i de timer med de laveste elpriser.

Scenarier med VE har i flere tilfælde en højere gennemsnitlig købspris for el fra Nord Pool Spot. Dette skyldes, at der købes en mindre mængde el fra Nord Pool Spot, og da VE produktionen generelt er højere, når prisen på Nord Pool Spot er lav, så vil den gennemsnitlige købspris for el fra nettet være højere. Det er vigtigt at notere sig, at dette ikke er ensbetydende med en højere samlet købsomkostning. I scenarier med meget fleksibelt elforbrug giver introduktionen af VE dog en lavere gennemsnitlig købspris for el fra nettet.

Kapacitetsbetaling resulterer generelt i en højere købspris for el fra nettet, da det kan være økonomisk fordelagtigt at flytte elforbrug til timer med en højere elpris, fremfor at øge den årlige spidsimport og derved den tilhørende kapacitetsbetaling. Denne effekt er især synlig med elbiler, som har en høj kapacitet på elforbruget.



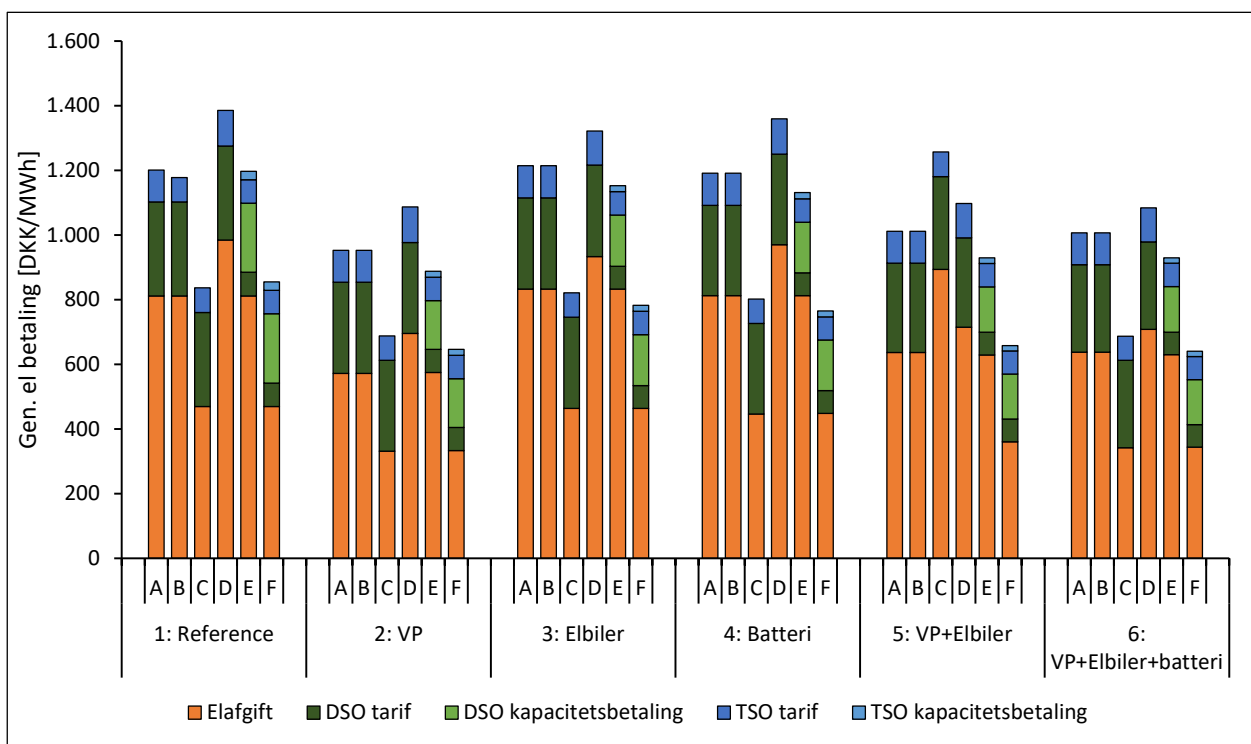
Figur 35 – Gennemsnitlig pris for køb af el fra elmarkedet, Nord Pool Spot. Prisen er ekskl. afgifter og tariffer, og gennemsnittet er ift. mængden af importeret el af nettet.

Modsat køb af el fra Nord Pool Spot, så afregnes afgifter og tariffer i de fleste scenarier ift. det samlede elforbrug i energifællesskabet. Derfor vises disse ift. det samlede elforbrug og ikke ift. import af el. For at kunne vise opdelingen af afgifter og tariffer vælges det at dele scenarierne op i to forskellige figurer. Figur 36 viser gennemsnitlig afgifts- og tarifbetaling for scenarierne uden VE, og Figur 37 viser det for scenarierne med VE.

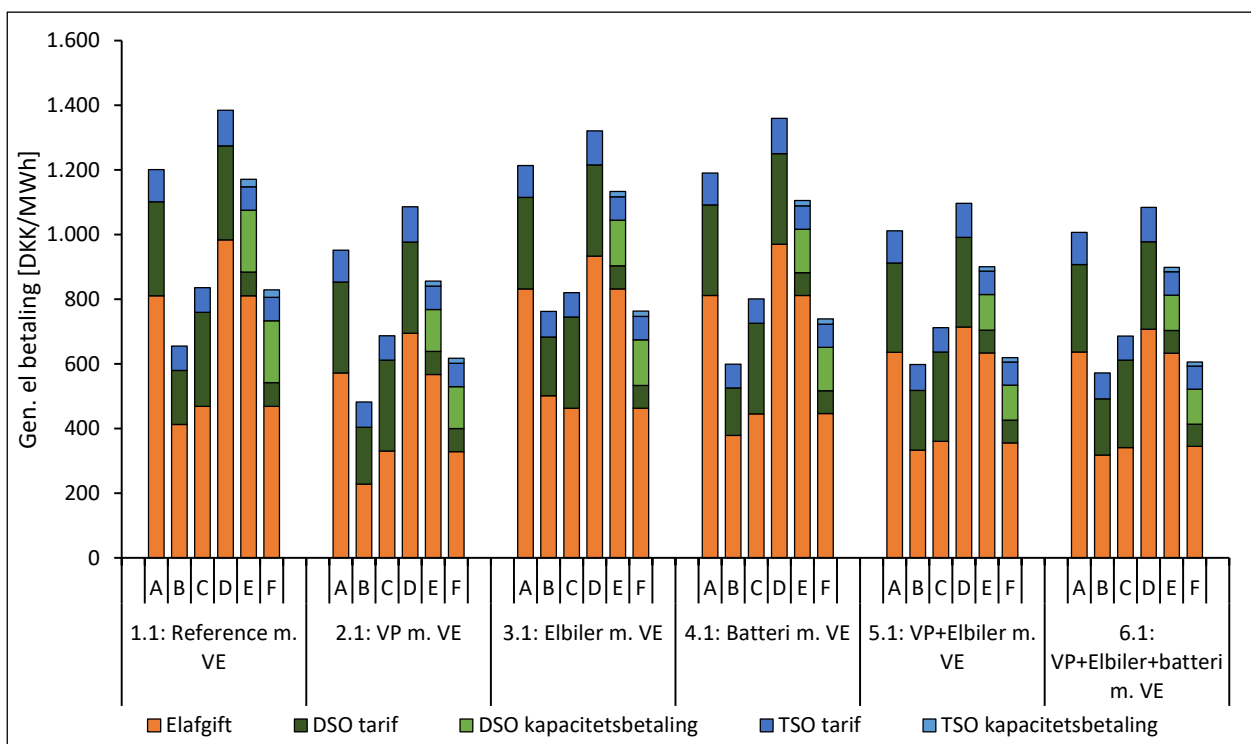
Som det ses af de to figurer, så er afgifts- og tarifbetalingerne betydeligt større end den rene pris for el fra Nord Pool Spot med de priser, der var herpå i 2020. Det skal dog bemærkes, at de ikke kan sammenlignes direkte, da Figur 35 er ift. import af el, og de to andre figurer er ift. elforbrug. Derudover ses det, at den gennemsnitlige betaling af afgifter og tariffer varierer betydeligt fra scenarie til scenarie, hvor især variable afgifter og tariffer (C og F) giver reduktion i den gennemsnitlige betaling af afgifterne til staten. Med VE findes den lavest betaling for afgifter og tariffer dog ved nettoafregning, hvor den gennemsnitlige afgiftsbetaling reduceres til 40-60% af betalingen med 2020-regler. Indførelse af kapacitetsbetaling reducerer de gennemsnitlige betalinger af tariffer med 10-30% ift. den gennemsnitlige betaling med 2020-regler.

