



ERNEST ORLANDO LAWRENCE BERKELEY NATIONAL LABORATORY

Aktuelle Trends in der dezentralen KWK Technologie Integration - Das kalifornische Fördermodell und dessen Implikation für die Endenergieeffizienzrichtlinie

**(Current trends of decentralized CHP integration –
The Californian investment subsidy system and its implication
for the energy efficiency directive)**

Michael Stadler, Tim Lipman, and Chris Marnay

**Environmental Energy
Technologies Division**

January 2007

**To be presented at the Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien
(International Energy Economics Conference at Vienna University of Technology),
Vienna, 14. – 16. February 2007**

This work was supported by the Office of Electric Transmission and Distribution, Office of Electric Transmission and Distribution, U.S. Department of Energy under Contract No. DE-AC02-05CH11231.

Disclaimer

This document was prepared as an account of work sponsored by the United States Government. While this document is believed to contain correct information, neither the United States Government nor any agency thereof, nor The Regents of the University of California, nor any of their employees, makes any warranty, express or implied, or assumes any legal responsibility for the accuracy, completeness, or usefulness of any information, apparatus, product, or process disclosed, or represents that its use would not infringe privately owned rights. Reference herein to any specific commercial product, process, or service by its trade name, trademark, manufacturer, or otherwise, does not necessarily constitute or imply its endorsement, recommendation, or favoring by the United States Government or any agency thereof, or The Regents of the University of California. The views and opinions of authors expressed herein do not necessarily state or reflect those of the United States Government or any agency thereof, or The Regents of the University of California.

Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory is an equal opportunity employer.



Aktuelle Trends in der dezentralen KWK Technologie Integration – Das kalifornische Fördermodell und dessen Implikation für die Endenergieeffizienzrichtlinie



Michael Stadler^{a,1}, Tim Lipman^b, Chris Marnay^a

^aElectricity Markets and Policy Group, Lawrence Berkeley National Laboratory
1 Cyclotron Road, Mailstop 90R4000, Berkeley, CA 94720, USA.

^bPacific Region CHP Application Center, Energy and Resources Group, University of California at Berkeley, 2105 Bancroft Way, 3rd Fl., Berkeley, CA 94720-3830, USA.

<http://der.lbl.gov>, <http://www.chpcenterpr.org/>

Email: MStadler@lbl.gov

1. Schlagwörter

DEA, Dezentrale Stromerzeugung, Energieressourcen, Energieerzeugungsanlagen, Effizienzsteigerung, Endenergieeffizienz, Energiedienstleistung, Mikro-KWK, Kraft-Wärme-Kopplung, KWK.

2. Motivation

Dezentrale Energieerzeugung mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erlangt weltweit aufgrund einer Vielzahl von Vorteilen (z.B. höhere Gesamtenergieeffizienz im Vergleich zur getrennten Bereitstellung von elektrischer Energie und Wärme) gegenüber zentraler Stromerzeugung immer mehr an Bedeutung. Nicht zuletzt durch steigende Primärenergiepreise und immer stärker überlastete Netze drängen sich Effizienzmaßnahmen und Lastmanagement Maßnahmen in den Vordergrund und verleihen dezentralen Kraft-Wärme-Kopplungen eine hohe Bedeutung. Das Europäische Parlament hält in der Richtlinie 2006/32/EG fest: *In der Europäischen Gemeinschaft besteht die Notwendigkeit, die Endenergieeffizienz zu steigern, die Energienachfrage zu steuern und die Erzeugung erneuerbarer Energie zu fördern, da es kurz- bis mittelfristig verhältnismäßig wenig Spielraum für eine andere Einflussnahme auf die Bedingung der Energieversorgung und -verteilung, sei es durch den Aufbau neuer Kapazitäten oder durch die Verbesserung der Übertragung und Verteilung, gibt.* Das europäische Parlament weist ausdrücklich KWK-Anlagen als Energieeffizienzmaßnahmen für den Industrie- und Tertiärsektor aus, welche in zukünftigen Energiedienstleistungen berücksichtigt werden sollen.

Realistisch betrachtet befinden sich aber die meisten dezentralen Energieerzeugungseinheiten mit KWK noch in der Demonstrationsphase und es müssen eine Vielzahl von technischen, organisatorischen und regulatorischen (z.B. Netzanschluss) Problemen überwunden werden um dezentrale KWK zur Marktreife zu führen. Aufgrund dieser Überlegungen, erscheint es nur sinnvoll den Einfluss der Fördermaßnahmen auf die Marktdurchdringung der einzelnen – derzeit verfügbaren - Technologien zu untersuchen.

3. Ziel des Vortrages

Fundamentales Ziel dieses Beitrages ist es, die derzeitigen Trends der dezentralen KWK Technologien und deren Anwendungen anhand von Praxisbeispielen in den USA aufzuzeigen, die Interaktion mit dem kalifornischen Fördermodell abzubilden und diese Zusammenhänge auf Europa umzulegen.

