



JUNGSHOVED
ENERGIFÆLLESSKAB

Energiforbrug, dimensionering af VE-anlæg samt økonomi for Jungshoved Energifællesskab

**Beslutningsgrundlag for etablering af et
energifællesskab på Jungshoved**



**Medfinansieret af
Den Europæiske Union**

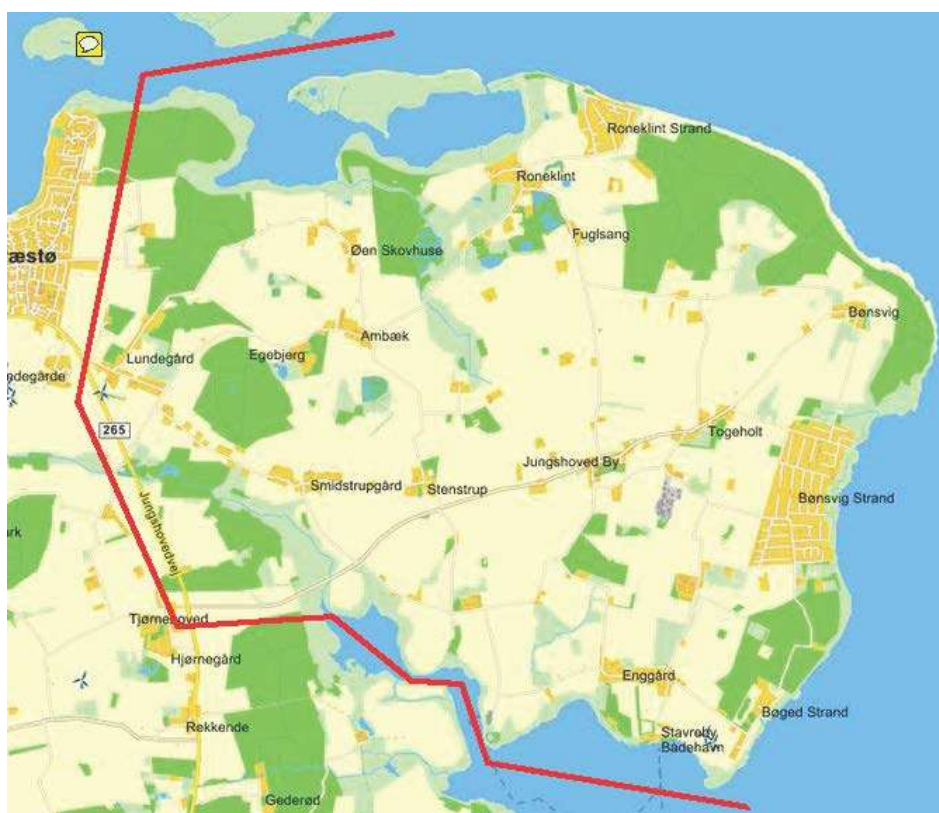
Rapporten er udarbejdet i perioden marts 2025 til december 2025 af civilingeniør Ulrik Jørgensen, UJ Consult. Arbejdet er finansieret af LAG- og Landdistriktsmidler.

Energiforbrug, dimensionering af VE-anlæg samt økonomi for Jungshoved Energifællesskab

Ulrik Jørgensen, UJ consult

Denne rapport bidrager med et beslutningsgrundlag for etablering af et energifællesskab på Jungshoved. Rapportens formål er at undersøge, hvad de samlede omkostninger vil være for lokalsamfundet ved at realisere et energifællesskab med egen VE-produktion. Det omfatter en kortlægning af el- og varmekonsum, muligheder for placering af vindmøller, muligheder for optimering af forbrug i relation til egen produktion samt en simulering af totaløkonomi og investeringsrammer for VE-anlæg.

Det område af Jungshoved, der er kortlagt og undersøgt for etablering af et energifællesskab, ses afgrænset på følgende kortudsnit.



Der er ingen større virksomheder i området, men en del landbrug samt et større antal fritidshuse. Der er omkring 311 boliger, 574 fritidshuse og 21 erhvervsenheder i området.

Der er opsat en del individuelle solcelleanlæg på boliger og fritidshuse. Derudover er der to mindre, ældre vindmøller og har indtil for et halvt år siden også været en biogas-generator knyttet til et biogasanlæg, der har solgt el til nettet. Driften af dette er stoppet.

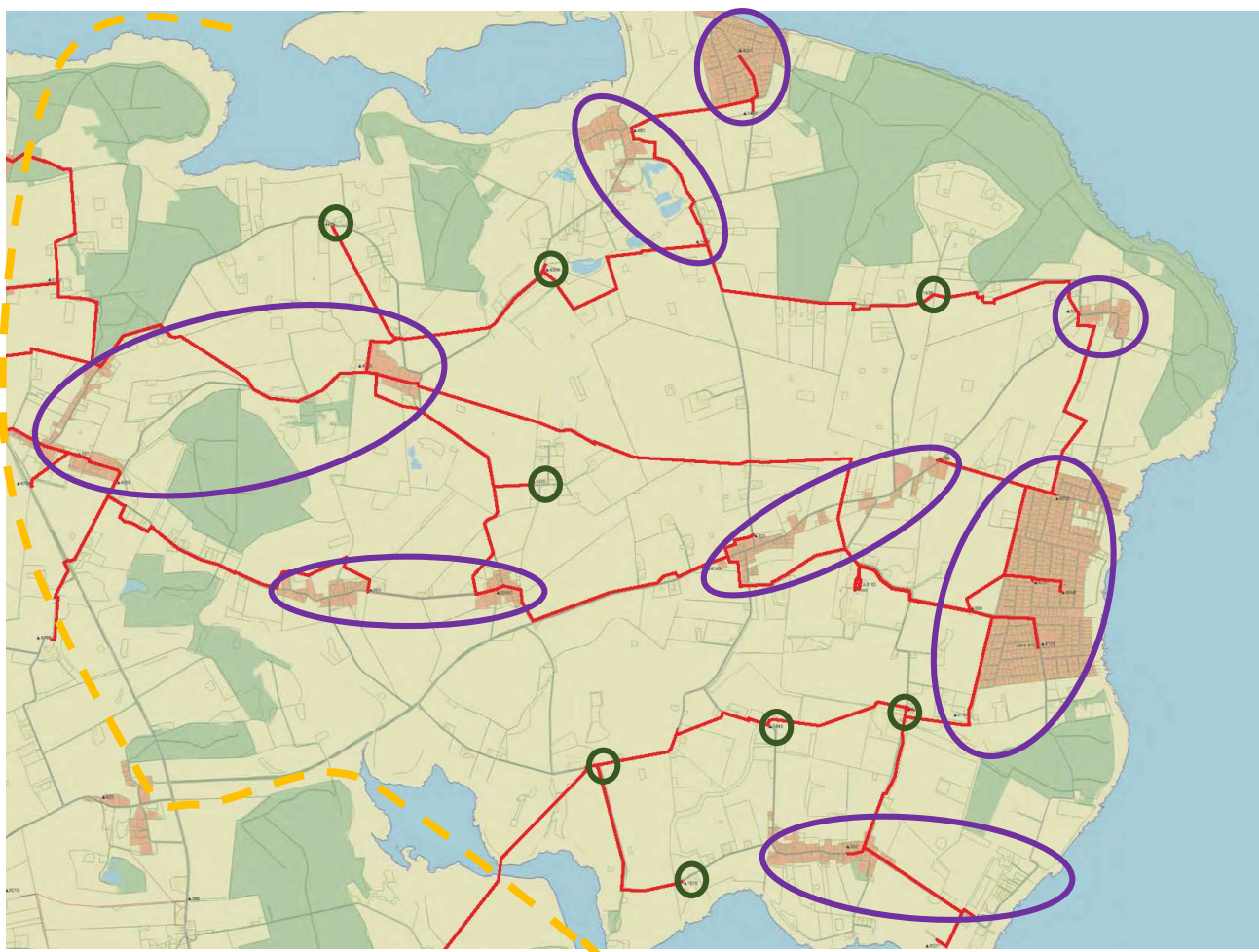
Formål og rammer for et Energifællesskab Jungshoved er fastlagt i lov om elforsyning, hvor det fastslås, at elforbrugere kan slutte sig sammen i et VE-fællesskab med det formål selv at producere el fra vedvarende energikilder (VE: typisk solceller og vindmøller) og dele denne el mellem fællesskabets medlemmer, samt lagre, konvertere el til varme og transport og købe el, hvis der er behov for mere end egenproduktionen og

sælge overskydende el til elnettet. Delingen af den egenproducerede el sker via det kollektive elnet mod betaling af de tariffer og afgifter, der er knyttet til brugen af dette.