Afgiften i scenarier med VP er også generelt lavere, hvilket skyldes, at VP'erne ikke pålægges den fulde afgift på 892 DKK/MWh, modsat tilfældet er i disse scenarier for elbiler og batterier, men kun elvarmeafgiften på 8 kr/MWh. Det vides ikke om disse lavere betalinger af afgifter og tariffer medfører besparelser andet sted. En lavere tarifbetaling for energifællesskabet kan principielt medføre en højere tarif for andre elforbrugere, medmindre der opnås en tilsvarende stor besparelse i omkostningerne for at drive elnettet.

Energifællesskaber i forskellige afgifts- og tarifstrukturer



Figur 36 – Gennemsnitlig betaling af afgifter og tariffer ift. elforbruget i energifællesskabet for scenarier uden VE.



Figur 37 - Gennemsnitlig betaling af afgifter og tariffer ift. elforbruget i energifællesskabet for scenarier m. VE.

3.4 ENERGIFÆLLESSKAB I NATIONALT VEDVARENDE ENERGISYSTEM

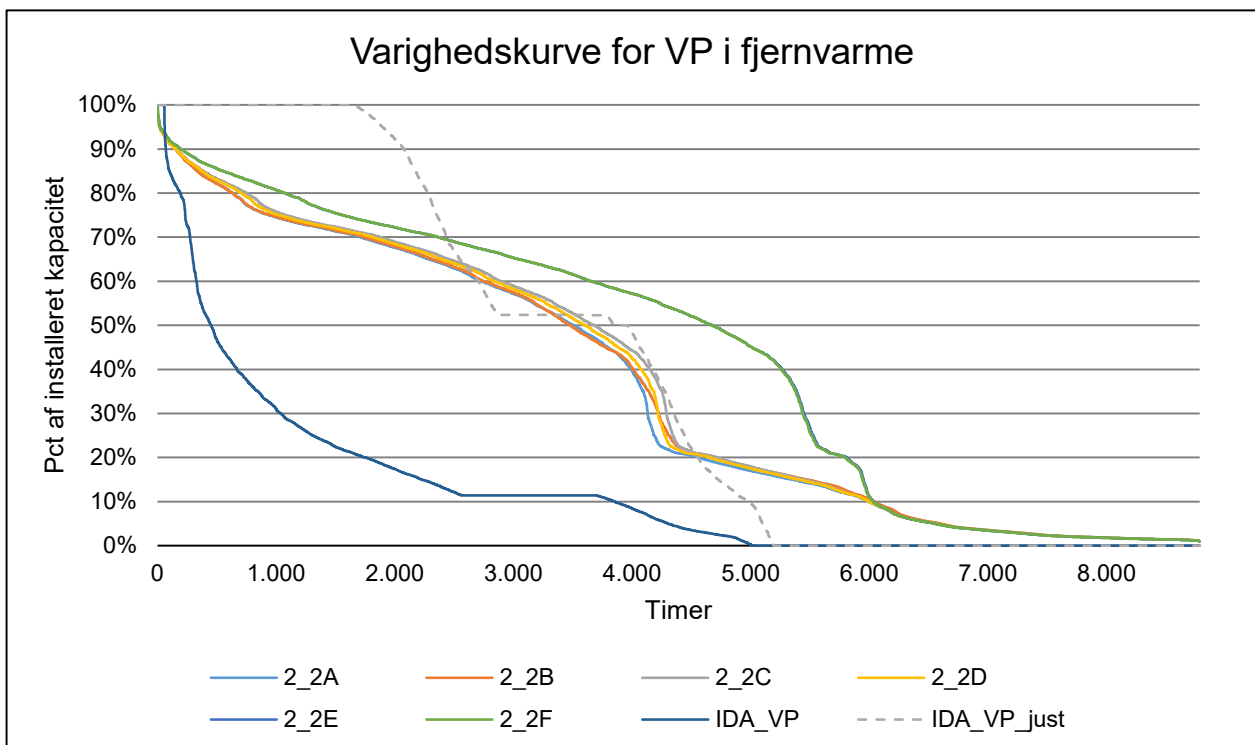
I dette afsnit holdes simuleringerne af energifællesskabet op imod et fremtidigt energisystem baseret på 100% VE. Nærmere bestemt IDAs Klimasvar 2045 (Lund et al., 2021), som er nævnt tidligere. IDAs Klimasvar 2045 er et energisystemscenarie for Danmark i 2045, som baserer sig primært på energi fra havvindmøller, landvindmøller og solceller suppleret med biomasse, herunder biogas, i det omfang der er behov for at supplere hermed. IDAs Klimasvar 2045 er således et bud af mange på, hvordan det danske energisystem kunne se ud, når det er 100% vedvarende. Simuleringerne i IDAs Klimasvar 2045 er lavet med en metode, hvor alle typer af teknologier i landet aggregeres uafhængig af deres eventuelle geografisk placering, og derved er driften af disse aggregerede teknologier ikke nødvendigvis det samme, som vil kunne forventes lokalt ved Avedøre Green City. Derudover er driften af teknologier i den nationale energisystemanalyse baseret på principper som efterstræber et mindst muligt brændselsforbrug, mens driften af teknologier i Avedøre Green City er baseret på en selskabsøkonomisk optimering. En sammenligning af den nationale drift og driften af Avedøre Green City kan dog give en indikation af hvilket afgifts- og tarifscenarie, som generelt ligger sig tættere op ad, og dermed bedst understøtter et fremtidigt vedvarende energisystem, som det er vist i IDAs Klimasvar 2045.