¹ Michael Stadler ist Gastwissenschaftler am Lawrence Berkeley National Laboratorium und arbeitet als Consultant mit der Energy Economics Group der TU Wien und dem Zentrum für Energie und innovative Technologien (Center for Energy and innovative Technologies) – CET zusammen. CET: 3683 Yspertal, Austria; +43 (0)664 644 2146, MStadler@cet.or.at.

4. Dezentrale KWK versus zentrale KWK

Wird elektrische Energie erzeugt und die Abwärme nicht verwertet, ergeben sich, in Abhängigkeit der verwendeten Technologie und des Energieträgers, Umwandlungseffizienzen von ca. 35% bis 45%. Wird jedoch auch die Abwärme verwendet, können Effizienzen bis zu 80% erreicht werden. Die eingesetzte Energie (z.B. in Form von immer knapper werdenden Öl oder Erdgas) wird zu 80% verwertet.

Grundsätzlich unterscheidet man zwischen:

- Dezentrale KWK-Anlagen, welche direkt beim oder im Nahbereich des Kunden (on-site) installiert sind. D.h. es existiert kein oder nur ein on-site Wärmetransportnetz.
- Zentrale KWK-Anlagen sind öffentliche Anlagen, die im Besitz von Energieversorgungsunternehmen sind oder von diesen betrieben werden und Wärme über ein Wärmenetz (Fernwärme- und Nahwärmenetz) verteilen.

Grundsätzlich liefern beide Ansätze Wirkungsgrade von bis zu 80%, jedoch zeigt sich, dass das mögliche Potential für zentrale KWK-Anlagen in Österreich schon zu 43% ausgeschöpft sein dürfte, während dezentrale KWK kleiner als 1 MW in Österreich praktisch nicht existiert, aber ein großes Potential von 4,8 GW_{el} darstellt (E-Bridge, 2005). Deshalb wird ein großer Teil der zukünftigen Anstrengungen im Bereich der dezentralen KWK, kleiner als 1 MW, stattfinden und auch in dieser Arbeit näher betrachtet.

Die Vereinigten Staaten von Amerika (im speziellen Kalifornien) und Japan sind aufgrund der hohen Strompreise und anderer energiewirtschaftlicher Restriktionen (hohe Emissionsstandards) unumstrittene Marktführer in der Forschung und Entwicklung von dezentralen KWK-Systemen. Einige Systeme erreichen bereits jetzt die Marktreife und drängen immer mehr auf den Markt.

4.1. *Wirtschaftliche / Volkswirtschaftliche Eigenschaften der dezentralen Energieerzeugungsanlagen (DEA)*

- Hohe Investitionssicherheit durch kürzere Bauzeiten und geringeres Risiko des Stillstands durch Klagen wie z.B. bei großen Kohlekraftwerken oder Kernkraftwerken.
- Netzentlastung durch dezentrale Energieerzeugungsanlagen (DEA). Sind eine Vielzahl von dezentralen Anlagen auf einem engen Netzbereich konzentriert, kann es zu einer Leistungsentlastung des Verteilnetzes kommen. Der individuelle Nutzen hängt natürlich neben der Anzahl der Anlagen im betrachteten Bereich von den verwendeten Technologien (z.B. Wind versus Brennstoffzelle) und der Vermaschung des Verteilnetzes ab (E-Control GmbH, 2005)
- Steigerung des Images eines Energieversorgers. Aufgrund der immer größer werdenden Bedeutung des Umweltschutzes eignen sich Effizienzsteigernde Maßnahmen beim Kunden als ideale Plattform zur Steigerung des Firmenansehens. So können z.B. KWK Herkunftsnachweise – wie vorgesehen in der EU Richtlinie 2004/8/EG (siehe auch Amtsblatt der Europäischen Union, 2004) – auf der Firmenhomepage oder bei Umweltorganisationen ausgewiesen werden, so wie das heute bereits mit den Herkunftsnachweisen für erneuerbare elektrische Energie erfolgt.
- DEA nutzen eine Vielzahl von verschiedenen Technologien und Energieträgern. Diese Differenzierung erhöht die Systemsicherheit gegenüber Problemen in einzelnen Technologien und Energieträgern
- Geringere Störanfälligkeit der Stromversorgung. Das letzte große Blackout in Europa vom 4.11.2006, welches rund 10 Millionen Menschen in Westeuropa betraf, zeigt wie verwundbar zentrale Energiebereitstellung sein kann. Vermutlich die Abschaltung einer einzigen 400kV Leitung in Deutschland überlastete die restlichen Transportkapazitäten

dermaßen, dass es zu Stromausfällen in Deutschland, Frankreich, Belgien und Italien kam. Dezentrale Anlagen können hier eine Abhilfe schaffen, indem eine Vielzahl von Anlagen über das Land verteilt bei Totalausfällen des Netzes im Inselbetrieb weiter arbeiten können.

