

## **Test af mikrokraftvarme med brændselsceller – en sammenfatning**

*Jan de Wit, Bjørn K. Eliassen; Dansk Gasteknisk Center a/s*

*Laila G. Madsen, (IRD); Per Balslev (Dantherm Power); Lotte Gottschalck (Topsoe Fuel Cell)  
Michael Byllemos (SE); Aksel H. Pedersen (DONG Energy); Kristina F. Juelsgaard (SEAS-NVE)  
Thomas E. Pedersen (COWI)*

*Det danske projekt "Dansk Mikrokraftvarme" er formelt afsluttet, når dette læses. Projektet har haft til formål at udvikle og afprøve danske mikrokraftvarmeenheder baseret på forskellige brændselscelleteknologier. Det lykkedes i projektet at få bragt tre forskellige anlægstyper frem til test, og der er i alt testet mere end 55 enheder i felten. Der er opnået et samlet driftstimetotal på over 200.000 timer. Denne publikation beskriver kort resultatet af afprøvningerne i projektets sidste fase og de konklusioner, der kan drages af projektet.*

## Hvorfor brændselsceller?

Mikrokraftvarmeanlæg producerer både el og varme i modsætning til kedler, der jo alene producerer varme. Samproduktion af el og varme giver en brændselsbesparelse fremfor separat brændselsbaseret produktion af samme. Dette er også baggrunden for den udstrakte kraftvarmeproduktion i den danske el- og varmesektor.

For at medføre en reel brændselsbesparelse er det væsentligt, at der på en given varmemængde produceres så meget elektricitet som muligt. Og netop brændselsceller udmærker sig ved at have en meget høj elvirkningsgrad i forhold til alternative teknologier (fx gasmotorer og stirlingmotorer) i den aktuelle størrelsesklasse.

Ud over brændselscellestakken indeholder enhederne en række andre komponenter, såsom pumper, varmevekslere, brændselstilberedning, DC-AC-invertere; disse komponenter kaldes ofte Balance of Plant (BoP).



*IRD-enhed, væghængt  
(brint, lavtemperatur-PEM)*



*Dantherm Power-enhed  
(naturgas, lavtemperatur-PEM)*



*Topsoe Fuel Cell/Dantherm Power-enhed  
(naturgas, højtemperatur-SOFC)*

*Figur 1 De tre testede typer mikrokraftvarmeanheder under test i DGC's laboratorium. Hver enheds el-ydelse er på ca. 1 kW.*

## Testhusene og installation

De tre forskellige typer mikrokraftvarmeenheder, der blev testet i projektets sidste fase, var opstillet på følgende lokaliteter:

- Vestenskov (Lolland), 33 brintfyrede IRD-enheder baseret på lavtemperatur-PEM-celler
- Varde (Syddjylland), 20 naturgasfyrede Dantherm Power-enheder baseret på lavtemperatur-PEM-celler og brændselsreformer
- Sønderborg (Sønderjylland), 2 naturgasfyrede Dantherm Power-enheder baseret på højtemperatur-SOFC-brændselsceller/PowerCore fra Topsoe Fuel Cell.

Enhederne i Vestenskov blev installeret sammen med et varmelager. Dette varmelager skulle bl.a. gøre det muligt over en kortere periode at trække større varmeeffekt til huset end mikro-KV-enhedens aktuelle varmeydelse. I varmelageret var indsat en elpatron; denne skulle kunne forsyne huset med varme under nedbrud af mikrokraftvarmeenheden eller supplere varmeproduktionen i særligt kolde perioder. Husenes oprindelige opvarmningsanlæg blev nedtaget, og mikrokraftvarmen var på denne vis den primære opvarmning.

Der blev etableret et brintdistributionsnet i byen, inklusive en lagertank og to anlæg til produktion af brinten (elektrolyseanlæg). Disse produktionsanlæg var ikke drifts stabile som ønsket, og produktion af brint var derfor ofte ikke tilstrækkelig til samtidig drift af alle mikro-KV-enhederne.