For at kunne sammenligne drifterne mellem det nationale scenarie og det lokale, er det vigtigt, at der bruges de samme overordnede forhold for simuleringerne. Derfor køres de lokale simuleringer af energifællesskabet igen, men med ændrede elpriser på Nord Pool Spot, justerede dynamiske tariffer og nyt vejrdato for varmebehov, solceller og vindmølle. De ændrede data er således, at der til de lokale simuleringer bruges de samme tidsmæssige variationer, som er brugt eller beregnet i det nationale IDAs Klimasvar 2045. Hvis dette ikke blev gjort, så ville man f.eks. risikere, at man lokalt medtog en lokal høj elproduktion fra vind og sol, i en time hvor der nationalt ville være ingen eller næsten ingen, hvorved elprisen på Nord Pool Spot ville være for høj ift. hvad man ville kunne forvente i sådan en time. Den opdaterede elpris er genereret baseret på den timemæssige marginalomkostning for elproduktion i IDAs Klimasvar 2045, og giver dermed en indikation af, hvordan det overordnede energisystem påvirker driften af det lokale system.

For at gøre effekten mere klar for de enkelte teknologier, fokuseres der i dette på scenarierne 2.1, 3.1 og 4.1, hvor der kun er én af de tre teknologier inkluderet. De nye versioner af disse scenarier kaldes 2.2, 3.2 og 4.2. IDAs Klimasvar 2045 inkluderer ikke batterier som separate energilagere, da VE produktionen i stedet integreres via fleksible elforbrugsløsninger, såsom Power-to-X og fleksibel ladning af elbiler. Dog medtager IDAs Klimasvar 2045 en vis mængde V2G løsning, hvor elbilerne delvist kan fungere som batterier, dog begrænset af kørselsmønster af brugerne. Men da dette ikke er helt så fleksibelt, som batterierne er i sig selv, så kan dette ikke bruges til at sammenligne med batterierne. Fokus for sammenligningen er derved på VP'er og elbiler.

Først sammenlignes varighedskurver for driften af VP'er i fjernvarmen og ladning af elbilerne. I varighedskurver er alle årets timers elforbrug sorteret fra højeste til lavest, hvor den højeste værdi placeres helt til venstre i grafen og den laveste helt til højre. Herefter holdes driften af de enkelte teknologier op imod hvor meget af den indenlandske elproduktion, der er fra vindmøller og solceller i de timer, hvor enhederne er i drift. Da IDAs Klimasvar 2045 kun har en aggregering af alle teknologier af hver type, må det forventes, at der vil være variationer, når der udtages en mindre del af disse, hvorfor det ikke kan forventes, at varighedskurverne for det nationale vil være fuldstændigt identiske med de lokale i Avedøre Green City.

Figur 38 viser de årlige varighedskurver for VP'erne i de enkelte afgifts- og tarifsценарier i det justerede tekniske scenarie 2.2, sammen med varighedskurven for alle VP'erne i de danske fjernvarmesystemer i IDAs Klimasvar 2045. Fra IDAs Klimasvar 2045 medtages kun VP'er der bruger lavtemperaturvarme fra luft eller vand, eks. havvand, da VP'er koblet til overskudsvarme eller geotermi har et andet driftsmønster. VP-kapaciteten i IDAs Klimasvar 2045 er relativt høj, og VP'erne har derfor kun omkring 1.060 fuldlasttimer igennem det simulerede år. Dette skal ses ift., at VP'erne i simuleringerne af energifællesskabet her har ca. 3.100-3.200 fuldlasttimer uden kapacitetsbetaling og ca. 3.800 med kapacitetsbetaling. Derved ses det også af grafen for IDAs Klimasvar 2045, at VP'erne i fjernvarme har en generelt lavere varighedskurve, end dem for VP'erne i Avedøre Green City. Den høje kapacitet af VP'er i IDAs Klimasvar 2045 skyldes hovedsageligt et ønske om en høj grad af fleksibilitet fra år til år i dette scenarie. For bedre at kunne se effekten af VP'er med lignende årlige fuldlasttimer, så laves en justeret version af IDAs Klimasvar 2045, hvor kapaciteten på VP'er i fjernvarmen reduceres. Kapaciteten reduceres indtil, at VP'erne har ca. 3.500 fuldlasttimer igennem året, og alt andet holdes uændret i IDAs Klimasvar 2045. Den nye justerede varighedskurve vises som IDA_VP_just i Figur 38. Det ses, at varighedskurverne for alle scenarier uden kapacitetsbetaling ligger forholdsvis tæt på varighedskurven fra det justerede IDAs Klimasvar 2045 scenarie. I scenarierne 2_2E og 2_2F ses det, at kapacitetsbetaling medfører en udjævning af VP-driften hen over året, hvilket bidrager med en lavere maksimal belastning af elnettet på bekostning af generelt lavere fleksibilitet i driften.

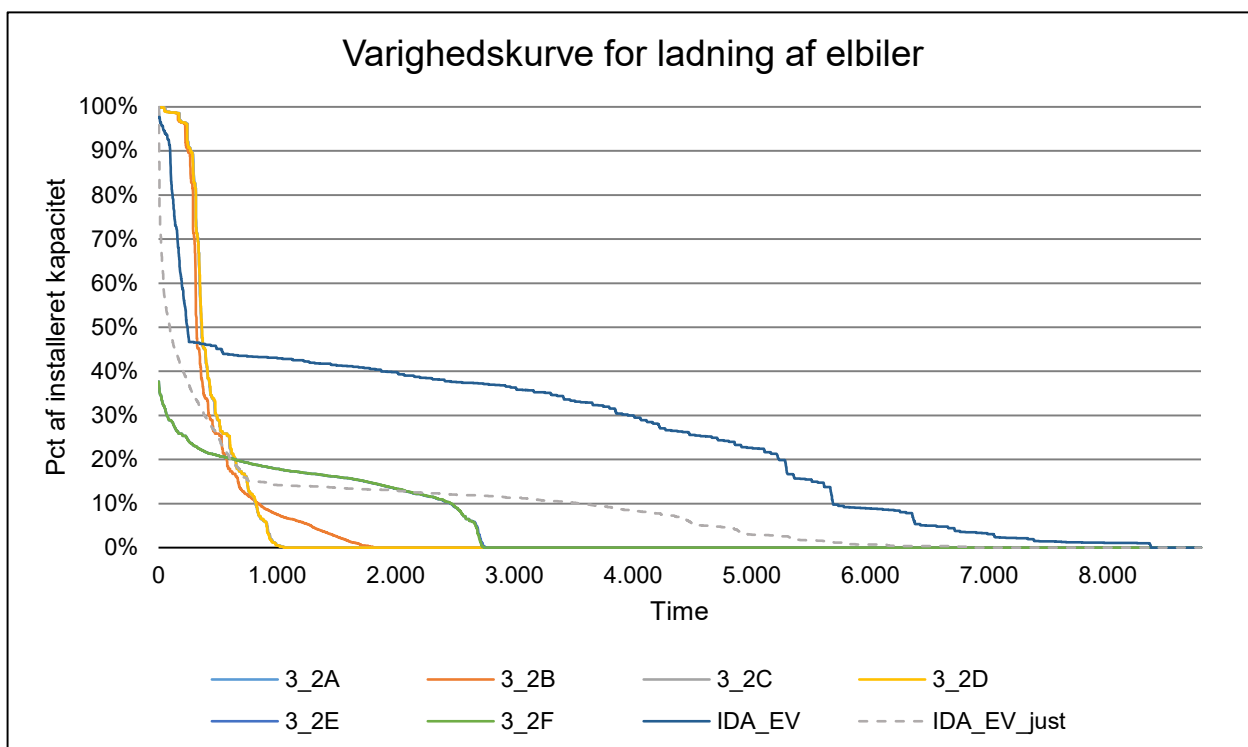


Figur 38 – Varighedskurver for VP ift. samlet installeret kapacitet i fjernvarme i de enkelte scenarier samt IDAs Klimasvar 2045.