- Ortsnahe Wertschöpfung und Stabilisierung der Wirtschaftskreisläufe. Aufgrund der Vielzahl von kleineren verteilten Anlagen ist auch die Wertschöpfung auf eine Vielzahl von Gemeinden oder Ländern aufgeteilt. Dies unterstützt die Schaffung und Erhaltung von Arbeitsplätzen vor Ort und im Inland. Hier sei angeführt, dass es ein erklärtes Ziel der Europäischen Union ist, die Importabhängigkeit von Öl- und Gasprodukten zu verringern. Derzeit werden 56%² der Energie aus nicht EU Ländern importiert. Sollte jedoch die Energieeffizienz nicht erhöht werden und die Nachfrage weiter so stark wie bisher steigen, wird in rund 25 Jahren 70%³ der Energie aus nicht EU Ländern importiert, welche auch zum Teil politisch sehr instabil sind (siehe auch KOM, 2006).
- Stabilisierung der Energiepreise. Bereits durchgeführte Untersuchungen zeigen, dass Effizienzmaßnahmen (und damit dezentrale KWK) zur Marktpreisstabilisierung beitragen kann. Ergebnisse der Untersuchungen - durchgeführt für Österreich - zeigen, dass einige wenige Maßnahmen zur Effizienzsteigerung, angewendet von 20% der Konsumenten, zu einer Lastreduktion von 250 MW führen können. Die Nachfragereduktion von 250 MW während Spitzenlastzeiten führt zu einer 6,3% Großhandelspreisreduktion in Österreich⁴ und verbessert damit die Funktion des Marktes (Stadler, 2003).
- Geringere Emissionen der dezentralen Energieerzeugung mit KWK im Vergleich zur getrennten Bereitstellung von elektrischer Energie und Wärme.

5. Wichtige Technologien und deren Charakteristiken

5.1. Verbrennungskraftmaschinen

Aufgrund der ausgereiften billigen Technologie, sind Verbrennungsmotoren die derzeit am häufigsten verwendete KWK-Antriebseinheit in den USA. Der Leistungsbereich reicht von ca. 5 kW bis hin zu 10 MW.

Die Verbrennungskraftmaschinen zeichnen sich durch eine gute Teillasteffizienz sowie eine gute Lastverlagerungsdynamik aus. Als mögliche Treibstoffe kommen Erdgas, Biogas, Klärgas, Deponiegas, Diesel, Benzin, Ethanol bis hin zu Schweröl oder Altöl in Frage (Umweltbelastung!). Diese Treibstoffflexibilität und technische Robustheit der Technologie gestattet auch den Betrieb mit zum Teil verunreinigtem Biogas (Stadler et al., 2006). Die meisten KWK-Verbrennungskraftmaschinen werden aber mit Erdgas betrieben, was in niedrigere Emissionswerte resultiert. Verbrennungskraftmaschinen werden aber auch als Backupgeneratoren eingesetzt, welche keine Wärmeauskopplung besitzen und mit Diesel betrieben werden, um bei Leitungsunterbrechungen auch funktionieren zu können.

Grundsätzlich gibt es zwei unterschiedliche Technologien:

- Motoren mit einer aktiven Zündvorrichtung (Otto Prozess) und
- Motoren mit Selbstzündung (Seiliger Prozess - Dieselmotor)

Motoren mit einer aktiven Zündvorrichtung können mit Erdgas, Biogas oder Benzin betrieben werden. Motoren mit Selbstzündung können nur Diesel als Treibstoff verwenden. Aus diesem

² Für EU-25 Länder.

³ Für EU-25 Länder.

⁴ Voraussetzung für die 6,3% Reduktion ist, dass die reduzierte Menge nicht an das Ausland verkauft wird, da sich sonst kein Nettoeffekt in Österreich einstellt. D.h. die Transaktionskosten für den Stromtransport müssen größer als 3€/MWh sein (Stadler, 2003).

Grund werden praktisch nur Otto-Motoren für dezentrale Antriebseinheiten mit Wärmeauskopplung verwendet.

Speziell in den USA werden aber oft alte Diesel Marine Motoren gekauft, generalüberholt und auf Erdgas umgerüstet (siehe auch Stadler et al., 2006). Diese Strategie gewährleistet, dass die Anschaffungskosten gering ausfallen und somit Anlagen bis hin zu 5 MW mit Amortisationszeiten von unter 5 Jahren realisiert werden können.

Tabelle 1: Charakteristiken von Verbrennungsmotoren. Quelle: Midwest CHP Application Center, 2003 und eigene Berechnungen. Stand November 2006.

Charakteristik	Wert
Elektrische Effizienz [%]	24 (bei 100 kW Leistung) – 38 (bei 2 MW Leistung)
Installationskosten mit Wärmeauskopplung [€/kW]	800 (bei 2 MW Leistung) – 1440 (bei 100 kW Leistung) ⁵
Betriebs- und Wartungskosten [€/kWh]	0,008 (bei 2 MW Leistung) – 0,012 (bei 100 kW Leistung)

5.2. Mikroturbinen

Bei Mikroturbinen handelt es sich um eine neue Generation von kleinen Gasturbinen, welche sich durch eine geringere Anzahl von bewegten Teilen auszeichnen und damit weniger Wartung benötigen. Mikroturbinen werden bereits kommerziell eingesetzt und erfreuen sich besonderer Beliebtheit für KWK-Anlagen im Gebäudebereich.