Der blev lavet en driftsplan for enhederne i Vestenskov. Et antal enheder kørte eksempelvis med mange stop/start, andre kørte så kontinuert som muligt. Denne overordnede driftsstrategi blev indført dels grundet den reducere brinttilgængelighed, og dels for at vurdere start/stops mulige indflydelse på ydelsesparametre (degradering mv.). De efterfølgende analyser viste, at mange start/stop ikke nødvendigvis havde negativ indflydelse på brændselscellestakkens performance. Faktisk var der mindre degradering pr. driftstime for disse enheder end for enheder med mere kontinuert drift.

Testhusene i Vestenskov var større ældre huse ("murermestervillaer") og ældre parcelhuse. Der indgik desuden et par enkelte større bygninger blandt testhusene.



*Elektrolyser og brintlager, Vestenskov.*



*Installation i bryggers, Vestenskov.*



*Gasskab (brint) til hus, Vestenskov.*



*Eksempel på naturgasfyret testhus, Varde.*



*Installation i bryggers, Varde.*



*Installation, Varde.  
Beholderen bagerst er  
et varmelager til solvarme.*

*Figur 2 Eksempel på testhuse og installationer i projektet*

Testhusene i området omkring Varde var for de flestes vedkommende enfamiliehuse. En del var nybyggede og relativt store; andre var mere traditionelle parcelhuse, ofte med til-/udbygninger. Der indgik også her et par enkelte større bygninger blandt testhusene.

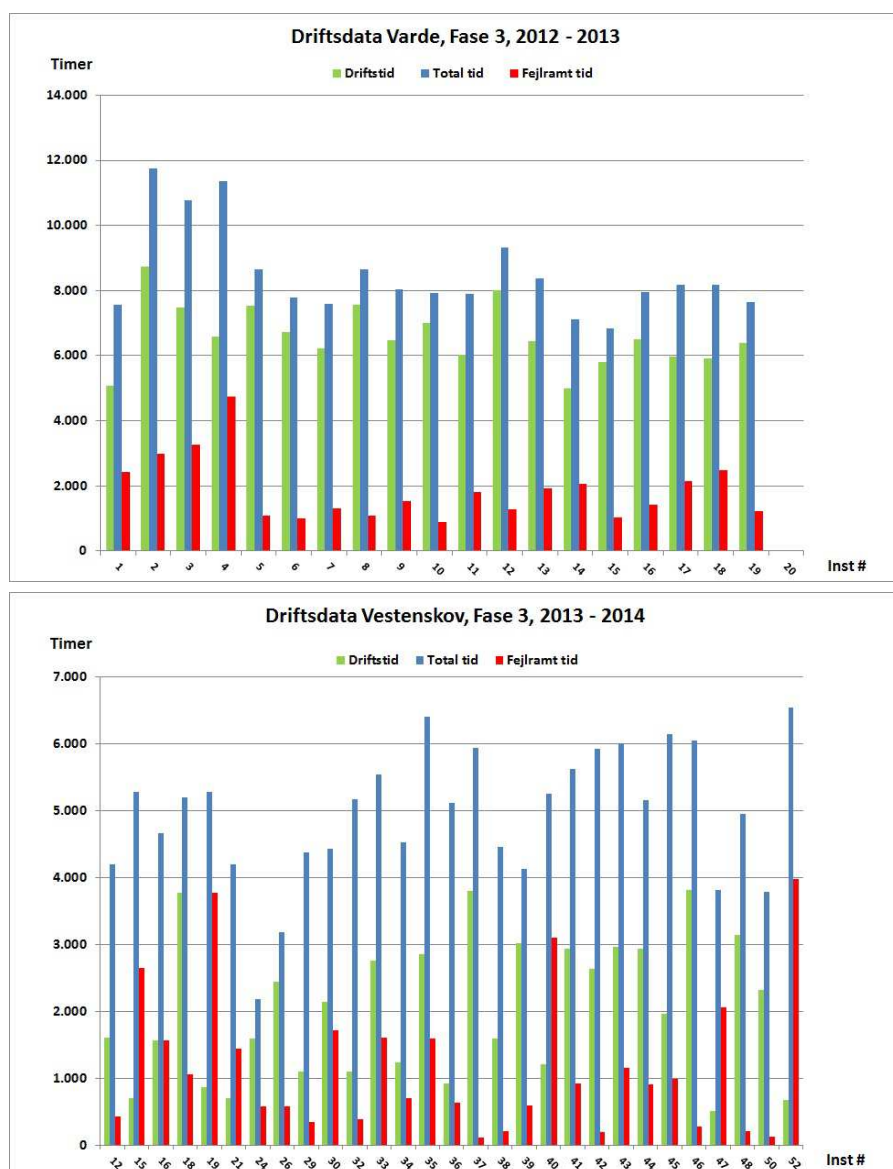
Mikrokraftvarme enhederne, der blev testet ved Varde, var naturgasdrevne, og de blev sat op parallelt med husenes eksisterende varmforsyning. Tilkobling til varmeanlægget skete gennem en varmeveksler. Der blev i Varde ikke installeret supplerende eller nyt varmelager.