Figur 39 viser de årlige varighedskurver for ladning af elbilerne i de enkelte afgifts- og tarifsценарier i det tekniske scenarie 3.2, sammen med varighedskurven for ladning af elbiler i det danske elsystem i IDAs Klimasvar 2045. Det ses, at IDA_EV varighedskurven generelt ligger

højere end de andre kurver. Dette skyldes, at maks. ladningskapaciteten i IDAs Klimasvar 2045 samlet er sat til 6 GW for 3,3 mio. elbiler, svarende til ca. 1,82 kW pr. elbil. Dette er noget lavere, end der er brugt i Avedøre Green City beregningerne, hvor der er brugt 7 kW pr. elbil. Grunden til den noget lavere kapacitet i IDAs Klimasvar 2045 er delvist, at det antages, at der vil være en variation i, hvornår der lades nationalt, men også at det forventes, at der vil være foranstaltninger som begrænser ladningskapaciteten af elbilerne lokalt ift. netkapaciteter, såsom kapacitetsbetalinger. De konkrete virkemidler herfor diskuteres dog ikke i IDAs Klimasvar 2045. For igen at lave et mere sammenligneligt scenarie laves beregningerne i IDAs Klimasvar 2045 igen, men med 7 kW pr. elbil, og alt andet holdes uændret. Dette justerede scenarie kaldes IDA_EV_just, og ses som stiptet linje i Figur 39.

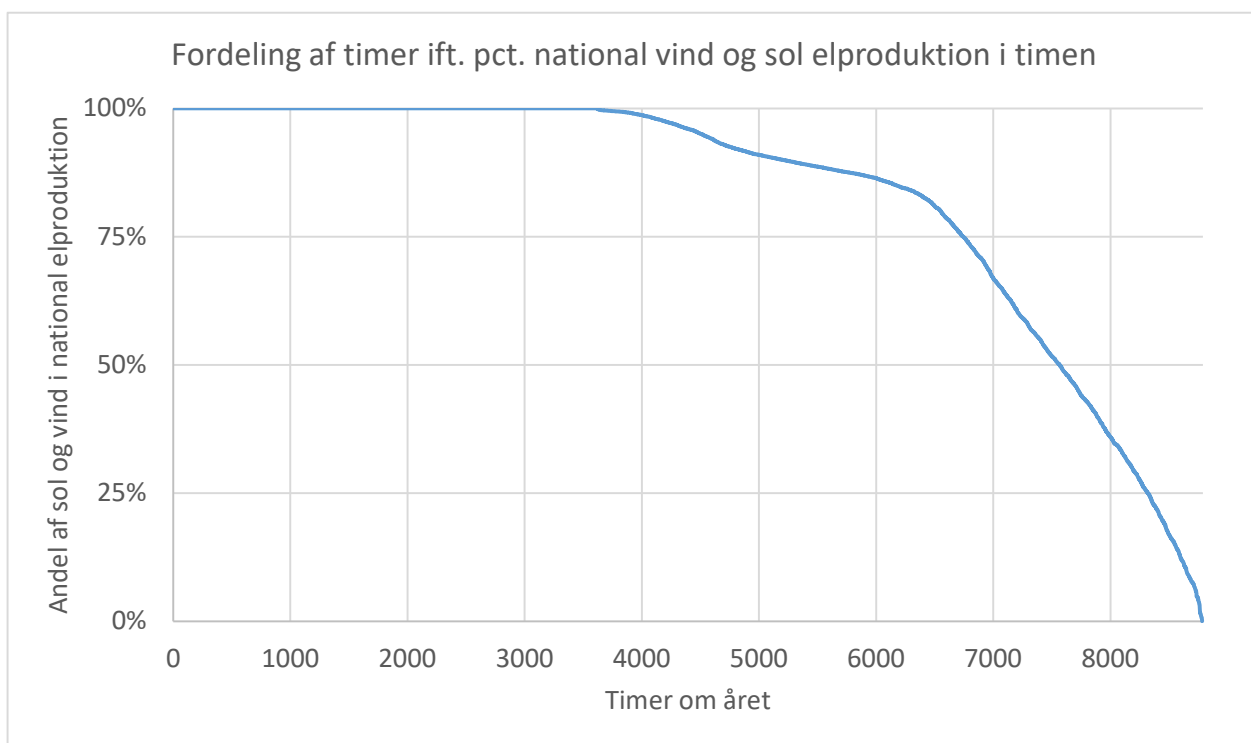
Det ses af varighedskurverne, at de nationale scenarier har ladning af elbilerne i flere timer, end de lokale simuleringer giver. Her er scenarierne med kapacitetsbetaling dog mere lig de nationale scenarier, da elbilerne her lades i flere timer af året. Der ses også i de nationale scenarier, at der er spidser i relativt få timer af året, hvilket mere svarer overens med scenarierne uden kapacitetsbetaling. Dog kan dette hænge sammen med det forhold, som er brugt mellem kapacitetsbetaling og variabel tariffbetaling, i scenarierne udviklet her, da kapacitetsbetalingerne her udgør en stor del af de samlede tariffbetalinger. Ligesom det var tilfældet med driften af VP'er i Figur 38, ses det her, at kapacitetsbetaling i scenarierne 2_2E og 2_2F medfører en udjævning af elbilopladningen hen over året. Dette medfører en lavere spidsbelastning af elnettet på bekostning af generelt lavere fleksibilitet i driften.