En god kombination af solceller og vindmøller, som er ejet af fællesskabet enten fælles eller af det enkelte medlem, giver anledning til en produktion med en fordeling over døgn og år, som kan dække en væsentlig del af elforbruget. Den egenproducerede el kan dække en stor del af elforbruget hen over årets timer og uger. Det sker ved at udnytte del fleksibilitet, der er knyttet til hvornår varmepumper producerer varme, hvornår elbiler lades suppleret med udnyttelsen af bufferlagre til varme og batterier. Derved bidrager et energifællesskab til at skabe lokal balance mellem produktion og forbrug og reducerer behovet for transport af store mængder el på tværs af landet.

Elnettets i området

Distributionsnettet for el i området varetages af Cerius. Det følgende kort viser områdets 10 kV forbindelser, som er markeret med rødt. Netkortet demonstrerer, at området er bundet sammen af et sammenhængende elnet, som giver gode muligheder for deling af el fra solceller og vindmøller i området. Det udvalgte område for etablering af et energifællesskab er vist med den gule stiplede linje til venstre i kortet.

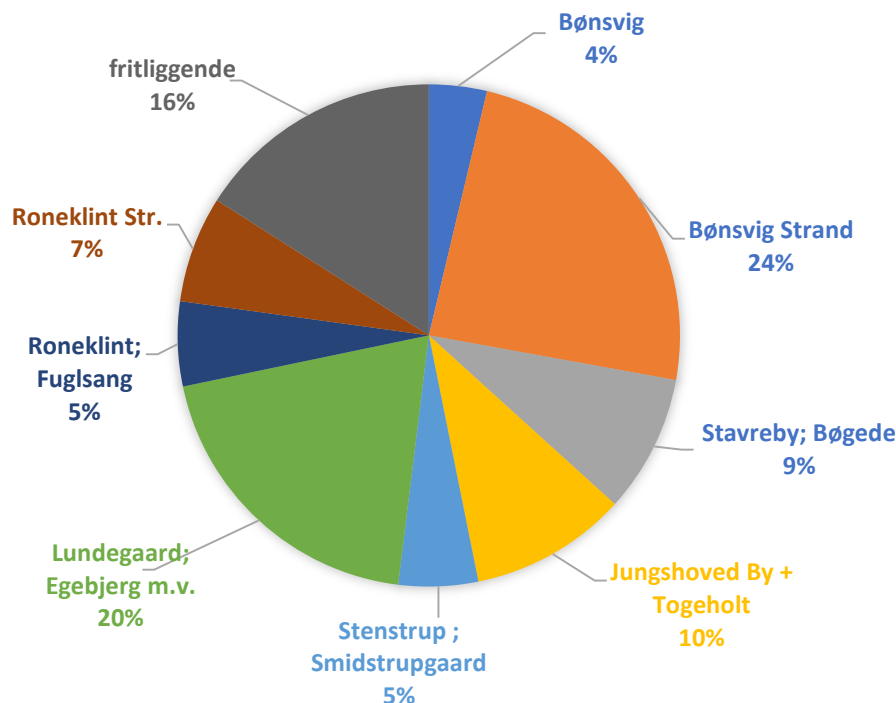


Der er foretaget en summering af områdets elforbrug i 2024 på basis af det forbrug, der har passeret alle de netstationer (10->0,4 kV transformere), der forsyner området. Der er med lilla ringe markeret de by-klynger og med grønne ringe de fritliggende netstationer, der danner grundlaget for optællingen af elforbruget.

Elforbruget i området

Den følgende oversigt viser netto-elforbruget i områdets landsbyer og fritliggende bygninger og gårde baseret på data fra netselskabet Cerius fra deres 31 netstationer i området, dog undtaget nogle få, som

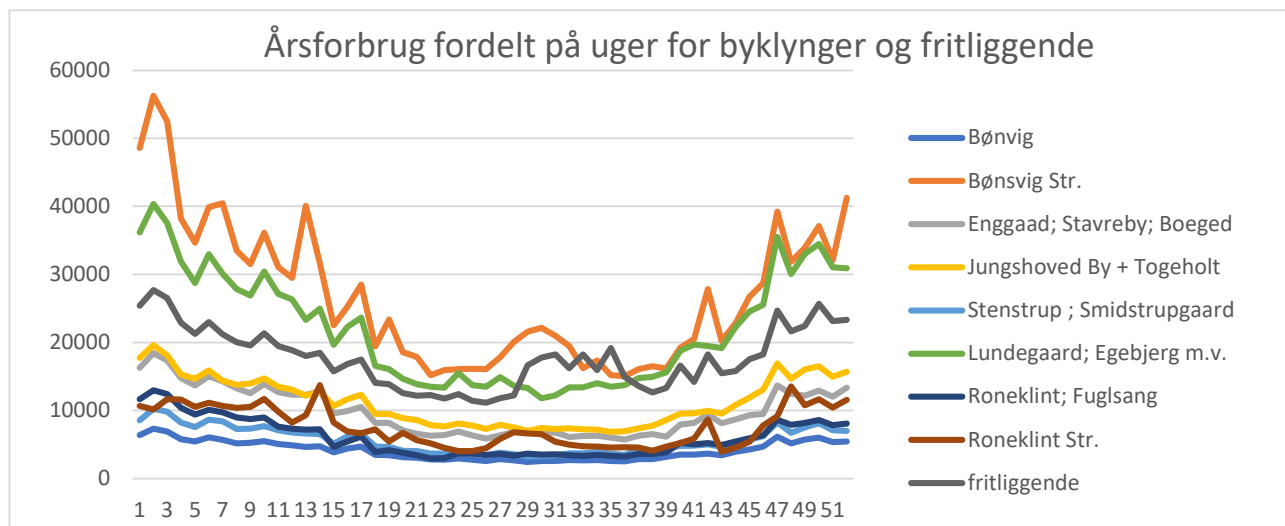
alene er knyttet til vindmøller og gas-generatoren i området. Dataene dækker forbruget (opgjort som nettoværdier, hvilket betyder at egetforbruget af produktion fra egne solceller bag de enkelte elkunders måler ikke er medtaget). Det giver et retvisende billede af det aktuelle elforbrug dækket af el fra det kollektive elnet.



Netstationerne er samlet i 8 by-klynger samt en klynge for de fritliggende landejendomme. Det samlede elforbrug i 2024 på 5,8 GWh er fordelt med angivelse af deres relative størrelse i procent.

Det største forbrug på 24 % ligger i Bønsvig Strand, som udgør et sammenhængende sommerhusområde. Herefter kommer landsbyerne Lundegård, Egebjerg, Ambæk og Skovhuse, som samlet udgør 20 %, fulgt af de fritliggende landbrug og boliger, som begrundet i erhvervsaktivitet udgør 16 % af det samlede nettoelforbrug selvom antallet af bygninger her er relativt lille.

I den følgende figur er fordelingen af elforbruget hen over året vist for de samme grupper af netstationer, som figuren ovenfor.



Forbrugsprofilerne for de 9 grupper af netstationer er relativt ens, om end det også fremgår, at grupperingen Bønsvig Strand og Roneklint Strand har et øget forbrug om sommeren samt nogle forbrugsspidser omkring nogle ferier og weekender, som viser, at der her er mange sommerhuse, men også en hel del helårsboliger. De fritliggende netstationer har også et sommerforbrug, som både kan skyldes udlejning til feriegæster og evt. ekstra forbrug ved høsttid.

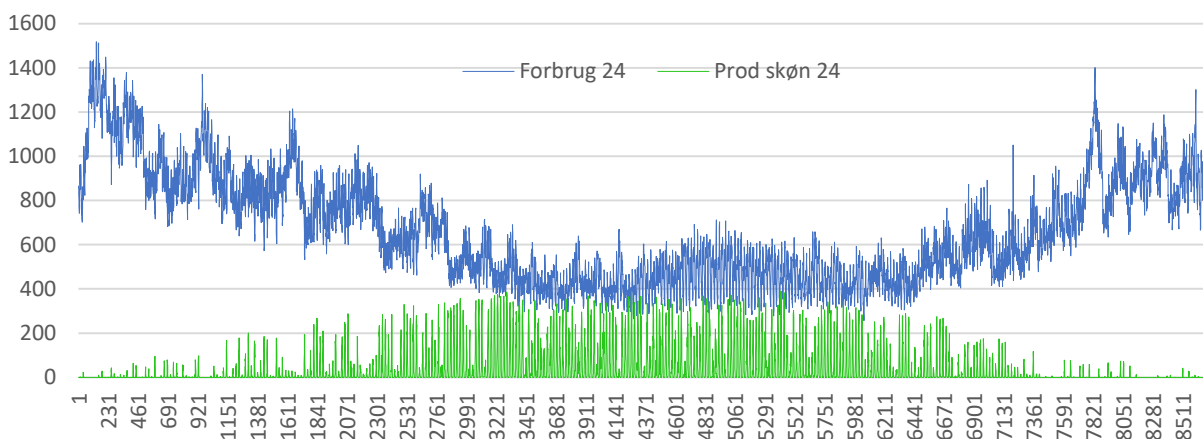
Graferne illustrerer et forventeligt mønster med et større forbrug i de koldere måneder både til belysning og til installerede varmepumper om end forskellen mellem sommer og vinter er markant.