De to enheder i Sønderborg opnåede kun en kort installations- og driftsperiode. De blev installeret på en rideskole og hos et større VVS-firma. For begge installationer gjaldt, at kraftvarmeenheden blev installeret parallelt med det eksisterende opvarmningsanlæg.

## Produktionstal mv.

I projektets sidste fase blev samlet opnået over 200.000 driftstimer på mikrokraftvarmeenhederne. Der blev opnået ca. 125.000 timer for de naturgasfyrede enheder omkring Varde og ca. 90.000 driftstimer i alt for de brintfyrede enheder i Vestenskov. I Vestenskov var der indledningsvist (2012) en forsøgsperiode med et mindre antal enheder; driftstallet herfra indgår i ovenstående samlede angivelse. Der blev opnået i alt knap 800 timers drift med de naturgasfyrede højtemperatur-enheder i Sønderborg.

Figur 3 viser driftsoversigter for henholdsvis Varde- og Vestenskov enhederne; for de sidste indgår alene driftstal for perioden 2013- 2014 i diagrammet.



Figur 3 Driftsoversigter for anlæggene omkring Varde (naturgas) og i Vestenskov (brint)

Den enhed, der opnåede højst driftstid i Varde, var en enhed med 8750 timers drift. I Vestenskov opnåede den bedste enhed > 10.000 timer. Det sidste inkluderer driftstimer forud for den i Figur 3 viste driftsoversigt.

Rådighedsfaktoren for de bedste af enhederne var 89 % og 98 % i henholdsvis Varde og Vestenskov. Gennemsnitstallet for alle enhederne var ca. 77- 78 % begge steder. For enhederne i Vestenskov kan den periodevis begrænsede brintproduktion have ført til fejlmeldinger og dermed influeret negativt på den nævnte rådighedsfaktor. For anlæggene i Varde kunne ses en "learning curve" mht. rådighedsfaktor. I sidste del af projektperioden (17 uger) var den gennemsnitlige rådighedsfaktor oppe på over 95 % for enhederne. Dette skyldes anlægsmæssige justeringer/forbedringer samt vidensopbygning omsat til forebyggende vedligehold.