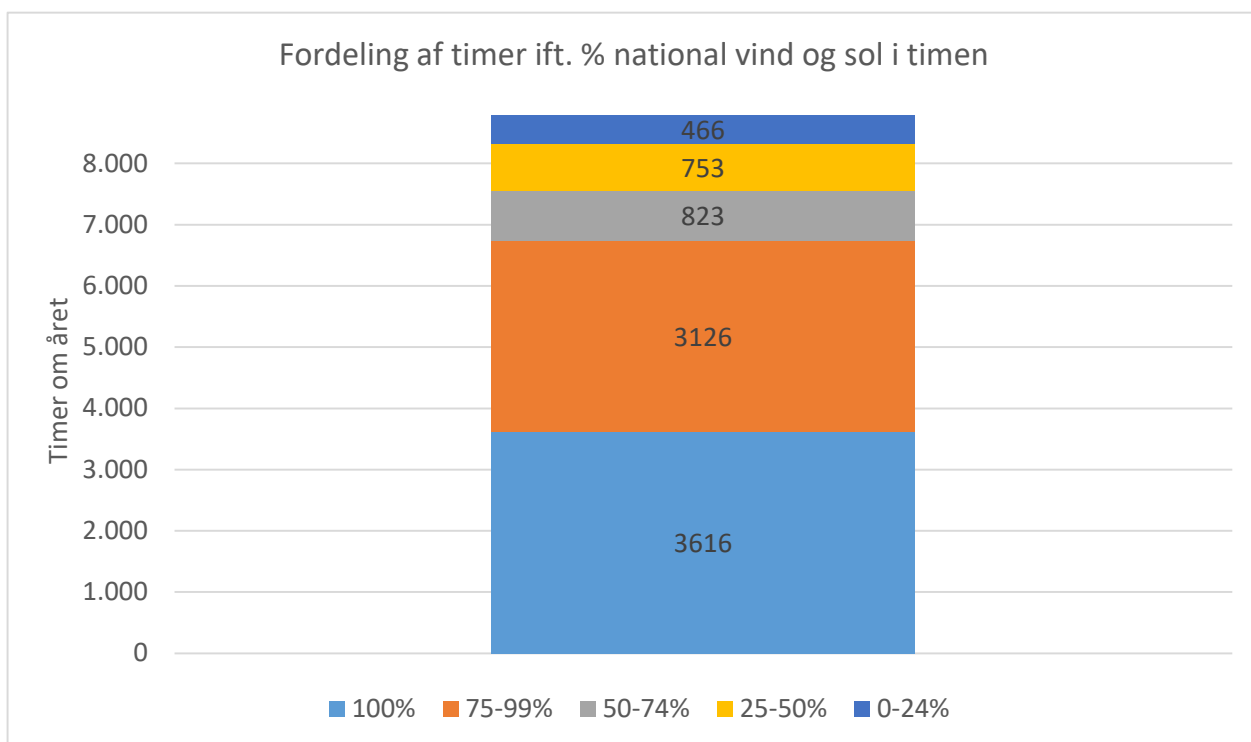
Figur 39 – Varighedskurver for ladning af elbiler ift. samlet installeret kapacitet i de enkelte scenarier samt IDAs Klimasvar 2045.

Figur 40 viser varighedskurven for andelen af produktion af el fra vindmøller og solceller af den samlede produktion af el i det danske elsystem i hver time af året. Produktion af el fra affaldsforbrænding medtages ikke i dette. Derved er det kun den fleksible brændselsbaseret

elproduktion fra kraft- og kraftvarmeværker, som produktionen fra vindmøller og solceller holdes op imod. Disse er gasfyrede kraftvarme- og kraftværker, som bruger biogas fra gasnettet. Det uvægtede årlige gennemsnit er her 83%, da det meste af elproduktionen igennem året er fra vindmøller og solceller. For i senere figurerer lettere at kunne visualisere, hvordan forskellige teknologier bruges ift. den nationale produktion af el fra solceller og vindmøller, vælges det at opdele timerne i fem kategorier, værende hhv. 100%, 75-99%, 50-74%, 25-49% og 0-24% elproduktion fra solceller og vindmøller i det nationale energisystem ift. den samlede nationale elproduktion. Som det ses af Figur 40, så er der ikke nødvendigvis en ligelig fordeling af timerne i disse kategorier. Således er det uvægtede årlige gennemsnit i 75-99% kategorien på 90%, hvor hvis det var ligeligt fordelt, så ville man forvente et uvægtet gennemsnit på ca. 87,5%. Ligeledes er det uvægtede gennemsnit i 50-74% kategorien 62%, i 25-49% kategorien er det 38%, og i 0-24% kategorien er det 14%. Figur 41 viser fordelingen af alle årets timer i hver kategori, hvor det f.eks. kan ses, at vind og sol producerer 100% af den nationale elproduktion ekskl. affaldskraftvarmeværker i 3.616 timer om året. Hvis elforbruget af en given teknologi er jævnt igennem hele året, så vil den følge den opdeling af elforbruget, som ses på Figur 41.

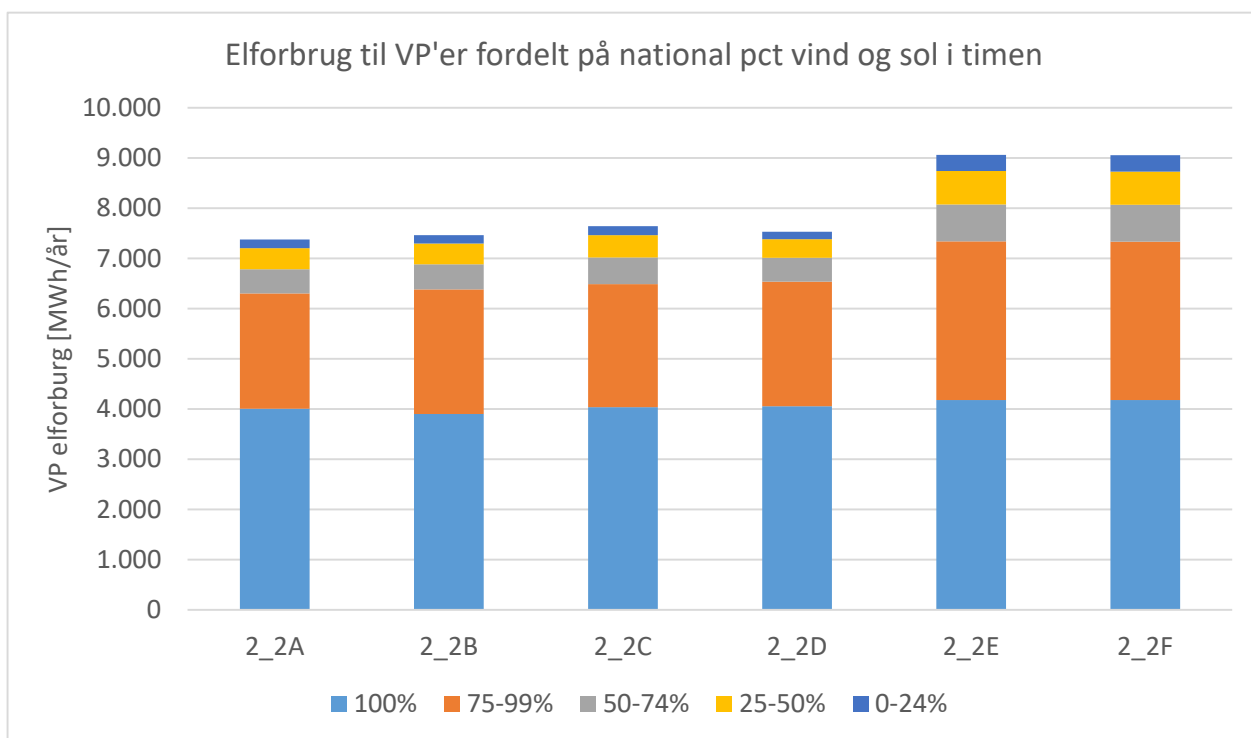


Figur 40 – Varighedskurve for den nationale produktion af el fra vindmøller og solceller i hver time fra IDAs Klimasvar 2045.