Forbrugsbidraget fra private solceller

Det samlede forbrug i området på 5,8 GWh i 2024 er målt som nettoforbrug, så elforbruget reelt er større, idet der også heri bør medregnes produktionen fra solceller, som foregår bag måleren hos de elkunder, der har opsat solceller. Herved vil forskellen mellem sommer og vinter blive lidt mindre.

Den følgende figur viser fordelingen af netto-elforbrug og -produktionen fra solceller.

Nettoforbrug og skønnet produktion 2024



For at nå det samlede elforbrug er der ud fra den registrerede netto-produktion på 0,6 GWh fra solcellerne, der sælges til nettet i 2024 foretaget et skøn af den samlede produktion fra solcellerne. Dette forbrug skal lægges til det aktuelt målte forbrug for at få det samlede forbrug og dermed en mere korrekt fordeling over året. Solcellernes produktion er synligt påvirket af vejrforhold.

Områdets fremtidige forbrug af el vil desuden blive påvirket af den fortsatte elektrificering af varmeforsyningen og af den øgede mængde af elbiler. Dette bidrag til væksten i elforbruget vil blive belyst i senere afsnit.

Nuværende elproduktion inden for området

Der findes i dag enkelte små husstandsmøller, som den ved Lundegård, men ellers to større vindmøller placeret ved Stavreby af typerne Danwind 23 på 180 kW og Danwind 24 på 200 kW. De har i de seneste år samlet produceret 320.000 kWh per år. Møllerne er blevet vurderet af Strange Skriver Consulting, som ikke kan anbefale et køb ved energifællesskabet, men de kan evt. i en startperiode indgå som et VE-bidrag, der bliver indskudt af de nuværende ejere i energifællesskabet. De to møller vil være svære at reovere og opgradere og møder i dag lokal modstand, da de ligger på nogle åbne strandenge i et område, der er naturbeskyttet. Derfor kan de næppe få fornyet tilladelse efter en reovering, som må anses nødvendig inden for en overskuelig årrække.

Energifællesskabet bør derfor søge at få opsat nyere, mellemstore vindmøller lokaliseret på egnede områder for at dække det fremtidige og større behov for egenproduktion i et energifællesskab.

Der har desuden været en elproduktion knyttet til et større anlæg til produktion af biogas lokaliseret øst for Jungshoved. Det har bidraget med elproduktion til elnettet fra en gasgenerator, der primært har været i drift i perioder med høje elpriser. Dette anlægs fremtid er ikke kendt, men produktionen fra gasgeneratoren har været stoppet i det seneste halve år.

Der er ret mange, der har opsat egne solceller i området. De er omtalt i et tidligere afsnit.

Varmeforbruget i området

De efterfølgende to tabeller belyser varmforsyningen i de landsbyerne i det udvalgte område. De er taget fra Varmeatlas for Danmark, der baseret på BBR registreringer viser varmforsyning og de energikilder, der benyttes i produktionen. Den første tabel viser antallet af opvarmningsenheder.

Antal varmeeenheder	Boliger	Erhverv	Fritids-huse	Sum af enheder	Varme-pumpe	Olie	Bio-masse	Andet	Antal bygninger
Bønsvig	15	1	3	19	4	5	4	6	19
Bønsvig Str.	5	0	209	214	39	7	13	155	214
Enggård, Stavreby	72	9	207	288	24	23	20	23	130
Jungshoved, Tøgeholt	50	4	4	58	11	27	11	6	67
Stenstrup, Smidstrupg.	34	0	1	35	9	13	10	3	49
Lundegård, Egebjerg mv	77	7	0	84	24	24	17	16	84
Roneklint, Fuglsang	28	0	150	178	31	13	14	120	167
I alt landsbyer	311	21	574	906	122	112	89	329	779

Da BBR kan være behæftet med usikkerhed hvad angår ajourføring – ikke mindst fordi det bygger på de enkelte bygningsejeres indberetning – giver de anførte tal kun et groft bud på forbruget af el til varme i dag og dermed på det behov for fremtidig konvertering til el, der vil være fremover.

Kategorien 'Andet' dækker bl.a. over el-radiatorer og brændeovne, som ofte findes i fritidshuse. Disse findes også som supplement i andre bygninger, hvor de dog ikke er synlige i tabellerne, da de dækker den primære varmekilde.

Opdelingen i Varmeatlas er på lidt mindre landsby- og sommerhusområder, men da formålet med denne opgørelse er at vurdere omfanget af elbaseret opvarmning i dag og hvad elektrificering af resten vil indebære i form af øget elforbrug er nært beliggende landsbyer slået sammen så de svarer til grupperingen af netstationer ved elforbruget.

Den efterfølgende tabel viser ud fra standardboligdata det beregnede varmforsyning i MWh.

Varmeforbrug i MWh/år	Boliger	Erhverv	Fritids-huse	Sum af enheder	Varme-pumpe	Olie	Bio-masse	Andet
Bønsvig	279	4	18	301	101	61	59	80
Bønsvig Str.	154	0	1.432	1.586	335	69	124	1.068
Enggård, Stavreby	827	126	922		433	257	251	924
Jungshoved, Tøgeholt	910	135	135	1.200	163	559	206	252
Stenstrup, Smidstrupg.	664	0	6	670	168	218	226	58
Lundegård, Egebjerg mv	1.371	895	0	2.266	450	1.287	320	252
Roneklint, Fuglsang	549	0	981	1530	546	118	119	751
I alt landsbyer	4.754	1.160	3.544	9.450	2.196	2.589	1.305	3.385

Det fremgår af tabellerne, at området er domineret af boliger og fritidshuse, samt at 13% af disse er opvarmet af varmepumper, der må antages overvejende at være luft-til-vand varmepumper.

Den øvrige opvarmning sker ved fossile brændsler (olie) og biomasse samt en del brændeovne. Det samlede varmeforbrug, der dækkes af disse kilder og potentielt kan omlægges til varmepumper er på ca. 4,0 GWh.

Elektrificering af varmeforsyningen

De aktuelt installerede varmepumper, der dækker en opvarmning på 1,3 GWh, skønnes at svare til et aktuelt elforbrug på 0,46 GWh, der indgår i det målte elforbrug på Jungshoved.

De fossile brændsler vil nok senest skulle udfases frem til 2035 og det samme gælder biomasse, som i dag samlet bidrager til at dække et forbrug af varme på 4,0 GWh varme, hvilket vil føre til et øget forbrug af el på omkring 1,26 GWh.

Der er besparelser i elforbruget at hente i dette forbrug til varme, især ved at nedbringe brugen af el direkte i el-radiatorer. Et alternativ vil her være at operere med små ventilationsvarmepumper.

De mange luft-til-vand varmepumpe sammen med el-radiatorer, som findes og antageligvis vil blive øget, gør at elforbruget i vinterperioden vil være stort og desuden ikke så fleksibelt, som alternativet med jordvarme. Her bør energifællesskabet søge at fremme etablering af buffertanke til varme, da det er den billigste måde at lagre energi på og det vil øge fleksibiliteten i elforbruget. Energifællesskabet bør også, hvor det er muligt, støtte etableringen af fælles varmeforsyninger baseret på jordoptag og termonet i de tættere bebyggede landsbyer evt. kombineret med videresalg af indkøbte individuelle luft-til-vand løsninger til mere isoleret beliggende bygninger.

Elbiler nu og i fremtiden

Der foreligger ikke nogen dokumentation for det elforbrug, der i dag er knyttet til ladning af elbiler, og heller for det faktiske antal elbiler. Det skønnes dog at være på mindst 50 elbiler i området, som derfor er medtaget i denne analyse. Det vil skønsmæssigt svare til et forbrug på 0,16 GWh i 2024.

Det er nærliggende at antage, at der vil ske en fortsat udvidelse af antallet af elbiler. Med udgangspunkt i et samlet antal boliger og virksomheder på 779 skønnes det, at der i løbet af de næste 5 år vil ske en udvidelse med 200 elbiler, der derfor skal tilføjes det forventede elforbrug. Det store antal fritidshuse, vil ikke betyde et mindre behov for antal tilslutninger til ladning, mens ladeeffekten vil være påvirket af årstider og dage i ugen. Det skønnes derfor, at det fremtidige elforbrug til ladning af elbiler øges med i hvert fald 0,64 GWh.

Af det samlede antal biler skønnes, at omkring 30 om 5 år vil være V2G biler ('Vehicle to grid' - biler med batterier, der kan tappes til forbrug), som ligeledes kan indgå i simuleringen af den batterikapacitet, som deltagere i hhv. energifællesskabet potentielt kan drage fordel af. Det bør derfor fremover overvejes, hvorledes elbilernes store batterikapacitet kan udnyttes til at dække elbehov på tidspunkter med lav egenproduktion eller høje elpriser. Det vil ikke vare mange år for denne løsning bliver reelt tilgængelig, selvom der i dag kun er enkelte godkendte ladere tilgængelige, ligesom antallet af elbiler med V2G endnu er begrænset.