Rådighedstallet for SOFC anlæggene der var opstillet i Sønderborg nåede ikke så højt op. Dette skyldtes dels at anlæggene her var første generations anlæg og at der således ikke havde været indhøstet tidligere driftserfaringer der kunne implementeres som komponentforbedringer, forbedringer iht. service eller andet. Rådighedstallet lå for den bedste enhed på 39 % i den periode hvorfra DGC modtog data. Også her var der mange udfald og anlægsstop grundet inverter samt forhold på elnettet. Leverandøren af cellestak (PowerCore) Topsoe Fuel Cell stoppede sine aktiviteter tidligt inde i test perioden og systemintegratoren så da næppe store udsigter for videreførelse af netop dette produkt på sigt.

Tabel 1 viser de virkningsgrader, der blev målt under drift af fieldtest-enhederne. Alle angivne virkningsgrader er i forhold til brændslernes nedre brændværdi.

*Tabel 1 Virkningsgrad målt i praktisk drift (kontinuert drift)*

	<b>Elektrisk virkningsgrad, netto (%)</b>	<b>Total virkningsgrad (%)</b>
<b>Varde (n-gas)</b>	32 - 35	92 - 102
<b>Vestenskov (brint)</b>	42 - 49	N.A. <sup>1)</sup>
<b>Sønderborg (n-gas)</b>	38 - 42	78 - 85

<sup>1)</sup>Data ikke tilgængelige; varmemålere gav ikke et brugbart signal. Ved laboratorietest målt mellem 85 og 91 afhængigt af vandtemperatur i varmekredsen.

Værdierne i tabel 1 er som anført for kontinuert drift.

For højtemperaturrenhederne i Sønderborg (SOFC teknologi) kunne ses et ikke-negligerbart energiforbrug i forbindelse med opvarmning ved opstart. Tager man for denne teknologi de overordnede produktions- og forbrugstal for en uge hvor der har været 5-10 starter, vil elvirkningsgraden da samlet ligge på ca. 27 – 29 % grundet disse opvarmningsforløb.

## Egendækning

I projektet er analyseret, hvor stor en egendækning af el og varme enhederne har kunnet præstere. Det er her vigtigt at være opmærksom på, at dette kan anskues fra henholdsvis mikro-KV-enheden og husets side. En meget lille KV-enhed i et hus med stort forbrug vil sikkert vise, at mikrokraftvarmeenheten får afsat al sin el og varme i huset, dvs. 100 %. Set fra det store hus' side kan dækningsgraden måske være så lav som eksempelvis 10 % grundet et stort opvarmningsbehov, hvor så størstedelen af husets varmebehov dækkes af andet end mikrokraftvarme enheden.

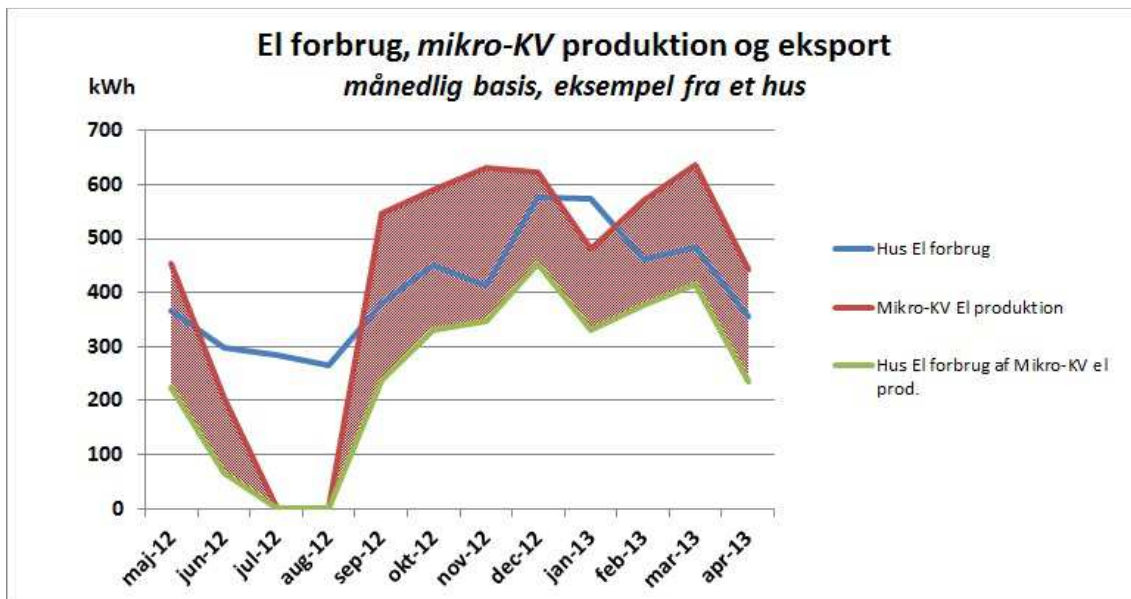
Tabel 2 viser eksempler på, hvor stor en andel af husets forbrug mikrokraftvarme enhederne har dækket i forsøgsperioden. Eksemplerne er fra testen af de naturgasfyrede enheder omkring Varde.