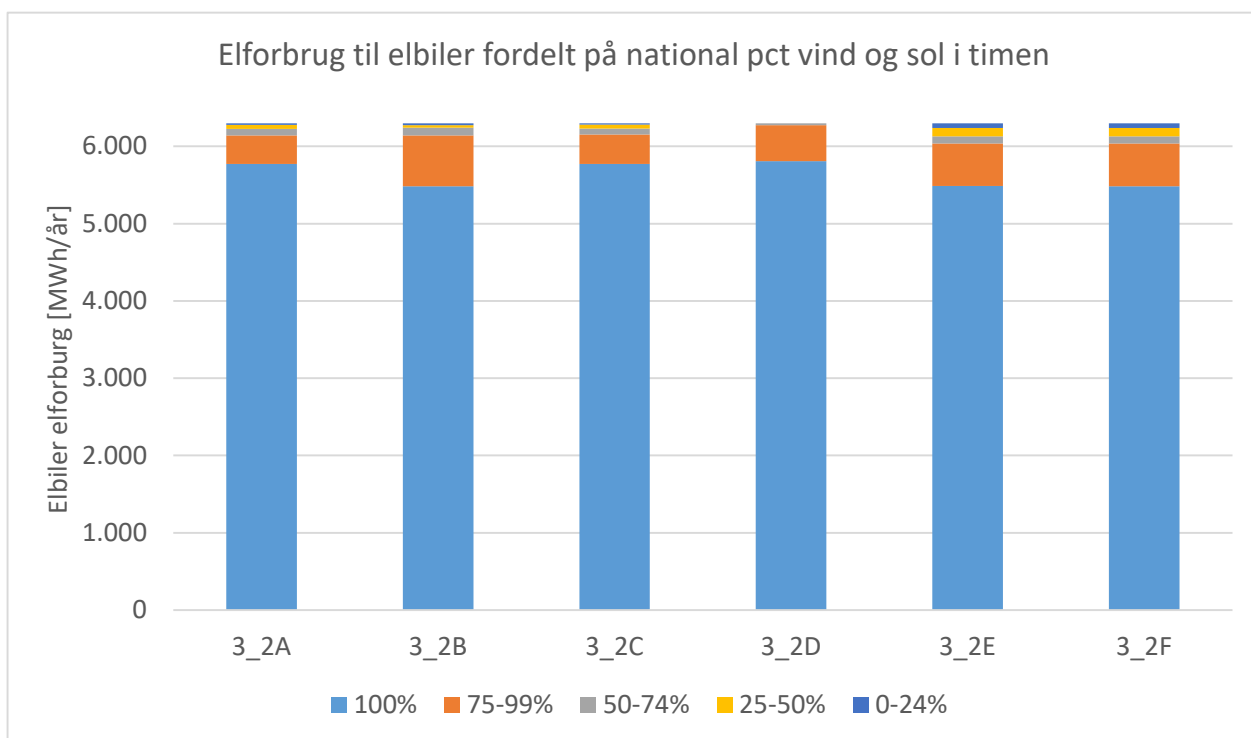
Figur 41 – Fordeling af antallet af timer i hver af de fem kategorier.

Figur 42 viser det årlige elforbrug til VP'er i energifællesskabet opdelt på hvor meget el, der forbruges i timerne opdelt i de fem kategorier vist i Figur 41. Der bruges det tekniske scenarie 2.2, hvor der er en central VP i Avedøre Stationsby med varmelager, men VP'erne i Avedøre Landsby er også medtaget i opgørelsen i figuren. Det ses, at VP'erne især forbruger el i timer med over 75% VE, med et vægtet gennemsnit igennem året på 89% for både 2_2A, 2_2B og 2_2C, 90% for 2_2D, og 86% for både 2_2E og 2_2F. Generelt fordeles elforbruget til VP'erne især i timer med mere el fra vind og sol, og det er især for de scenarier, hvor der ikke er kapacitetsbetaling. I de scenarier hvor der er kapacitetsbetaling, gør den tilsvarende lavere variable tarif, at VP'erne drives mere, men også bruges mere i timer, hvor der er mindre vind og sol i elproduktionen end gennemsnittet. De dynamiske tariffer i scenarie D gør, at der bruges lidt mere el i timer med meget el fra vindmøller og solceller i det nationale elsystem. Dog er stigningen begrænset.



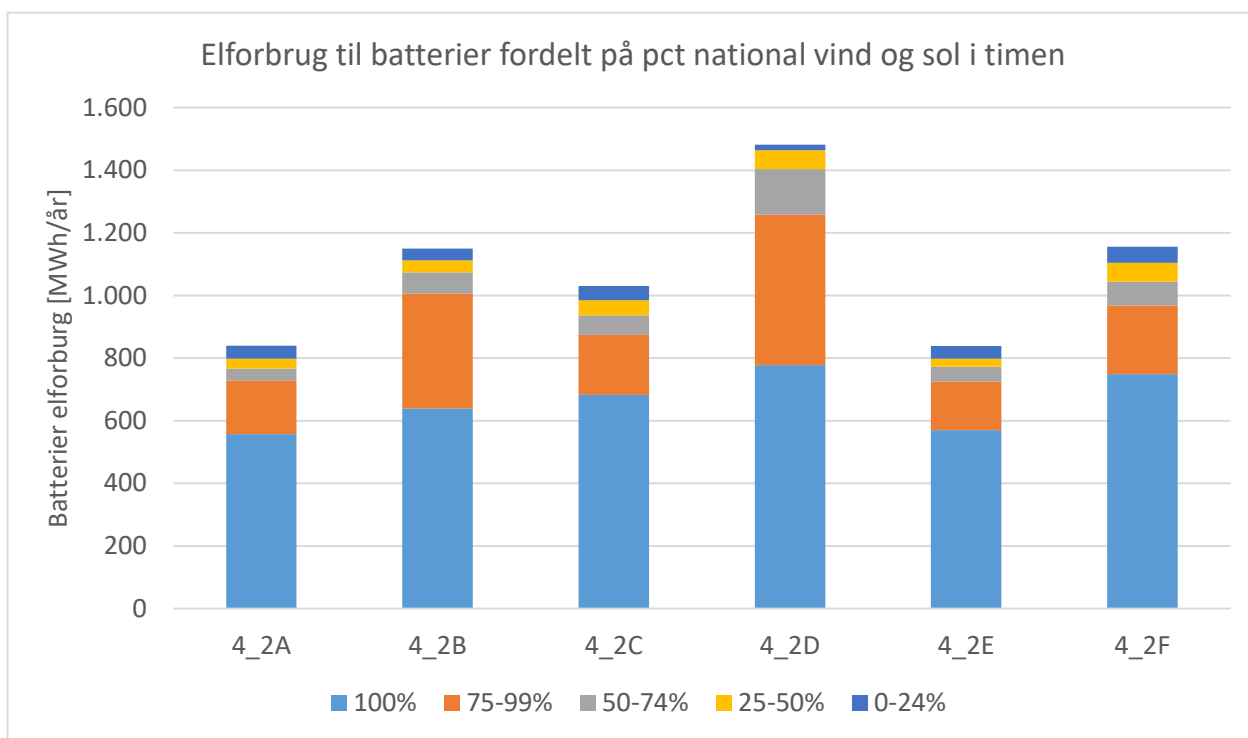
Figur 42 – Årligt elforbrug til VP'erne fordelt på hvor meget af den nationale elproduktion, der var fra solceller og vindmøller i timen. Scenarie 2.2 med VE bruges her.