Dimensionerende elforbrug

Der er et samlet elforbrug på Jungshoved på 6,80 i 2024, hvis der til det målte nettoelforbrug på 5,78 GWh lægges det bidrag, der er leveres fra solceller bag måleren på 1,02 GWh. Dette samlede forbrug dækker også de allerede eksisterende varmepumper og elbilladere på hhv. 0,46 GWh og ca. 0,16 GWh.

Med et forventet behov for el til opvarmning på nok 1,26 GWh og en udbygning af antallet af elbiler med et skønnet ladebehov på 0,64 GWh vil det samlede elforbrug komme op på 8,70 GWh.

Det bør som udgangspunkt tilstræbes en optimal balance mellem el fra vindmøller hhv. fra solceller, så de dækker så mange timer som muligt at årets forbrug. Denne balance at være 70-75 % af el fra vind og 25-30 %

el fra sol, grundet det relativt store andel fritidshuse. Samtidig vil den nuværende og fremtidige overskudsproduktion fra private anlæg kunne deles inden for energifællesskabet, så andre medlemmer kan få gavn af denne elproduktion.

Der skal betales tarif og elafgift for den el, der deles via det kollektive elnet. Det gør, at det er en privatøkonomisk fordel for medlemmer, at have private solceller, hvor produktionen primært kommer den enkelte bygningssejer til gode, fordi der herved spares tariffer og elafgift. Selvom solcellerne ejes af de enkelte medlemmer opnår energifællesskabet den fordel, der følger af, solcellerne indgår i den samlede styring og balancering af den fleksible del af forbruget, så elnettet udnyttes mere effektivt. En økonomisk fordel, der i første omgang kommer netselskabet til gode, men som ved indførelse af den nye tarif, som er benævnt 'lokal kollektiv tarifiering', også vil give energifællesskabet en økonomisk fordel ved lavere tariffer fordi disse skal være kostægte.

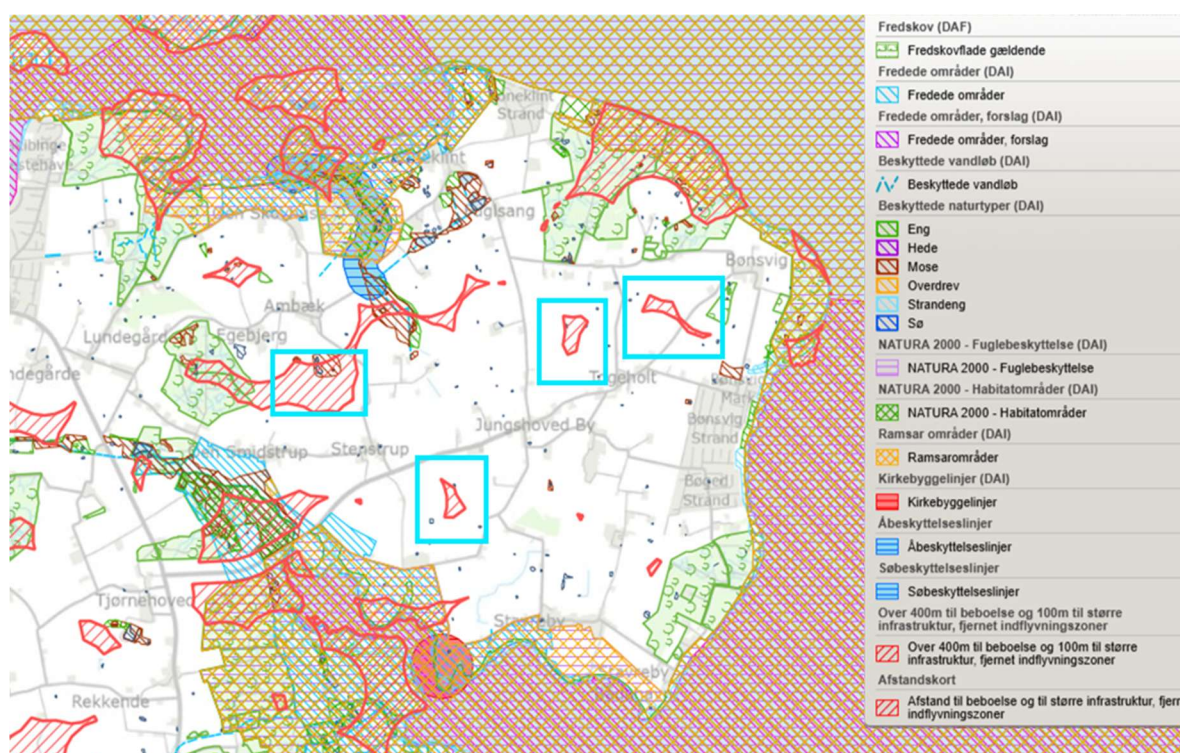
Disse tal er samlet i efterfølgende tabel, hvor datakilder og korrektioner fremgår.

Årets samlede forbrug i GWh	Elforbrug	Varmepumper	Elbiler
Netforbrug i 2024 jf. Cerius data	5,78		
Eget forbrug 2024 fra solceller (skøn)	1,02		
Resulterende samlet forbrug 2024	6,80		
Elforbrug til varme fordelt (skøn)	-0,46	0,46	
Elforbrug til ladning fordelt (skøn)	-0,16		0,16
Fremtidig eltrifisering (skøn)		1,26	0,64
Samlet elforbrug for Jungshoved	6,18	1,72	0,80

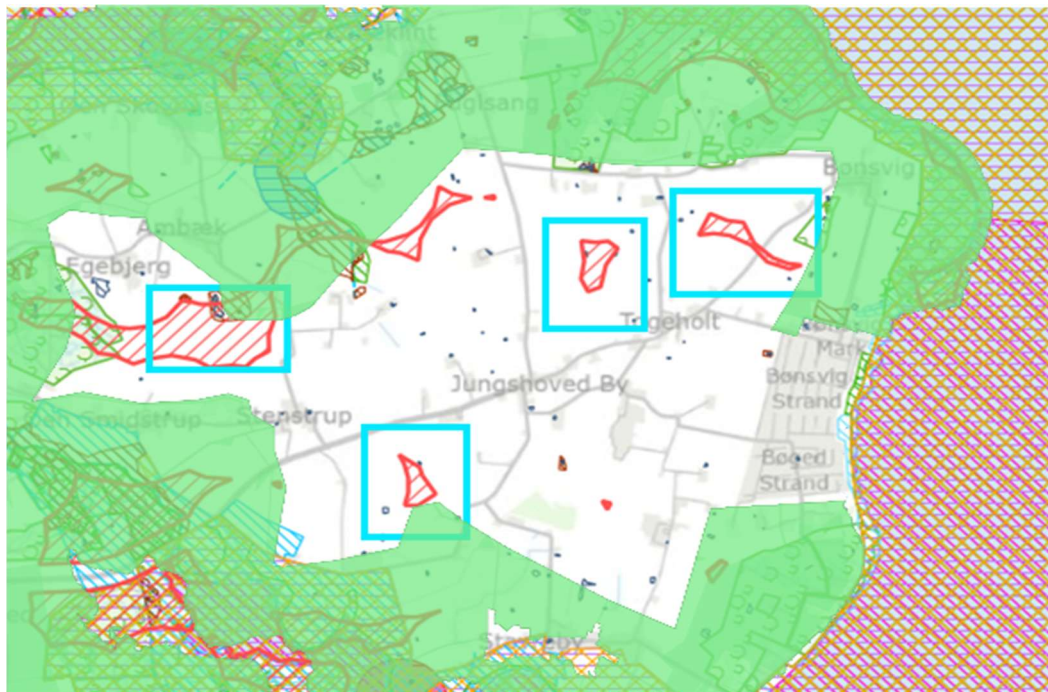
Disse forbrugstal indgår som baggrund for de simulering, som følger i et senere afsnit.

Lokalisering af fremtidige vindmøller

På nedenstående kort er markeret de hensyn, der skal tages til beskyttelse af natur, vandressourcer m.v.



Af kortet fremgår også de mulige placeringer af vindmøller, som er markeret med røde skraverede områder, som er bestemt af det afstandskrav, der er fra vindmøller til de nærmest beliggende ejendomme. Af disse områder er det de fire, der er markeret med en tyrkis firkant, der er de relevante at vurdere nærmere, da de ikke overlapper med andre naturhensyn. Ud over de af kommunen udstukne naturhensyn, har Naturstyrelsen også udpeget området af særlig landskabelig værdi, som i det følgende kort er medtaget som en grøn skravering oven på et udsnit af kortet ovenfor.



Også her fremgår er de fire med tyrkis indrammede områder, hvor det skraverede felt indenfor angiver områder, hvor der er mere end 400 meter til nærmeste bebyggelse. Det nordøstligste område vil nok grundet de nært beliggende sommerhusområder Bønsvig Mark og Bønsvig Strand mindre egnet.