*Tabel 2 De opnåede resultater for egendækning i enfamilie testhusene omkring Varde*

	<b>In-house-brug af elproduktionen fra mikro-KV-enheden</b>	<b>Mikro-KV-enhedens dækning af husets elforbrug</b>	<b>Mikro-KV-enhedens dækning af husets varmeforbrug</b>
	%	%	%
<b>Vardeområdet</b>	50 - 90	30 - 70	20 - 40

Selvom mikrokraftvarmeenhedens produktion over en periode er lavere end husets elforbrug, kan der være el-eksport til elnettet. Eksport vil ske i alle perioder, hvor den aktuelle elproduktion overstiger det aktuelle elbehov. På Figur 4 er dette vist, baseret på månedlig registrering for et af testhusene omkring Varde.





Figur 4 Eksempel på månedlige data for elbehov i et testhus (blå kurve), elproduktion fra mikro-KV-enheden i samme (rød kurve) og aktuel in-house-anvendelse af den producerede el fra mikro-KV-enheden (grøn kurve). Det skraverede areal viser eksport til elnettet - strøm, som man med gældende danske regler ikke får godt betalt. Egenproduceret el, der anvendes i huset, har derimod høj værdi for ejeren, da det fortrænger indkøbt el til høj pris (inkl. afgifter).