Figur 43 viser det årlige elforbrug til elbiler i energifællesskabet opdelt på hvor meget el, der forbruges i timerne opdelt i de fem kategorier. Elbilerne har samme årlige elforbrug uanset afgifts- og tarifscenarie. Det ses, at elbilerne især er velegnede til at forbruge el, når der er mest vind og sol i det nationale elproduktionsmix, hvilket skyldes deres relativt høje ladningskapacitet ift. elforbrug, hvorved en opladning kan ske i forholdsvis få timer. Der er heller ikke stor forskel på det vægtede gennemsnit igennem året for de enkelte scenarier, hvor det er 98,4% for 2_2A, 97,9% for 2_2B, 98,5% for 2_2C, 99,7% for 2_2D, og 97,1% for både 2_2E og 2_2F. Igen resulterer kapacitetsbetalingen i en mindre reduktion i brugen af el i timer med 100% national elproduktion fra vindmøller og solceller, men forskellen er mindre med elbilerne end med VP'erne. Ligeledes giver de dynamiske tariffer i scenarie D et lettere øget forbrug af el i timer med meget el fra vind og sol i det nationale net.



Figur 43 – Årligt elforbrug til elbilerne fordelt på hvor meget af den nationale elproduktion, der var fra solceller og vindmøller i timen. Scenarie 3.2 med VE bruges her.

Figur 44 viser det årlige elforbrug til batterier i energifællesskabet opdelt på hvor meget el, der forbruges i timerne opdelt i de fem kategorier. Der medtages her kun selve elforbruget af batterierne, og ikke hvornår batterierne efterfølgende aflades. Det ses, at batteriernes elforbrug varierer mest af de tre teknologier ift. afgifts- og tarifscenariet. Dette skyldes, at batterierne alene drives for at reducere de variable omkostninger for energifællesskabet, og derved ikke for at opfylde et energibehov i energifællesskabet. Elforbruget til batterierne har et vægtet gennemsnit igennem året på 91% for 2_2A, 90% for både 2_2B, 2_2C og 2_2D, 91% for 2_2E og 89% for 2_2F. Der er altså ikke stor forskel mellem afgifts- og tarifscenariet, ift. hvor meget af batteriernes forbrug, der ligger i timer med meget el fra vindmøller og solceller i det nationale elnet. De mindre forskelle der ses, ser ud til at være delvist afhængigt af, hvor meget batterierne bruger af el igennem året, da scenarierne A og E har de højeste procenter, men også de laveste elforbrug til batterierne. Hvis der sammenlignes med scenarier med nogenlunde samme elforbrug til batterier, værende scenarierne B og F, så er der en indikation på, at kapacitetsbetaling igen øger elforbruget i timer, hvor der er mindre vind og sol i det nationale elnet.



Figur 44 – Årligt elforbrug til batterierne fordelt på hvor meget af den nationale elproduktion, der var fra solceller og vindmøller i timen. Scenarie 4.2 med VE bruges her.

4 KONKLUSION

I denne rapport er energifællesskabet Avedøre Green City brugt som et udgangspunkt for at analysere, hvordan forskellige afgifts- og tarifscenarier for energifællesskaber påvirker driften af disse med forskellige teknologier. Der er ikke testet alle mulige afgifts- og tarifscenarier, men kun et mindre udsnit af de mange mulige, der kunne udvikles. Fokus i analyserne er på selve driften og dens principielle effekt på det omliggende elnet, uden at dette elnet er blevet modeleret i detaljer. Resultaterne af analyserne indikerer at:

- Lokal vedvarende elproduktion samt lokale fleksibilitetsmuligheder, enten i form af fleksible forbrug eller energilagringskapaciteter, er nødvendig for, at et energifællesskab kan opnå både lokale og systemmæssige gevinster, som eksempelvis øget fleksibilitet og mindre elnetbelastning. Et energifællesskab med overvejende infleksibelt elforbrug eller brændselsbaseret varmeproduktion (almindeligt elforbrug, gaskedler) har begrænset mulighed for at tilpasse forbrug/produktion af energi, og eventuelle ændringer i afgifts- eller tarifstrukturer har dermed ingen effekt på driften.
- Spidsbelastningen for el for Avedøre Green City ligger historisk d. 24. december i perioden kl. 17-18. Denne spidsbelastning forventes ikke at kunne flyttes uden batterier eller lignende. Introduktionen af vindmøllekapacitet kan betyde, at der i denne time importeres mindre el, men dette vil afhænge af variationen i vindmøllernes elproduktion. Når der ikke er fleksible elforbrugsteknologier, er det vigtigt at se på denne spidsbelastning, fordi den bestemmer den nødvendige effekt, som energifællesskabet har brug for fra det lokale elnet.
- De fleste scenarier viser, at den årlige spidsimport af el er større end spidseksporten af el. Dog kan implementeringen af VE, batterier og kapacitetsbetaling for import af el ændre dette forhold, så spidseksporten er størst. Ligeledes kan installationen af sol og vind med el-eksport som hovedformål ændre på dette. I analyserne er der udelukkende testet med sol og vind, som hovedsageligt er installeret til at levere el til energifællesskabet.
- Tilføjelsen af varmepumper i fjernvarme og elbiler øger spidsbelastningen for el. Da elbilerne har en større ladningskapacitet end varmepumpen, er det især elbiler som forårsager en øget spidsbelastning, hvis der ikke introduceres kapacitetsbetaling for brug af elnettet. Begge teknologier vil gå efter de timer med de laveste elkøbspriser, og en kombination af de to teknologier forstærker dermed reelt effekten.
- Tilføjelsen af batterier medfører i udgangspunktet både et højere årligt elforbrug og en højere spidsbelastning for el. Dette skyldes, at batterierne vil forsøge at lade i de timer, hvor elkøbspriserne er lavest, og derved vil tilføjelsen af batterier resultere i en øget spidsbelastning med elbiler og varmepumper, da alle teknologier vil forsøge at forbruge mest muligt, når priserne er lavest. Tilføjelsen af en kapacitetsbetaling gør dog, at batterierne i en højere grad vil bruges til at reducere spidsbelastningen for el. Batterier vil dog kun have en reel effekt på dette i scenarier med et meget infleksibelt elforbrug.
- Nettoafregning af afgifter og tariffer for energifællesskabet (som helhed) øger egetforbruget af elproduktionen fra vind og sol, og derved reduceres den årlige eksport og import af el fra energifællesskabet. Dette har dog ikke nogen umiddelbar effekt på reduktionen af den årlige spidsimport af el. Flexibelt elforbrug og batterier giver begge mulighed for at øge egetforbruget, men da batterier kan operere mere fleksibelt, giver batterier bedst mulighed for et øget egetforbrug.