De genelle krav til opsætning af vindmøller med afstand til nærmeste bebyggelse på 4 gange totalhøjden overholdes, hvor der skal tilbydes en salgsoption til ejerne. Der skal desuden ydes en årlig kompensation til nærmeste naboer i forhold værditab inden for en afstand på 6 gange totalhøjden. For vindmøller på land skal der betales et engangsbeløb til kommunens grønne fond på 323.000 kr. per MW. For solcelleanlæg på åbne arealer skal der tilsvarende betales 125.000 kr. per MW. Desuden skal krav til naturbeskyttelse, støj fra møllerne og skyggekast i forhold til nært beliggende ejendomme være overholdt.

Området indtegnet mod vest beliggende mellem landsbyerne Egebjerg, Ambæk og Stenstrup er det mest egnede til at placere 2-3 vindmøller på med op til en maksimal højde på 130 meter. Lodsejeren til dette område, Marianne Stampe fra Nysøe, har givet en positiv tilkendegivelse omkring placering af vindmøller på dette område.

Dimensioneringsovervejelser for vindmøller

Et vigtigt skridt for energifællesskabet vil være at etablere en egenproduktion med vindmøller, som kan indgå i en samlet strategi for elektrificering af varmforsyninger og ladning af elbiler samt balancering af belastningen af elnettet inden for og i grænsefladen mellem Jungshoved og det større elnet.

Afhængigt af hvor mange af Jungshoved beboere, institutioner og produktionsvirksomheder, der vil indgå i et energifællesskab, må det afgøres, hvor stor vindmølle kapacitet, der vil være behov for. Med et totalt skønnet behov for el på omkring på omkring 8,7 GWh, hvis alle borgere m.v. på Jungshoved tilslutter sig

energifællesskabet, vil en samlet kapacitet på mellem 3 og 4 MW vindmøller være rimeligt dækkende for det samlede behov for el til både forbrug, opvarmning og transport.

Behovet for den samlede kapacitet af vindmøller kan enten leveres af 2 stk. 1,5 MW vindmøller eller af 2 stk. 2 MW vindmøller, hvor det sidste nok vil være relevant ved en stor tilslutning til energifællesskabet. Disse to kapacitetsvurderinger vil derfor indgå som dimensioneringsgrundlag i de simuleringer, som gennemføres for energifællesskabet. En større, ny vindmølle også vil kunne dække behovet, men samtidig vil denne stille øgede krav til afstanden til bygninger grundet den øgede højde.

En nærmere afklaring af valget af vindmøller vil afhænge af tilgængeligheden af mellemstore vindmøller, der kan renoveres så de opfylder de aktuelle tilslutningskrav, samt deres pris sammenlignet med køb af større nye vindmøller. Her vil en afklaring af den samlede tilslutning til et energifællesskab og en grundig dialog med de lokale borgere i de omkringliggende landsbyer også være nødvendig.

I forhold til den samlede dimensionering af egenproduktion af el, er der behov for fortsat at øge det bidrag, der stammer fra de allerede eksisterende solceller. Det vil nok fortrinsvis ske i form af flere private anlæg placeret på boliger. Solcelleanlæg kan med fordel indkøbes og opsættes i fællesskab og koordineret af energifællesskabet for at opnå laveste priser for disse anlæg. Disse kan evt. suppleres med enkelte større, fælles ejede anlæg placeret på fx landbrugsbygninger.

Ændrede økonomiske vilkår ved fjernet elafgift

Frem til udgangen af 2015 har der været krav om, at energifællesskaber – i øvrigt som de eneste egenproducenter – skal betale elafgift af egenproduktion delt via elnettet. Det har givet en ekstra fordel for den enkelte bygningsejer at tilslutte egne solceller bag egen måler og så dele (sælge) overskuddet af el i sommerperioden med andre inden for energifællesskabet.

Fra starten af 2026 vil elafgiften stort set blive fjernet – i første omgang for de næste to år. Dette har stor betydning for omkostningerne ved el købt til boliger, da denne afgift er blevet fjernet fra stort set alt erhverv de senere år. Ved at elafgiften sløjfes, ændres der betydeligt på økonomien omkring solceller, men selvom den økonomiske fordel bliver mindre for den enkelte boligejer, vil det fortsat være en fordel at opsætte dem privat, da der herved også spares på udgiften til tariffer. Til gengæld øges den økonomiske fordel ved deling af el inden for energifællesskabet både fra solceller og vindmøller ret betydeligt.

Udbygningsplan for egenproduktion

For at kunne starte et energifællesskab op er det en fordel at kunne starte med en mindre gruppe af medlemmer, som skaber rammerne for en fremtidig udbygning af energifællesskabet. Her er det en fordel at bygge på deling af el fra de allerede etablerede solcelleanlæg og opnå erfaringer med at styre både varmepumper og ladning af elbiler ud fra en samlet, fælles optimering af deres drift. Solcellerne og styringen af forbrugsanlæg kan løbende udbygges i den periode, hvor medlemskredsen vokser.

Når energifællesskabet opnår en vis størrelse, vil det være relevant at tilføje med etablering af egne vindmøller, som vil øge de økonomiske fordele for energifællesskabet og skabe større muligheder for balancering og besparelser i forhold til den ellers nødvendige udbygning af elnettet. Men etableringen af vindmøller kræver investeringer i et samlet, større projekt, som derfor forudsætter at energifællesskabet har opnået en vis størrelse og udbredelse på Jungshoved.

Investeringer og årlige omkostninger

De helt store omkostninger for at etablere og styre en optimal udnyttelse af den egenproducerede el gennem etablering af fleksibilitet ligger i investeringerne i vindmøllekapacitet og i lagring af el og varme. I tillæg hertil vil ikke mindst etablering af stationære batterier kunne udgøre en betydelig omkostning.

Investeringer i solceller udgør også en væsentlig omkostning, men er i modsætning til vindmøller lettere at supplere med efter behov. Det samme gælder for batterier hhv. bufferlagre til varme, som ofte vil være investeringer, der skal foretages af det enkelte medlem af energifællesskabet og ikke kræver en stor samlet investering fra fællesskabet, men kan ske hen ad vejen.

Prisen på brugte og nye vindmøller kan variere en del og især nye vindmøller har været udsat for prisstigninger grundet øgede materialeomkostninger. Ifølge 'Viden om vind' koster 1 MW vindmøllekapacitet mellem 7 og 15 mio.kr. Men priser og omkostninger kan variere meget for de mellemstore vindmøller på mellem 850 kW og 2 MW, der i dag alene kan købes brugt og derfor kræver en renovering og dermed ekstra omkostninger for at få godkendt deres tilslutning til nettet.

Der kan være kapacitetsproblemet i nettet, der hvor vindmøllen ønskes eller kan blive placeret, så omkostninger til kabling af tilslutningen vokser. Flere andre faktorer påvirker investeringen i vindmøller, så det er svært at give et præcist bud på investeringens størrelse, før der er foretaget en præcis projektering, afsøgning af markedet og vurdering af behovet for opgradering/renovering af de relevante typer af vindmøller. Det ser dog ud til, at genplacering af ældre møller fremover ikke vil blive mødt med helt de samme høje tekniske krav til kvaliteten af deres elproduktion, som nye, store møller bliver mødt med – ikke mindst fordi disse ofte er placeret sammen i større vindmølleparker.

De nyeste større møller har generelt en højere årsproduktion (effekt) end de ældre fordi deres dimensioner og større vinger og dermed det areal, som de henter energi fra, gør dem mere effektive. Til gengæld kan ældre møller være billigere at købe og installere, ligesom de kan placeres mange flere steder grundet mindre afstandskrav, så prisen per produceret kWh bliver mindre end for de nye store vindmøller, der i dag stort set ikke fås med en kapacitet under 4,5 MW.

Dette er illustreret i den følgende tabel med data om et udvalg af vindmøller (alle produceret af Vestas) med angivelse af deres kapacitet, typiske – men varierende – årsproduktion og højde. Højden på møllerne kan variere, da de fleste møller leveres med tårne af forskellig højde.

Type	V47	V52	V82	V117	V136
Kapacitet	660 kW	850 kW	1,5 MW	3,5 MW	4,5 MW
Højde (+/-)	85 m	94 m	115 m	136 m	150 m
Årsproduktion	1150 MWh	1450 MWh	3350 MWh	11400 MWh	14500 MWh

Der er sket ændringer og forbedringer i både vingeprofiler og styringer af vindmøller over årene, hvilket gør, at de her angivne data er eksempler, men kan afvige væsentligt betinget af om de konkrete vindmøller er godt vedligeholdt og evt. renoveret.