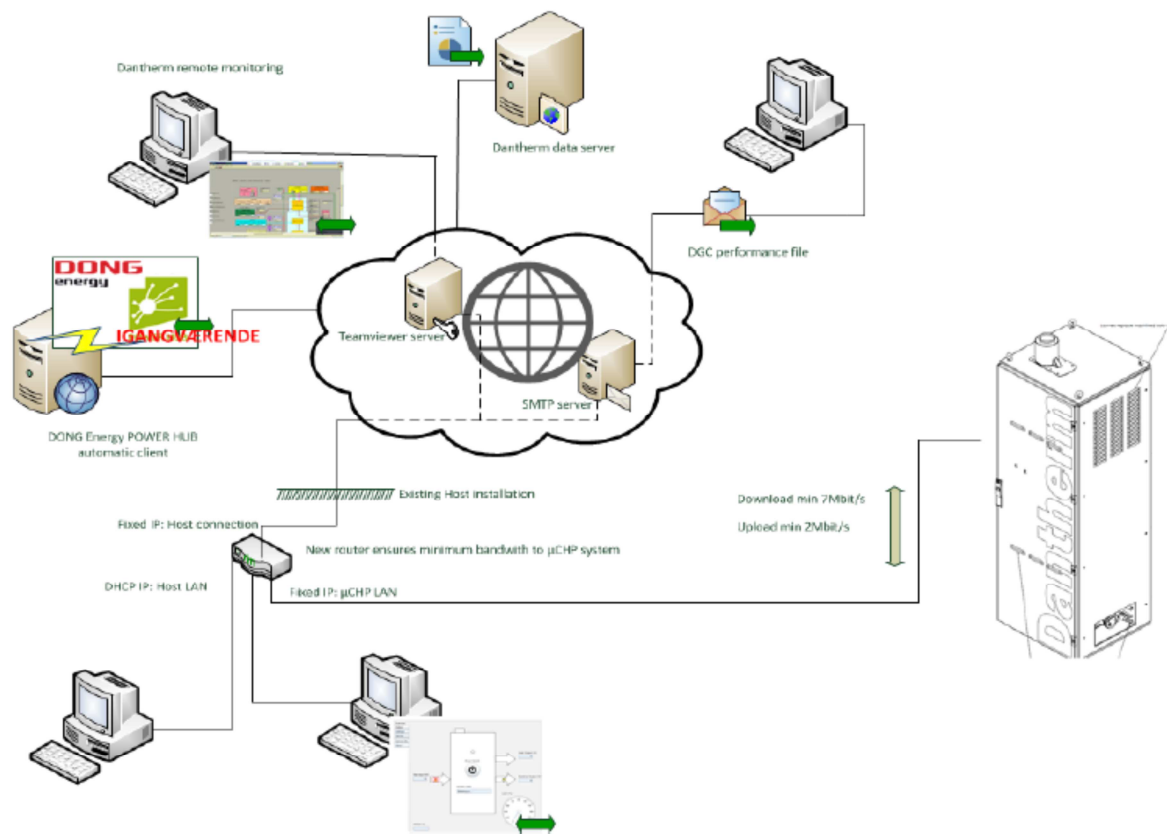
### Samspil med energisystemet

Enhederne, der var opstillet i Vestenskov, blev forsynet med brint fra et nyetableret brintnet i byen. Brinten blev fremstillet på to elektrolyseenheder, som i første omgang sendte brinten til lokalt lager. Ideen er, at brintproduktion væsentligst skal baseres på overskydende vindmøllestrøm, der på denne vis på et andet tidspunkt nyttiggøres til både el- og varmeproduktion.

I det sønderjyske blev der afprøvet drift af Dantherm Powers lavtemperatur-PEM-enhed på opgraderet biogas. Dette forløb godt og skete for at vise, at enhederne er parate til sådanne grønne brændsler.

For et antal af enhederne opstillet omkring Varde blev der gennemført et forsøg med fjernkontrol og styring i tilknytning til Power Hub kontrolleret fra DONG Energy. Dette forsøg forløb godt og viste, at enhederne vil kunne tilbyde balanceringsydelser til elnettet og dermed kunne understøtte integration af fluktuerende, vedvarende elproduktion.





Figur 5 Principskitse over de enheder, der indgik i testen af mikro kraftvarme enhederne som virtuelt kraftværk i DONG Energys Power Hub

De brintfyrede lavtemperatur-PEM-enheder har meget kort opstartstid, typisk 1- 3 minutter. For de naturgasfyrede lavtemperatur-PEM-enheder i Varde reagerer selve brændselscelledelen også hurtigt, men da brændselsreformerer skal op i temperatur er den det tidsbegrænsende element; her kan opstartstiden være ca. 55 minutter fra kold start.

De naturgasfyrede højtemperaturenheder (SOFC) skal op på en ganske høj arbejdstemperatur (mellem 700 og 800 °C). Det betyder, at opstart fra kold varer en del timer. Disse enheder vil derfor næppe være velegnede til de hurtigere balance-/systemydelse.

## Miljøforhold

Da der ikke foregår en sædvanlig forbrænding i brændselscellebaserede enheder, vil emissionen af en række forureningsprodukter være lav herfra. Dog kan der være forbrænding eller forbrændingslignende processer og reaktioner i nogle af enhedens andre komponenter, eksempelvis i forbindelse med brændselsomformning. Projektets laboriemålinger på enhederne viste generelt meget lave emissioner af NO<sub>x</sub>, CO og UHC, oftest under detektionsgrænsen for det anvendte udstyr.