Mikroturbinen werden für elektrische Leistungen zwischen 25 kW und 400 kW eingesetzt und zeichnen sich auch durch eine außerordentliche Treibstoffflexibilität aus. Sie können mit Erdgas, Propan oder Biogas betrieben werden und können damit auch an abgelegenen Orten, ohne Erdgasversorgung, betrieben werden. Die elektrische Effizienz liegt zwischen 25% und 30% ein wenig niedriger als bei den wohlbekannteren Verbrennungskraftmaschinen. Der wesentliche Vorteil der Mikroturbinen - gegenüber den Verbrennungskraftmaschinen - liegt in den niedrigeren NO_x Emissionen.

Tabelle 2: Charakteristiken von Mikroturbinen. Quelle: Midwest CHP Application Center, 2003 und eigene Berechnungen. Stand November 2006.

Charakteristik	Wert
Elektrische Effizienz [%]	25 (bei 100 kW Leistung) – 30 (bei 400 kW Leistung)
Installationskosten mit Wärmeauskopplung [€/kW]	800 (bei 400 kW Leistung) – 1600 (bei 100 kW Leistung) ⁶
Betriebs- und Wartungskosten [€/kWh]	0,008 (bei 400 kW Leistung) – 0,012 (bei 100 kW Leistung)

Wie bei konventionellen Gasturbinen, hängt das Betriebsverhalten von der Seehöhe und der der Temperatur ab. In warmen Sommermonaten nimmt die abgegebene Leistung praktisch linear mit der Temperatur ab und diese Abnahme kann im Bereich von 0,3kW/°C (gegenüber dem Referenzpunkt 15°C) liegen.

Weitere Informationen zu Mikroturbinen können <http://www.capstoneturbine.com/> entnommen werden.

⁵ Untersuchungen, durchgeführt für ein Casino in Las Vegas mit einer Anlagengröße von 4,9 MW zeigen Projektkosten (inklusive Planung, Installation von Infrastruktur, etc.) von 1225€/kW.

⁶ Untersuchungen, durchgeführt für ein Hotel in San Francisco mit einer Anlagengröße von 240 kW zeigen Investitionskosten (inklusive KWK) von 1219€/kW. Die gesamten Kosten (inklusive Planung und Absorptionskühlung) belaufen sich auf 3375€/kW.

5.3. Brennstoffzellen

Eine Brennstoffzelle konvertiert Energie unter Verwendung von elektrochemischen Prozessen, ähnlich wie in einer Batterie. Es findet keine Verbrennung im herkömmlichen Sinne – wie in einem Verbrennungsmotor – statt und dadurch gibt es keine beweglichen Teile und somit steigt auch die Zuverlässigkeit, einer richtig gewarteten Brennstoffzelle, enorm - im Vergleich zu einem Verbrennungsmotor.

Der Hauptunterschied zu einer Batterie ist, dass es bei einer Brennstoffzelle einen kontinuierlichen Fluss an Wasserstoff (H₂) und Sauerstoff (O₂) gibt um die Brennstoffzelle am laufen zu halten.

Tabelle 3: Charakteristiken der wichtigsten Brennstoffzellen, Teil 1. Quelle: Midwest CHP Application Center, 2003 und eigene Berechnungen. Stand November 2006.

Type	Elektrolyt (Membrane)	Elektrische Effizienz [%]	Betriebstemperatur [°C]
Phosphoric Acid Fuel Cell (PAFC)	Phosphorsäure	38 - 45	200
Solid Oxide (SOFC)	Oxidkeramischer Elektrolyt	45 - 50	900 - 1000
Molten Carbonate (MCFC)	Schmelzkarbonat	50 - 60	bis zu 650
Proton Exchange Membrane (PEMFC)	Polymermembran	33 - 45	80 - 200

Tabelle 4: Charakteristiken der wichtigsten Brennstoffzellen, Teil 2. Quelle: Midwest CHP Application Center, 2003 und eigene Berechnungen. Stand November 2006.

Type	Spezifische Investitionskosten [€/kW _{el.}]	Entwicklungsstand	Anmerkung
Phosphoric Acid Fuel Cell (PAFC)	2.800 - 5.000	Kommerziell verfügbar	
Solid Oxide (SOFC)	geschätzt langfristig 1.500 ⁷	In Entwicklung	
Molten Carbonate (MCFC)	bis zu 5.000	Kommerziell verfügbar / in Entwicklung	Das Beispiel der Sierra Nevada Brewery in Chico, Kalifornien (Kapitel 6.1), zeigt spezifische Investitions- und Wartungskosten von ca. 5.500€/kW, inklusive allen Kosten für Wärmetauscher und Gas- & Elektroinstallation (Sadler et al., 2006)
Proton Exchange Membrane (PEMFC)	Kein gesicherter Wert verfügbar	Kommerziell verfügbar / in Entwicklung	Kleine Anlagen im 1 kW Bereich sind bereits für Haushaltskunden verfügbar. Siehe auch http://www.ballard.com/ und The Fuel Cell Review (2005).