Forudsætninger for simuleringer af Jungshoved Energifællesskab

For at skabe et grundlag for at vurdere den samlede økonomi både i form af de samlede årlige omkostninger til el og det samlede investeringsbehov præsenteres i det følgende en simulering af energifællesskabet, som fordelingen af el på anvendelser og økonomien vil se ud, når det er 'fuldt udbygget'. Uden at denne metode kan tages som en prognose for udviklingen vil simuleringen illustrere en udbygning, der i bedste fald kan være realiseret i 2030.

De følgende simuleringer er foretaget med grundlag i den idealiserede situation, at alle borgere, institutioner og virksomheder på Jungshoved deltager i energifællesskabet. Det er næppe et realistisk mål, da der – uanset de økonomiske og fællesskabsmæssige fordele ved et energifællesskab for medlemmerne – vil være nogle, som ikke ønsker at deltage. Men da, størrelsen af energifællesskabet kan skaleres, så vil en realisering af det også give mening selvom medlemskredsen dækker måske 70 til 90 % af el-tilslutningerne på

Jungshoved. Det vil i praksis blot indebære, at en lidt større del af elproduktionen fra fælles anlæg skal sælges til elnettet.

De økonomiske beregninger bygger for den el, der i fællesskab købes fra og sælges til elnettet, på elpriserne, som de har set ud i 2024 og tariffene, som de er nu i 2025. De kan godt variere noget i fremtiden, men det er svært at give et præcist bud på udviklingen over flere år, som vil være påvirket af den igangværende elektrificering og det merforbrug af el, som den medfører, og af udbygningen med VE i Danmark, som har været igennem en periode med stagnation. Disse priser er også påvirkede af forhold uden for landet og forsyningen med el fra andre kilder end vedvarende energi. En egen produktion vil gøre elpriserne mere stabile for den del, der kommer fra egne anlæg.

Prisen på den, som produceres på energifællesskabets egne anlæg er bestemt af størrelsen af investeringerne samt rente og løbetid på de lån, der eventuelt skal bidrage til finansiering af disse anlæg. Elprisen for el fra egne solceller og vindmøller vil derfor være stabil over tid.

Reduktionen af elafgiften fra starten af 2026 er taget med som grundlag for beretningerne med den nye sats på 8 øre/kWh for el til forbrug, hvor den stadig er lavere for el til varme og ladning af elbiler. Der er også taget højde for udfasningen af rådighedsafgiften og der kan være behov for at medtage effekten af en kapacitetstarif for egenproduktion for anlæg på over 30 kW, som bl.a. vil typisk vil blive opkrævet for fælles solcelleanlæg.

Sammenligning af flere konfigurationer af VE-anlæg og styring

For at bidrage til et samlet beslutningsgrundlag, giver flere parallelle simuleringer adgang til at sammenligne energifællesskabets resultater og samlede omkostninger ved flere forskellige sammensætninger af produktionen fra Ve med en udvikling, hvor der ikke etableres et fællesskab med egen produktion, men hvor udviklingen fortsætter som i dag, hvor al el købes på elmarkedet og med individuelle valg af tilbud om styring af varmepumper og ladning af elbiler.

De følgende tabeller præsenterer simuleringer for tre grundlæggende cases:

0. Dette case bygger på en fortsættelse af den nuværende situation, hvor der ikke etableres et energifællesskab og investeres i egenproduktion og dermed ikke sikres en samlet balancering og styring af elforbruget. El bliver købt til de timebaserede spotpriser. Også her vil der være krav om fortsat elektrificering af varme og transport, ligesom der vil ske køb af individuelle solcelleanlæg og elbiler.
1. Dette case er baseret på at der etableres en egenproduktion med 2 brugte, renoverede vindmøller på hver 1,5 MW, en produktion fra solceller, der samlet giver en god dækning fra egenproduktionen, udbygning af bufferlagre til varme.
2. Dette case svarer til det andet, men her baseres egenproduktionen på 2 brugte, renoverede vindmøller på hver 2 MW vindmøllekapacitet suppleret med solceller.
3. Der sker en fortsat udbygning af solceller, men er ikke etableret fælles vindmøller – i hvert fald ikke i første fase af energifællesskabets etablering – hvilket dermed også illustrerer effekten af en mulig startfase, til sammenligning med de andre cases.

Der er for alle fire cases tale om, at investeringerne baseres på 20-årige lån til 5% i rente, som danner grundlag for, at der kan udregnes årlige samlede omkostninger for den el, der benyttes. Køb og salg til elmarkedet sker til de aktuelle timepriser, og alle tariffer og afgifter er beregnet ud fra niveauet for disse i 2025.

I den første serie af simuleringer for de fire cases er der ikke medtaget batterier, som kan øge udnyttelsen af el fra solceller, sikre en bedre dækning af elforbrug i 'kogespidsen' fra kl. 17 til 21, hvor net-tariffen er særligt høj, og udjævne effekten af, at sol eller vind svigter og egenproduktionen går ned i omfang. Ganske vist er

lagring af varme den mest priseffektiv lagringsform, men også batterier kan yde et bidrag, så effekten af at investere i batterier vil blive belyst i et senere afsnit.

De fire simuleringer foretages både med og uden tilføjelse af batterier og V2G til lagring af el for at illustrere effekten af den øgede fleksibilitet, der kan opnås ved lagring og dermed forskydning af tidspunktet for elproduktion og -forbrug. Som udgangspunkt er lagring i buffertanke knyttet til varmesystemerne – hvad enten de er individuelle eller fælles – den billigste måde at lagre energi på. Brug af elbilers batterier er den billigste, hvis den kobles til den overkapacitet, der altid vil være i en større flåde af elbiler, men stationære batterier som udgangspunkt er den dyreste form for energilagring. Derfor er det valgt at illustrere sammenhængen mellem besparelser i totaløkonomi og investeringer særsomt for batterier.

Udnyttet egenproduktion og køb af el fra nettet

Slutforbruget, som er lagt til grund for simuleringerne, er som anført ens for de forskellige cases for at gøre resultaterne sammenlignede.

Elforsyningen til Jungshoved Energifællesskab består af bidraget fra egenproduktionen fra egne fælles og individuelle VE-anlæg. Denne produktion afhænger af, hvilken sammensætning af solceller og vindmøller, som kommer til at levere den fremtidige produktion. Egenproduktionens størrelse og sammensætning påvirker fordelingen mellem indkøbt el fra nettet og den andel af forbruget, der bliver dækket af egenproduktion. Ud over størrelsen af egenproduktionens betyder udnyttelsen af fleksibiliteten i tidspunktet for elforbruget meget for energifællesskabets besparelser. Flexibiliteten er især knyttet til flytning af tidspunktet for varmeproduktion og elbilladning. Ud over deres bidrag leverer den lagring som i første omgang varetages af lagertanke til varme knyttet til varmepumpeanlæg et yderligere bidrag til fleksibiliteten.

Den følgende tabel viser forbrugets fordeling og hvorledes dette dækkes af egenproduktionen fra solceller og evt. vindmøller i MWh i de forskellige cases.

Dataforklaring	Case 0	Case 1	Case 2	Case 3
Elforbrug	6.176	6.176	6.176	6.176
El til varme	1.668	1.668	1.668	1.668
El til billadning	796	796	796	796
Samlet forbrug	8.640	8.640	8.640	8.640
Solceller	1.865	2.487	3.264	2.487
Vindmøller	-	6.703	8.937	-
Egenproduktion	1.865	9.190	12.201	2.487
Køb fra elnettet	6.191	2.028	1.573	6.398
Salg til elnettet	60	3.316	5.873	322
VE-dækket elforbrug	21 %	68 %	73 %	25 %
VE / elforbrug	21 %	106 %	141 %	29 %

Forbruget er jo det samme fra case til case, da analysen af dette og dets fordeling på forskellige opgaver er gennemgående. Elforbruget til varme og ladning af elbiler er beregnet så retvisende, som det er muligt med de data, der er tilgængelige. I denne sammenhæng kan det noteres, at forbruget til ladning af elbiler er relativt lavt og godt kan udvikle sig hurtige, end det er antaget. Det vil øge behovet for egenproduceret energi, som kan være et argument for valg af de større vindmøller, men denne øgning vil samtidig bidrage til at den fleksible del af forbruget øges og dermed at den egenproducerede el kan udnyttes bedre.

Salget til elnettet kan ikke helt undgås, da både solceller og vindmøller i perioder vil have en høj produktion. Denne kan typisk ikke sælges med den store fortjeneste, da den sker samtidig med at der også i andre VE-anlæg er en høj produktion, som får priserne i disse perioder til at blive lavere. Konkret er der faktisk en indtægt i case 1 på 1,1 mio.kr. og i case 2 på 1,9 mio.kr. udregnet som forskellen mellem salgsindtægten og den fulde gns. omkostning ved egenproduktion.