Der vil dog fortsat ske omdannelse af kulstof til CO<sub>2</sub>, når naturgas/metan anvendes som brændsel. Dette sker ikke ved brintfyring. Dog sparer man forventeligt noget brændsel andetsteds til den elproduktion, der substitueres fra mikrokraftvarmeenhederne; dette fører til netto-CO<sub>2</sub>-besparelse.

Under forudsætning af at den producerede strøm ikke forårsager stop af vindmøller eller anden VE strøm men substituerer anden gennemsnitlig elproduktion, er der opnået CO<sub>2</sub>-besparelser på ca. 1-2 ton pr. anlæg for testen omkring Varde. Enhederne, der anvender brint, vil have endnu større CO<sub>2</sub>-besparelser (op til ca. 3½ ton), hvis brintproduktionen har været baseret på overskudsvindmøllestrøm.

### **Kritiske komponenter**

Der indgår mange komponenter i kraftvarmeenhederne. Komponenterne skal bl.a. sørge for brændselsomformning, eventuel opvarmning, korrekte luft-, gas- og vandflow mv. Brændselscellestakens jævnspænding skal omformes til vekselspænding med det korrekte spændingsniveau. Dette sker i den såkaldte DC-AC inverter.

Overraskende mange fejl og udfald har knyttet sig til anlæggenes invertere. Mange udfald har knyttet sig til tordenvejrs Passage eller lokale netspændingsvariationer i eldistributionsnettet. Både i Vestenskov og omkring Varde gælder, at anlæggene er tilkoblet på ydre radialer i eldistributionsnettet, hvor der generelt er højere spændingsvariationer. Inverteren skal ikke være frakoblet mange sekunder, førend anlægget går i gang med en nedlukningsprocedure og går i fejltilstand. Senere ændringer af styrings- og overvågningssystemet bevirkede, at der kunne ske hurtig automatisk indkobling igen efter en sådan hændelse, således at total stop ikke nødvendigvis blev resultatet. Det var medvirkende til den forbedring af rådighedsfaktoren, der blev opnået i projektets seneste uger.

## Konklusion

Projektet har fået ført tre teknologier frem til fieldtest, og der er for to af teknologierne opnået et højt samlet driftstimental. Igennem projektets tre faser er det også tydeligt lykkedes at forenkle anlæggene og reducere både volumen, vægt og pris markant. Indtægten fra elproduktionen kan dog p.t. ikke forrente den ekstra investering i forhold til en kedelbaseret løsning.

Beboerne, hvor anlæggene har været installeret, har generelt været tilfredse med disse; der er gennemført separate beboerundersøgelser ved afslutning af testperioderne. De involverede installationsfirmaer (el og vvs) har ligeledes været positive og ikke set opstillingen som særlig problematisk.

Alle teknologierne har under drift præsteret høj elvirkningsgrad (32 -49 %, se tabel 1). Testen viser at man med anvendelse af brændselsceller opnår højere elvirkningsgrad end for alle konkurrerende teknologier i den aktuelle effektklasse. Testen af de SOFC-baserede anlæg viste at disse har et ikke-negligerbart elforbrug under opstart. Dette betyder, at den realiserede netto elvirkningsgrad for en uge med mellem 5 -10 starter ender omkring 27 -29 %. Disse anlæg bør derfor køre kontinuert.

Totalvirkningsgraden har særligt for de naturgasfyrede anlæg omkring Varde ligget højt (ca. 100 % ift. nedre brændværdi)..

Rådighedsfaktoren for de bedste af enhederne har været rimeligt høj > 90 %. Den gennemsnitlige rådighedsfaktor er ikke høj nok, til at enhederne i deres nuværende form og med nuværende servicekoncept kan fungere som den eneste varmekilde.