Derzeit verwenden die meisten Brennstoffzellen Erdgas, welches in einem Reformer zu Wasserstoff umgewandelt wird. D.h. das größere Problem aus heutiger Sicht ist die umweltfreundliche Erzeugung des Wasserstoffs, welcher in Zukunft z.B. unter Verwendung von Solarzellen oder anderen erneuerbaren Energieträgern erzeugt werden könnte. Aber genau hier liegen auch die Vorteile für ein horizontal integriertes Energieversorgungsunternehmen. Durch die Installation von Brennstoffzellen können erhöhte Gasabsätze die verlorenen Stromabsätze

⁷ Siehe auch Keywan Riahi (2003).

zumindest teilweise wettmachen, was das Interesse an dezentraler KWK (z.B. Mikroturbinen und Brennstoffzellen) bei einigen Versorgungsunternehmen in den USA erklärt (siehe auch www.pge.com, www.sdge.com und The Fuel Cell Review, 2005)

Weiterführende Informationen und Literatur findet sich unter <http://www.energyagency.at/opet/fuelcell.htm> und <http://www.fuelcells.org/>. Die Referenz <http://www.fuelcells.org/> listet unter anderem alle weltweit installierten Brennstoffzellen auf und liefert eine sehr gute Übersicht über die verschiedenen Einsatzgebiete der Brennstoffzellen.

5.4. Absorptionskühlung

Absorptionskühler verwenden anstelle von mechanischer Energie (in der Regel bereitgestellt durch elektrische Energie in Form von Kompressorarbeit) *Wärme* zur Bereitstellung von *Kälte*. Die herkömmlichen Kompressoren in den Kältemaschinen werden durch Wärmekompressoren (thermische Verdichter) ersetzt.

Grundsätzlich gibt es zwei verschiedene Typen von Absorptionskältemaschinen:

- Single Effekt (einstufig). Diese Anlagen zeichnen sich durch geringere Installationskosten, aber auch geringere Effizienzen aus. Die meisten KWK-Systeme mit Absorptionskühlung verwenden den einstufigen Prozess um die Investitionskosten gering zu halten.
- Double Effekt (zweistufige) Anlagen, welche im Wesentlichen bessere Coefficient of Performance (COP) aufweisen.

Ein wichtiger Parameter, der den Wirkungsgrad thermisch betriebener Kältemaschinen beschreibt, ist der COP. Er ist der Quotient aus der Wärme, die vom Kaltwasserkreislauf aufgenommen wird und der erforderlichen Antriebswärme. Diese Kennzahl unterscheidet sich aber vom COP einer herkömmlichen, elektrisch betriebenen Kältemaschine.

$$COP = \frac{\text{Kälteleistung}}{\text{Wärmeleistung}} \text{ für Absorptionskälteanlage} \quad (1)$$

$$COP = \frac{\text{Kälteleistung}}{\text{ElektrischeAntriebsleistung}} \text{ für konventionelle Kompressoranlagen} \quad (2)$$

Ein hoher COP bedeutet weniger Energiezufuhr bzw. niedrigeren Stromverbrauch bei konventionellen Kompressorklimaanlagen.

Tabelle 5: Absorptionsklimaanlagen Charakteristiken. (Stand November 2006).

Charakteristik	Single-Effekt (einstufig)	Double-Effect (zweistufig)
COP	0,6-0,7	0,9-1,2
Spezifische Investitionskosten [€/kW]	114 (bei 7000 kW) – 227 (bei 350 kW)	159 (bei 7000 kW) – 272 (bei 350 kW)
Spezifische Betriebs- & Wartungskosten [€/kW yr.]	3,6 (bei 7000 kW) - 6,8 (bei 350 kW)	3,9 (bei 7000 kW) - 6,8 (bei 350 kW)

Der wesentliche Vorteil von Absorptionsklimaanlagen ist, dass sie praktisch keine beweglichen Teile besitzen und damit sehr zuverlässig sind. Weiters kann praktisch jede Wärmequelle (z.B. Abwärme aus einer Brennstoffzelle) für den thermischen Kompressor verwendet werden.