Den del af egenproduktionen, der faktisk udnyttes lokal i energifællesskabet bestemmes af, hvor stor fleksibilitet, der er i forbruget af el, så selvom der produceres mere el i både case 1 og 2 end det samlede forbrug (106 hhv. 141 %), som vist ved: 'VE-dækket egetforbrug', er dækningen ikke fuldstændig (68 hhv. 73 %) ved disse to simuleringer, som vist i forholdet mellem den samlede VE-produktion i forhold til det samlede forbrug: 'VE / forbrug'. Denne udnyttelse kan forbedres ved en bedre styring af bilernes ladning hhv. ved at tilføje udnyttelsen af stationære batterier hhv. udnytte bilbatterier som lager til forbrug.

Størrelsen af egne VE-anlæg og deres elproduktion

Den følgende tabel viser dimensioneringen af VE-anlæg samt produktionen fra disse for hvert af de 4 cases, der alle tager udgangspunkt i at forsyne området, så det fremtidige forbrug bliver dækket af summen af egenproduktion og køb/salg på elnettet.

Dernæst vises de totale omkostninger, der dækker afskrivninger på egne anlæg, betalinger for købt el samt de tariffer, energifællesskabet aktuelt er forpligtet til at betale for brug af nettet, samt den elafgift, som betales som en skat til staten. Da de fleste solceller i dag er private og dermed forsyner ejeren med el bag måleren, er angivet den procentdel af forbruget af el fra solceller udgør af den samlede VE-baserede egenproduktion. Denne procent angiver den nedsættelse af tariffbetalingen, som denne produktion indebærer.

De nederste rækker viser den ramme til investeringer til vindmøller, solceller og varmepumper, som der er regnet med i de opstillede simuleringer. Det er her vigtigt at notere, at det alene er vindmøllerne, der reelt udgør den investering, som energifællesskabet kommer til at stå for, idet solcellerne er opsat af private. Ligesom varmepumperne i langt de fleste tilfælde er private.

Dataforklaring	Case 0	Case 1	Case 2	Case 3
VE-anlæg: vind	-	3 MW	4 MW	-
Sol	1,2 MWp	1,6 MWp	2,1 MWp	1,6 MWp
Lagerkapacitet: bat.	-	-	-	-
varmelager	9 MW	27 MW	27 MW	27 MW
Totale el-omkostn. ved evt. LKF	8,2 mio.kr.	6,0 mio.kr.	4,9 mio.kr.	7,6 mio.kr.
	-	4,5 mio.kr.	3,4 mio.kr.	7,6 mio.kr.
Tarif og elafgift: net egenproduktion	3,1 mio.kr.	2,3 mio.kr.	2,3 mio.kr.	2,8 mio.kr.
	0,3 mio.kr.	1,0 mio.kr.	0,7 mio.kr.	0,2 mio.kr.
VE bag måler	78 %	31 %	34 %	82 %
kWh pris: vind	-	41,3 øre	41,3 øre	-
sol	52,3 øre	52,4 øre	52,3 øre	52,4 øre
elnet	66,5 øre	68,2 øre	64,3 øre	65,3 øre
Investeringsrammer: vind	-	27,0 mio.kr.	36,0 mio.kr.	-
sol	7,7 mio.kr.	11,4 mio.kr.	13,4 mio.kr.	10,2 mio.kr.
batteri	-	-	-	-
privat til VP'er	62,4 mio.kr.	71,8 mio.kr.	71,8 mio.kr.	71,8 mio.kr.

De totale omkostninger til el for hele området giver et grundlag for at sammenligne de forskellige cases. Det fremgår, at der er en væsentlig besparelse ved at etablere et energifællesskab jf. case 1 og 2 med totalomkostninger på hhv. 6,0 og 4,9 mio.kr. sammenlignet ved en fremskrivning af den nuværende situation i case 0 med en totalomkostning på 8,2 mio.kr.

Denne besparelse opnås ved en kombination af to fordele ved fællesskabet: (1) det fælles ejerskab til vindmøller, som sikrer billigere el uden at der skal betales profitter til elselskaber eller private udviklere, samt (2) den systematiske udnyttelse af fleksibelt forbrug til varmepumper og ladning af elbiler, så egenproduktionen udnyttes optimalt og køb af el undgås i spidslastperioder med høje elpriser og høje tariffer.

Effekten af den nedsatte elafgift viser sig især som en meget tydeligere omkostningsreduktion, da den ellers ville have lagt sig som en betydelig ekstra omkostning i alle de tre cases.

Besparselsen vil blive øget, hvis der – som det politisk er lovet – gennemføres er lokal kollektiv tarifiering. Dennes udformning er dog ikke kendt, men skal kompensere for, at investeringerne i egenproduktion i kombination med styring af fleksibelt elforbrug reducerer belastningen af elnettet uden for energifællesskabets område. De beregnede totale udgifter med lokal kollektiv tarifiering vil være på hhv. 4,5 og 3,4 mio.kr. baseret på det bud på en kostægte tarifiering, som er brugt i simuleringerne.

Investeringerne i solceller, vindmøller og udstyr til ladning af elbiler er indregnet i de kWh-priser, så disse priser dækker totalomkostningerne ved energifællesskabets anlæg.

Selvom det ikke nødvendigvis er en opgave, som energifællesskabet skal påtage sig, så er der vist et skønnet beløb for de investeringer, der vil være knyttet til varmepumper og for nogles vedkommende etablering af et jordbaseret energioptag. Men da der aktuelt ikke er nogen fælles fjernvarmeprojekter, vil disse investeringer skulle ske på individuel basis. Hvis der nogle steder vælges en fælles løsning kan der evt. blive tale om at optage fælles lån med betaling af et varmebidrag ud over den el, der forbruges af varmepumper.

Driftsudgifter knyttet til et energifællesskab

Der vil forventeligt være udgifter til drift og vedligeholdelse af de VE-anlæg, som et energifællesskab enten etablerer i fællesskab eller som etableres af energifællesskabets medlemmer. Der er i de gennemførte beregninger af totalomkostninger til VE-anlæg medtaget rammebeløb til både drift og vedligeholdelse, så disse ikke kommer som en 'overraskelse' i den senere proces.

Dataforklaring	Case 0	Case 1	Case 2	Case 3
Drift og vedligehold:				
vind	-	600 t.kr.	800 t.kr.	-
sol	360 t.kr.	480 t.kr.	630 t.kr.	480 t.kr.
evt.batterier	-	-	-	-
ladeenheder	57 t.kr.	57 t.kr.	57 t.kr.	57 t.kr.
VP'er	2,5 mio.kr.	3,0 mio.kr.	3,0 mio.kr.	3,0 mio.kr.

Der vil være en del usikkerhed omkring omfanget af vedligeholdelse, som først vil blive afklaret, når der fås erfaringer med de konkret valgte anlæg. Derfor må de angivne udgifter tage med forbehold. Større reparationer har ikke indgået i opstillingen, men alene evt. tilsyn og udskiftning af enkelte komponenter. Det er dog sikkert, at der inden for de her afsatte rammer er tilstrækkelige midler afsat til den samlede drift af anlæggene og de omkostninger, der er knyttet til overvågning, dataindsamling, styring og fakturering af energifællesskabet og dets anlæg.

Hvem, der skal stå for drift og vedligehold af de privat ejede solcelleanlæg, batterier og varmepumper, er et spørgsmål, der må afklares i energifællesskabet, idet der for – i hvert for en del konkrete produkter – kan overvejes om der skal etableres en fælles ordning ikke blot for drift, men også for overvågning og vedligehold.

Der er kun få erfaringer med omkostninger til drift dækkende målinger, styring og fakturering, og de stammer fra opstartsfasen af energifællesskaber. Her har der typisk været tale om betaling af, hvad der svarer til et abonnement for medlemskabet i energifællesskabet, der har ligget mellem 500 og 1100 kr.

Effekten af øgede investeringsomkostninger til vindmøller

Investeringsrammerne kan om nødvendigt øges, hvilket samtidig vil øge den pågældende VE-elpris til deling. De angivne investeringsrammer og de heraf følgende elpriser skal ikke ses som et endelig bud på, hvad vindmøllerne vil koste, men snarere en belysning af den sammenhæng, der er mellem pris og investering. Her vil investeringens omfang i høj grad vil afhænge af, hvilke brugte vindmøller, der er tilgængelige på markedet og hvad det koster at reovere og genopsætte dem. Hvad angår den beregnede ramme til solceller, så medtager den både fælles og individuelle investeringer.

Den efterfølgende tabel viser de totale omkostninger til el, elprisen per kWh time el fra vindmøllerne samt den til rådighed stående investeringsramme til vindmøller, der her er øget med 25 %.

Dataforklaring	Case 1	+ 25 %	Case 2	+ 25 %
Investeringsramme: vind	27,0 mio.kr.	33,8 mio.kr.	36,0 mio.kr.	45,0 mio.kr.
Totale el-omkostn.	6,0 mio.kr.	6,5 mio.kr.	4,9 mio.kr.	5,6 mio.kr.
kWh pris: vind	41,3 øre	49,1 øre	41,3 øre	49,4 øre

Ændringerne i totalomkostninger er synlige, men vil ikke umiddelbart fjerne den besparelse, der er ved at etablere et energifællesskab med mere end de procent, som investeringsrammen er øget med.