Det lykkedes også i projektet at demonstrere et antal anlæg, der i en periode indgik i såkaldt Power Hub, dvs. reagerede på prissignaler og aktuelle behov i elmarkedet. Dette er væsentligt for eksempelvis at understøtte integration af fluktuerende vedvarende energi til leverance af systemydelse såsom balancekraft (op- eller nedregulering). De brintfyrede enheder har meget kort responstid (< 1 minut), de naturgasfyrede enheder baseret på lavtemperatur-PEM-celler har i deres nuværende form en opstartstid på ca. 55 minutter (grundet brændselsreformen). De naturgasbaserede enheder baseret på højtemperaturceller (SOFC) har mange timers opstartstid og vil i deres nuværende form næppe være egnet til sådan drift.

Projektet har afdækket en uventet administrativ barriere, idet man kun over for Energinet.dk kan tilmelde sig som egenproducent af el med én produktionsform. Dette vil sige, at har man eksempelvis installeret solceller, vil man ikke også kunne tilmelde sig med fx mikrokraftvarme eller omvendt.

Projektet fik vist pæne CO<sub>2</sub>-besparelser og i mange huse en pæn egendækning af elbehovet. Dækningen af varmebehov var for disse, ofte lidt ældre og større, huse ikke procentuelt lige så høj. Med anlæggenes nuværende størrelse og driftsform (varmestyrede) sker der eksport til elnettet i perioder, hvor det aktuelle elbehov ikke er lige så stort som produktionen. El-eksportandelen i enfamiliehuse- ne var 10 – 50 % af enhedernes produktion.

## **Deltagere i projektet**

IRD Fuel Cells, Topsoe Fuel Cell, Dantherm Power, SEAS-NVE (projektleder fase 2 og 3), SE (SYD ENERGI), DONG Energy, DGC og COWI. I projektets tidligere faser har også Danfoss (projektleder fase 1 og 2) og Danfoss Solar Inverters været deltagere.

Projektet har haft en række væsentlige samarbejdspartnere, særligt i tilknytning til demonstration af enhederne. Disse partnere er Lolland, Varde og Sønderborg Kommuner. En række el- og vvs-firmaer har opstillet/nedtaget anlæggene. Partnerskabet for brint og brændselsceller har haft en væsentlig rolle som sekretariat mv.

## **Finansiering**

Projektet og aktiviteterne deromkring har modtaget offentlig støtte kanaliseret via Energistyrelsen, EUDP og ForskEL. Herudover har deltagerne lagt en ganske betragtelig egenfinansiering i det udførte arbejde. Bitten og Mads Clausens Fond støttede opstarten af projektet.

Gasselskaberne DONG Energy, HMN og NGF Nature Energy har dækket DGC's egenfinansiering.

## **Yderligere information**

På projekthjemmesiden Dansk Mikrokraftvarme ([www.dmkv.dk](http://www.dmkv.dk)) kan man læse mere om projektet, og det er muligt at downloade artikler, konferenceindlæg og anden info.

Herunder er angivet eksempler på en række dansksprogede publikationer om projektet; de kan rekvireres via de angivne publikationer eller downloades fra ovenstående projekthjemmeside.

1. Mikrokraftvarme på brint i Vestenskov, Gasteknik 5/2014,
2. Mikrokraftvarme i praksis, Gasteknik 6/2013
3. Test af mikrokraftvarme i stor skala i private hjem, Gasteknik 3/2013, Allan Jørgensen DONG Energy

4. Klar til mikrokraftvarme med naturgas, FiB 38, december 2011, Allan Jørgensen, DONG Energy
5. Brint og brændselsceller til mikrokraftvarme, Dansk Kemi 91, 12/2010
6. Brændselsceller til mikrokraftvarme – det danske projekt, HVAC 11/2010
7. Fem familier luner sig med brændselsceller, Electra, april 2009
8. Brændselsceller til mikrokraftvarme, HVAC 1/2009