Bei KWK-Anlagen ist die Wärmeproduktion mit der Stromproduktion gekoppelt und deshalb kann eine Performanceverbesserung durch den Einsatz von Speichermedien, die das kalte Wasser speichern, erzielt werden. In Zeiten großen Strombedarfs aber geringer Kälteleistung, kann kaltes Wasser erzeugt werden und im isolierten Speicher für Spitzenlastzeiten (hohe Kälteleistung) aufbewahrt werden. Dies führt zu einer Verbesserung des gesamten

Wirkungsgrades der Anlage, was sich natürlich positiv auf die technische und ökonomische Performance auswirkt. Solche Untersuchungen werden derzeit am Lawrence Berkeley National Laboratorium durchgeführt. Das sog. Distributed Energy Resources - Customer Adoption Model (DER-CAM), welches die optimale Investitionsentscheidung und den optimalen Betrieb, für dezentrale Erzeugungsanlagen – aus der Sicht des Konsumenten – liefert, wird um Speichertechnologien weiterentwickelt (Marnay et al., 2007).

Eine Performanceverbesserung kann auch durch die Möglichkeit der Stromlieferungen an das Netz erzielt werden. Bei großem Wärmebedarf aber geringem on-site Strombedarf, könnte die Anlage voll laufen und die überschüssige Energie an das Netz liefern, was wiederum die Performance verbessert. In Kalifornien durchgeführte Untersuchungen haben aber gezeigt, dass die oftmals fehlende Möglichkeit an das Netz zu liefern als Hemmnis für Eigenerzeugung angesehen wird.

Weiter führende Informationen zu Absorptionskältemaschinen finden sich unter Advanced Design Guideline Series (1998).

6. Fallbeispiele für installierte DE-Anlagen in den USA

Die derzeit wichtigsten Märkte für dezentrale KWK-Anlagen sind in den USA sowie Japan zu finden. Hier entstehen zurzeit die ersten Produkte die auch bereits Marktreife besitzen. Die am häufigsten angewendeten Technologien sind Verbrennungsmotoren, welche mit Erdgas oder Biogas betrieben werden, sowie Mikroturbinen. An der Serienreife der Brennstoffzelle wird fleißig gearbeitet und es wird erwartet, dass Brennstoffzellen ab ca. 2015 erheblich in den Markt eindringen werden.

Aufgrund dieser Vorreiterposition der USA, werden Praxisbeispiele aus Kalifornien gezeigt.

6.1. Dezentrale Energieerzeugung in einer Brauerei

Die 1980 gegründete Sierra Nevada Brewery in Chico, Kalifornien, USA, produziert mit dem Methan, welches beim Brauereiprozesses als Abfallprodukt anfällt, elektrische Energie und Wärme in einer Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle (molten carbonate) Vorort. Die organischen Abfallprodukte (Biertreber) des Brauprozesses werden in einem zweistufigen aneroben Prozess (luftabschluss) zu Methan umgewandelt. Das Methan wird zu Wasserstoff reformiert und ersetzt so rund 25-40% des Erdgases (in Abhängigkeit des gebrauten Biers), benötigt für die Brennstoffzelle.

Dieser erneuerbare Wasserstoff wird direkt für die vier 250 kW Hochtemperatur-Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle verwendet und substituiert so Erdgas als Energieträger. Die vier Brennstoffzellen von FuelCell Energy Inc. liefern rund 1 MW Spitzenleistung und können praktisch 100% des Grundlastbedarfs an Energie abdecken. Die Wärme der Brennstoffzellen wird gesammelt und für die Dampferzeugung, benötigt für den Brauprozess, und allgemeine Heizzwecke verwendet.

Ein interessanter konzeptioneller Ansatz ist, dass die Brauerei Strom von der Brennstoffzelle über einen Liefervertrag mit Alliance Power / FuelCell Energy bezieht – welche auch die Brennstoffzellen betreiben - und somit den Aufwand für Wartung und andere Probleme minimiert. Nach 12 Monaten Betriebszeit hat die Brauerei die Option das Kraftwerk von Alliance Power und FuelCell Energy zu kaufen.

Die gesamten Projektkosten werden mit rund €5,6 Millionen (\$7 Millionen) beziffert, wobei in dieser Summe bereits auch die Kosten für Betrieb und Wartung, Wasserstoffproduktion für die ersten fünf Jahre enthalten sind. Die Brauerei erhielt aber rund €1,92 Millionen (\$2,4 Millionen) vom Self-Generation-Incentive Program der California Public Utility Commission (CPUC) in Kooperation mit dem kalifornischen Energieversorger PG&E (Pacific Gas and Electric). Weitere

Unterstützung kam auch vom Climate Change Fuel Cell Programm des U.S. Department of Defense.



Abbildung 1: Die vier FuelCell Energy Inc. Hochtemperatur-Schmelzkarbonat-Brennstoffzellen, installiert von Alliance Power mit einer Gesamtleistung von 1 MW (Stadler et al., 2006).

Unter Berücksichtigung dieser Subventionen ergeben sich Amortisationszeiten von weniger als fünf Jahren, was gleichzusetzen ist mit jährlichen Einsparungen von €20.000 (\$400.000).

Tabelle 6: California Self-Generation-Incentive-Program für das Jahr 2006. Quelle PGE (2006).