Effekten af et øget antal elbiler

Effekten af et øget antal af elbiler fra fx 180 er synlig, men ikke voldsom. Ved at øget antallet af elbiler fra 180 til 270 påvirkes totalomkostningerne med ekstra 250 t.kr. Det modsvarer af, at elbilerne alt i alt indebærer et øger elforbrug til ladning med omkring 260 MWh. Selvforsyningen med el er stort set uændret, da den fleksible del af forbruget fører til, at en større andel af egen el også indgår i ladningen.

Et øget antal elbiler påvirker dermed ikke i særlig høj grad energifællesskabets samlede funktion og økonomi. Det kan dog give anledning til overvejelse om valget af case 2 med den større egenproduktion.

Effekten af investering i stationære batterier

Der er ikke i dag en kendt kapacitet af stationære batterier knyttet til de solceller, der er opsat på mange boliger og enkelte erhverv. Simuleringerne ovenfor har derfor ikke taget højde for den fleksibilitet, som er resultatet af at lagre el i perioder med stor egenproduktion og udnytte den i dels 'kogespidsen' og på dage med lille egenproduktion.

Der er foretaget simuleringer for hhv. etablering af batterier på samlet 1 MW og 2 MW for case 1 og 3, hvor det første repræsenterer et fuldt udbygget energifællesskab med både solceller og vindmøller og det andet illustrerer en etableringsfase, hvor der kun er investeret i solceller. I begge tilfælde er beregningerne foretaget for et energifællesskab, der har alle på Jungshoved som medlemmer for at gøre resultaterne sammenlignelige.

Dataforklaring	Case 1	Case 3
	Både sol og vind	Alene solceller
Totale el-omkostn.		
uden batterier	6,0 mio.kr.	7,6 mio.kr.
1 MW bat.	6,4 mio.kr.	7,5 mio.kr.
2 MW bat.	6,3 mio.kr.	7,4 mio.kr.
VE bag måler:		
uden batterier	31 %	82 %
1 MW bat.	33 %	86 %
2 MW bat.	34 %	86 %
Investeringsramme:		
uden batterier	-	-
1 MW bat.	4,4 mio.kr.	4,4 mio.kr.
2 MW bat.	8,8 mio.kr.	8,8 mio.kr.

Beregningerne viser, at der ikke er nogen stor fordel ved at investere i batterier i case 1 med en fuld udbygning med vindmøller ud over solcellerne. Derimod er der en mindre fordel knyttet til udbygning med batterier i case 3, hvor der alene er tale om en VE-produktion (bag måleren) med solceller.

Dette resultat udelukker ikke, at der i nogen tilfælde kan være en privatøkonomisk fordel ved at investere i batterier som supplement til egne solceller, men der er kun en begrænset fordel for et energifællesskab. Her vil en senere udnyttelse af mulighederne ved at have (gratis) batterikapacitet til rådighed fra V2G biler kunne vise sig at være fordelagtig. Et væsentligt fald i batteripriser kan også ændre dette resultat.

Der er i de gennemførte beregninger ikke taget højde for muligheden for at sælge aggregerede kapacitetsydelser til elnettet med basis i den samlede batterikapacitet. Det er tale om et meget omskifteligt marked, som det ikke i på kortere sigt kan anbefales et energifællesskab at byde ind på. Det vil kræve en styring, som er specielt tilrettelagt for at tilgodese efterspørgslen efter systemydelser og som kan modarbejde en effektiv udnyttelse af det lokale elnet.

Effekten af lavere medlemsandel i energifællesskabet

Det er næppe realistisk at alle elkunder i energifællesskabets område vælger at blive medlemmer af energifællesskabets – også selvom fordelene fremstår ret klare af den hidtidige gennemgang. Det kan skyldes et ønske om ikke at blive en del af den forbrugsstyring, som jo er essentielt for et energifællesskab eller en mere generel skepsis over for fællesskaber. Den følgende tabel illustrerer effekten af en nedgang i andelen af medlemmer fra 100 % til 80 %.

Dataforklaring	Case 1		Case 3	
	100 %	80 %	100 %	80 %
Medlemmer	100 %	80 %	100 %	80 %
Totale el-omkostn.	6,0 mio.kr.	4,4 mio.kr.	7,6 mio.kr.	6,1 mio.kr.
Elforbrug	6.176	4.941	6.176	4.941
El til varme	1.668	1.334	1.668	1.334
El til billadning	796	637	796	637
Samlet forbrug	8.640	6.912	8.640	6.912
Solceller	2.487	1.990	2.487	1.990
Vindmøller	6.703	6.703	-	-
Egenproduktion	9.190	8.683	2.487	1.990
Køb fra elnettet	2.028	1.564	6.398	5.306

Salg til elnettet	3.316	2.801	322	219
VE dækket elforbrug	68 %	72 %	25 %	26 %
VE / elforbrug	106 %	126 %	29 %	29 %

Tabellen demonstrerer, at der hverken i tilfældet med kombination af vindmøller på 3 MW og solceller på 2,0 MWp i case1 eller alene med solceller på 2,0 MWp er noget tab i form af relativt øgede totale omkostninger til el ved at medlemsandelen i energifællesskabet reduceres fra 100 % til 80 %. I case 1 er der snarere en mindre forbedring ved at egenproduktionen bedre dækker egenforbruget, mens der i case 3 er vil være tale om en lidt forringet økonomi i energifællesskabet.

Faseplan for etablering af energifællesskab Jungshoved

Etablering af et energifællesskab på Jungshoved har været igennem de første faser af etableringen, idet der er foretaget en kortlægning af energiforbruget og den eksisterende egenproduktion, det er undersøgt hvor der er mulighed for at placere egne vindmøller og der er gennemført beregninger, som kan give et beslutningsgrundlag for borgere, virksomheder og institutioner, der kan være medlemmer af energifællesskabet.

Der har også været afholdt borgermøder, hvor lokalforum har præsenteret ideerne med deltagelse af sagsbehandlere og politikere fra Vordingborg Kommuner samt netselskabet i området, Cerius. På disse møder har der været positiv tilslutning fra både borgere og politikere i kommunen til, at der skulle arbejdes videre med at undersøge grundlaget for at etablere et energifællesskab.

De næste elementer i processen frem mod etablering af et fuldt udbygget energifællesskab omfatter:

1. afholdelse af et eller flere borgermøder om energifællesskabet
2. ansøgning til kommunen om etablering af vindmøller
3. etablering af energifællesskabet med vedtægter
4. start med deling af el fra de eksisterende VE-anlæg
5. aftaler med elhandler og registrering af delingen af el og styringen af forbrug
6. rekruttering af flere medlemmer til fællesskabet
7. afsøgning af muligheder for finansiering
8. projektering af vindmølle anlæg
9. udbygning af energifællesskabet med vindmøller

Det må overvejes, om det skal søges ekstern finansiering til rådgivning omkring flere af de anførte punkter, men der vil nok være behov for professionel rådgivning til større for udførelse af punkt 2, 3, 5 og 8.

Første fase af etablering af Energifællesskab Jungshoved

Den første fase af etableringen af et energifællesskab vil have de nuværende anlæg til produktion af vedvarende energi som grundlag. Ikke mindst for at skabe en trinvis udbygningsproces, hvor der opbygges erfaringer på grundlag af allerede foretagne investeringer.

Det vil svare til, at der skal fokuseres på punkterne 1, 3, 4 og 5 i den faseplan, der er skitseret i det foregående afsnit.

Det første skridt er at skabe opbakning til et energifællesskab ved at så mange som muligt melder sig ind i hvad der måske i første omgang kan være en forening, men egentlig også kan etableres som et andelselskab, der reelt kan varetage opgaverne for energifællesskabets medlemmer.

Den næste opgave vil være – sikkert i første omgang ved valgt af pragmatiske løsninger – at etablere et samarbejde med en etableret elhandler og en servicevirksomhed, der kan stå for opgørelse af elproduktion og deling samt afregning af elforbrug til energifællesskabets medlemmer.

Denne servicevirksomhed bør ideelt kunne varetage opgaven med at etablere de målepunkter og den IT-baserede styring af forbrugsenheder, der skal til for at udnytte fleksibiliteten i varmepumper og elbilladere til fordel for energifællesskabet. Denne proces kan udbygges trinvis, så flere og flere varmepumper gøres egnede for ekstern styring med de API'er (elektroniske styringsenheder) og nettilslutninger, det kræver. Det samme gælder for styringen af ladning af elbiler, som mange eksisterende ladere til elbiler er forberedt for. Dette kan evt. ske ved et samarbejde med en virksomhed, der tilbyder elladning eller ved at sikre at laderne kan styres via den servicevirksomhed, som energifællesskabet entrerer med.

Dette arbejde vil give erfaringer, som kan danne grundlag for den videre udbygning af energifællesskabet.