- I et fremtidigt energisystem med 100% vedvarende energiforsyning vil det fleksible elforbrug i energifællesskabet Avedøre Green City overvejende falde i timer, hvor elproduktionen primært kommer fra vedvarende kilder. De ændrede tarif- og afgiftsstruktur, som er undersøgt her, ændrer kun i mindre omfang på dette.
- Varmepumper i fjernvarmen i Avedøre Green City og varmpumper i fjernvarmen i IDAs Klimasvar 2045 har omtrent samme driftsmønster, uagtet bagvedliggende forskelle i principper for systemdrift. Dette indikerer, at driften af varmpumper lokalt i det analyserede system må forventes at passe godt ind i det nationale energisystem. Der vil dog være forskellige variationer af produktion rundt om i landet, så det kan ikke siges entydigt, hvordan enkelte anlæg bør drives. Forskellige tarif- og afgiftsstrukturer påvirker ikke dette væsentligt, undtaget i scenarierne med kapacitetsbetaling, som medfører en udjævning af varmepumpe-driften.
- Elbiler i Avedøre Green City oplades på tværs af de forskellige tarif- og afgiftsscenarier mere intensivt i kortere perioder, end tilfældet er i IDAs Klimasvar 2045. Tilføjelsen af en kapacitetsbetaling udjævner opladningen, og medfører at elbilopladningen i Avedøre Green City nærmer sig den opladning, som ses i IDAs Klimasvar 2045. For elbiler kan der være et godt argument for at skabe økonomiske rammer, som udjævner spidsbelastningen i bilernes elforbrug. Elbilerne har potentielle høje elforbrug under spidsbelastning, og dette vil kunne afhjælpes af f.eks. kapacitetsbetalinger.
- Tilføjelsen af kapacitetsbetaling gør, at elforbrug til elbiler, varmepumpe og batterier generelt udjævnes og fordeles på flere timer hen over året, og dermed placeres i timer med højere priser på Nord Pool Spot markedet. En tilstræbt lavere spidsbelastning af elnettet begrænser dermed også til en vis grad fleksibiliteten i driften af et energifællesskab. Derfor er fordelingen af en eventuel kapacitetsbetaling og den forbrugsafhængige andel af tariffbetalingen vigtig. Resultaterne indikerer, at a) i lokale elnet med kapacitetsproblemer bør kapacitetsbetalinger eller lignende være mere styrende for driften af energifællesskaber; b) i lokale elnet uden kapacitetsproblemer er der bedre muligheder for at tarif-/afgiftsstyre driften af energifællesskaber hen imod mere fleksibilitet, forbedret selskabsøkonomi og indpasning af VE gennem dynamiske tariffer og/eller nettoafregningsmodeller. Det er vigtigt at påpege, at en evt. tilføjelse af kapacitetsbetaling bør overvejes nøje. En delvis omlægning hertil kan, alt andet lige, reducere det økonomiske incitament for elforbrugere til at opnå besparelser i elforbruget, da dette i højere grad vil være afhængigt af den variable del af tarifferne. Og analyser har vist, at energibesparelser er vigtige i en overgang til et 100% vedvarende energisystem.

5 REFERENCER

- Berman, K., Dziuba, J., Hamilton, C., Carlson, R., Jackson, J., & Sklar, P. (2018). *The lithium ion battery and the eV Market: The science behind What you Can't see*. [http://www.fuller-treacymoney.com/system/data/files/PDFs/2018/February/22nd/BMO_Lithium_Ion_Battery_EV_Mkt_\(20_Feb_2018\).pdf](http://www.fuller-treacymoney.com/system/data/files/PDFs/2018/February/22nd/BMO_Lithium_Ion_Battery_EV_Mkt_(20_Feb_2018).pdf)
- Danish Energy Agency, & Energinet. (2020). *Technology Data - Generation of Electricity and District heating*. https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_el_and_dh.pdf
- Danmarks Statistik. (n.d.-a). *BIL54: Bestand af motorkøretøjer efter område, køretøjstype, brugerforhold og drivmiddel*. Retrieved December 15, 2022, from <https://www.statbank.dk/statbank5a/SelectVarVal/saveelections.asp>
- Danmarks Statistik. (n.d.-b). *FOLK1A: Folketal den 1. i kvartalet efter område, køn, alder og civilstand*. Retrieved December 15, 2022, from <https://www.statbank.dk/statbank5a/SelectVarVal/Define.asp?Maintable=FOLK1A&PLanguage=0>
- Energinet. (n.d.). *Aktuelle tariffer*. Retrieved December 12, 2022, from <https://energinet.dk/El/Elmarkedet/Tariffer/Aktuelle-tariffer>
- Energinet. (2022). *Udvikling af Energinets tarifdesign*. <https://energinet.dk/El/Elmarkedet/Tariffer/Modernisering-af-tarifdesign>
- Energistyrelsen. (2016). *Alternative drivmidler*. https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/alternative_drivmidler_-_rapport_3.0_2.pdf
- Energistyrelsen. (2019). *Technology Data for Energy storage*.
- Grundahl, L., & Nielsen, S. (2019). Heat atlas accuracy compared to metered data. *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, 23, 3–13. <https://doi.org/10.5278/IJSEPM.3174>
- Jørgensen, U., & Leonardsen, Ø. (2021). *Håndbog for Energifællesskaber - version 2*. <https://www.energifaelllesskaber.dk/wp-content/uploads/2021/11/Ha%CC%8Andbog-for-Energifaelllesskaber-version-2-final-rev-6-nov-2021.pdf>
- Lund, H., Mathiesen, B. V., Thellufsen, J. Z., Sorknæs, P., Chang, M., Kany, M. S., & Skov, I. R. (2021). *IDAs Klimasvar 2045 – Sådan bliver vi klimaneutrale*. Ingeniørforeningen IDA.
- Mathiesen, B. V., Lund, H., Nielsen, S., Sorknæs, P., Moreno, D., & Thellufsen, J. Z. (2021). *Varmeplan Danmark 2021 - En Klimaneutral Varmeforsyning (Heat Plan Denmark 2021)*. https://vbn.aau.dk/ws/portalfiles/portal/449742587/Varmeplan_Danmark_2021_Baggrundsrapport.pdf
- ODYSSEE-MURE. (2021, November). *Sectoral Profile - Transport - Passenger transport - Per capita mobility*. <https://www.odyssee-mure.eu/publications/efficiency-by-sector/transport/passenger-mobility-per-capita.html>
- Østergaard, P. A., Andersen, A. N., & Sorknæs, P. (2022). The business-economic energy system modelling tool energyPRO. *Energy*, 257, 124792. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2022.124792>
- Radius. (n.d.). *Tariffer og netabonnement*. Retrieved December 12, 2022, from <https://radiuselnet.dk/elnetkunder/tariffer-og-netabonnement/>
- Skatteforvaltningen. (2022, August 1). *Den juridiske vejledning 2022-2 - Version 3.9*. <https://skat.dk/data.aspx?oid=124>
- Skatteministeriet. (2021). *Stor stigning i antal biler på vejene*. <https://www.skm.dk/media/10267/aktuelle-skattetal-stor-stigning-i-antal-biler-paa-vejene-t.pdf>
- The Mobility House GmbH. (n.d.). *Charging time summary for EVs*. Retrieved December 15, 2022, from https://www.mobilityhouse.com/int_en/knowledge-center/charging-time-summary