Technologie	Kraftstoff	Anreiz [US\$/kW]	Max. Leistung [kW]
Photovoltaik		2.500	5.000
Windkraft		1.500	
Brennstoffzelle	erneuerbar	4.500	
Verbrennungskraftmaschine		1.000	
Mikroturbine, Gasturbine		1.300	
Brennstoffzelle	konventionell (z.B. Erdgas)	2.500	
Mikroturbine, Gasturbine		800	
Verbrennungskraftmaschine		600	

Das Projekt wurde (zumindest offiziell) freudig von PG&E unterstützt und zeigt wie ein Energieversorger sein Image durch solche Projekte aufpolieren kann. Daniel D., Vizepräsident Öffentlichkeitsarbeit und Regierungsbeziehungen: “PG&E is proud to have partnered with Sierra Nevada in this endeavor which has such a positive impact on the local community and the environment. Sierra Nevada's success in fuel cell energy demonstrates its foresight and innovation not only among breweries, but among American companies. The fuel cell rebate presented today represents one of the many ways in which PG&E helps customers manage their energy needs.”

Das installierte Brennstoffzellensystem entlastet die Umwelt im Ausmaß von 500 PKWs⁸.

6.2. Dezentrale Energieerzeugung mit Absorptionskühlung in einem Bürogebäude

Der East Bay Municipal Utility District (EBMUD) ist ein öffentlicher Wasserversorger und

⁸ Die Berechnung der Reduktion der Emission ist basierend auf dem kalifornischen Elektrizitätssystem und wurde mit dem CHP Emission Calculator bestimmt. Siehe auch http://www.epa.gov/chp/project_resources/calculator.htm.

Abwasserentsorger, welcher ein Gebiet von rund 840km² mit 1.3 Millionen Kunden in der Bucht von San Francisco versorgt. EBMUD betreibt eine Vielzahl von Pumpen um die Wasserversorgung sicherzustellen und trotz allem ist der größte Energieverbrauch im eigenen Verwaltungsgebäude gegeben. EBMUD entschied sich deshalb eine dezentrale KWK-Anlage am Dach des Bürogebäudes zu installieren.

Die Erhöhung der Zuverlässigkeit der Versorgung, sowie die Reduzierung der Energiekosten in Zeiten von großer finanzieller und technischer Unsicherheit im Energiesektor (Enron) führten zu der Überlegung eine kleine Mikroturbinen-KWK Anlage zu installieren (Juli 2003).

Das System besteht aus zehn 60 kW Capstone Mikroturbinen und einer 633 kW Absorptionskühlanlage von YORK. Ursprünglich wurden auch Brennstoffzellen bei der Planung berücksichtigt, aber aufgrund des großen Gewichts verworfen. Letztendlich wurden die leichteren Mikroturbinen am Dach des Gebäudes montiert, welche aufgrund der niedrigeren Emissionen regulären Gas-Verbrennungsmotoren vorgezogen wurden. Das System produziert genug Abwärme um 60% der Kühllast, welche ursprünglich durch einen 880 kW Kompressorkühler gedeckt wurde, zu liefern.



Abbildung 2: Vier der zehn Capstone Mikroturbinen am Dach des Bürogebäudes in Oakland.

Die Gesamtkosten des Systems betragen ca. €2.008.000 (\$2.510.000) mit folgenden Einzelkostenkomponenten:

- System Design: €100.000 (\$125.000)
- 10 Capstone Mikroturbinen: €880.000 (\$1.100.000)
- Installation der Turbinen: €328.000 (\$410.000)
- Absorptionskühler von YORK: €288.000 (\$360.000)
- Elektrischer / Gas Anschluss: €104.000 (\$130.000)
- Servicevertrag: €80.000 (\$100.000)
- Zulassungsgenehmigung: €24.000 (\$30.000)
- Sonstige Kosten: €204.000 (\$255.000)

EBMUD erhielt einen Kredit über €1.600.000 (\$2.000.000) mit 3% Jahreszinssatz von der California Energy Commission (CEC), welcher innerhalb von 11 Jahren zu bezahlen ist. Weiters wurden €720.000 (\$900.000) vom California Self-Generation Incentive Program in Form eines Investitionszuschusses ausbezahlt.

Charakteristisch für die EBMUD Anlage ist, dass einzelne Mikroturbinen nur dann betrieben werden, wenn genug Kühllast verfügbar ist, womit sichergestellt wird, dass die Gesamteffizienz der Anlage maximiert wird. Es handelt sich somit um eine Wärme geführte Anlage, die versucht als erstes die thermische Nachfrage zu befriedigen.

Hier zeigt sich wieder die grundsätzliche Problematik der Energielieferung an das Netz. EBMUD ist es aufgrund einer Übereinkunft mit dem lokalem Netzbetreiber PG&E nicht erlaubt in das Netz einzuspeisen und deshalb ist auch die wirtschaftliche Ausbeute der Anlage limitiert. Wäre es EBMUD erlaubt an das Netz zu liefern, könnte die finanzielle Ausbeute, aufgrund der Stromverkäufe, erhöht werden.

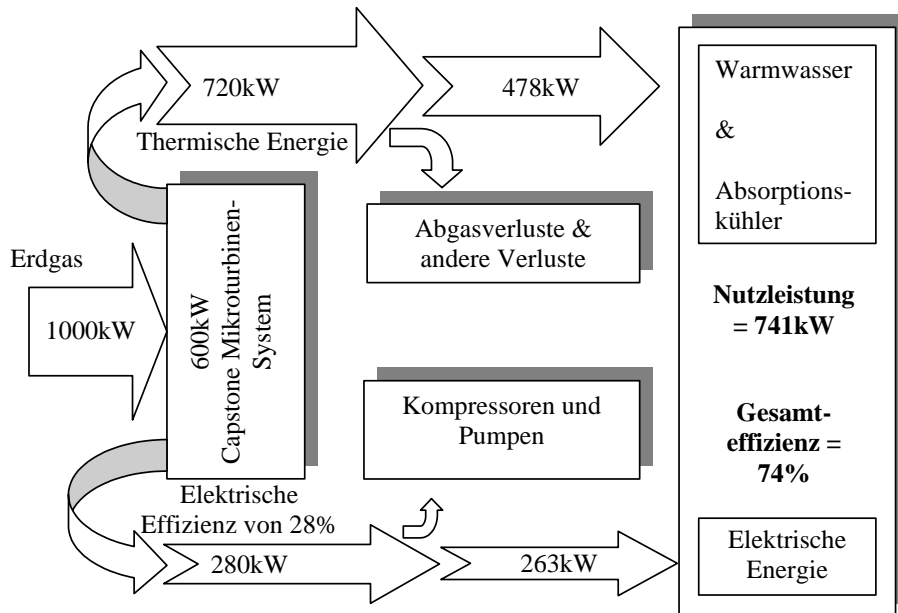


Abbildung 3: Leistungsdiagramm für das EBMUD Bürogebäude in Oakland, Kalifornien.

Die Anlage emittiert nur 0,1kg NO_x/MWh_{el}, was ca. 7% der durchschnittlichen NO_x Emission pro kWh des US Stromsektors entspricht. In Österreich entsprechen die 0,1kg NO_x/MWh_{el} einem höheren Wert, aufgrund der höheren Güte der Kraftwerke und der Wasserkraft.

7. Unterstützung von DEA mit KWK in Österreich

Die wichtigste EU Richtlinie zur Unterstützung von dezentraler KWK und Mikro-KWK ist die Richtlinie 2006/32/EG über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistung, welche vom Europäischen Parlament und Rat der Europäischen Union am 5. April 2006 beschlossen wurde.

Zweck der Richtlinie ist es, die Effizienz der Energienutzung (z.B. Elektrizität, Erdgas, Flüssiggas, Brennstoffe wie Stein- Braunkohle, Biomasse, Kraftstoffe) in den einzelnen Mitgliedsstaaten zu steigern. Erklärtes Ziel ist es einen nationalen Energieeinsparwert von 9% zu erreichen. D.h. für das neunte Jahr der Anwendung der Richtlinie 2006/32/EG soll die kumulierte Einsparung 9% pro Mitglied betragen. Zur Berechnung eines Durchschnittsjahres werden die letzten fünf Jahre vor der Umsetzung der Richtlinie herangezogen, ohne jegliche Bereinigung z.B. nach Heizgradtagen. Wesentlich ist das die 9% durch Maßnahmen zu Stande kommen, die durch diese Richtlinie abgedeckt werden. KWK und Mikro-KWK wird explizit für den Wohn-, Tertiär- und Industriesektor hervorgehoben. Es werden aber keine Förderwerte für KWK und Mikro-KWK festgelegt.

Eine detaillierte Beschreibung der Richtlinie findet sich unter Amtsblatt der Europäischen Union (2006).

Das Österreichische Ökostromgesetz regelt im Abschnitt 2 „Elektrische Energie aus KWK-

Anlagen und mittleren Wasserkraftanlagen“ (Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich, 2006) die KWK Unterstützung. Es legt fest, dass KWK-Anlagen nur dann gefördert werden, wenn

- eine Einsparung des Primärenergieträgereinsatzes und CO₂ Emissionen im Vergleich zu getrennter Strom- und Wärmeerzeugung erzielt wird und
- der Betrieb der öffentlichen Fernwärmeversorgung dient.

Ziel der KWK Förderung ist es, die Errichtung neuer KWK-Anlagen bis zum Ausmaß von 2 GW_{el} bis zum Jahre 2014 zu unterstützen Für neue KWK-Anlagen werden 10% des Investitionsvolumens jedoch maximal:

- 100€kW_{el} für Anlagen kleiner als 100 MW
- 60€kW_{el} für Anlagen zwischen 100 MW und 400 MW und
- 40€kW_{el} für Anlagen größer als 400 MW vergütet.

Voraussetzung für den Erhalt der Investitionszuschüsse ist, dass keine weiteren Subventionen in Anspruch genommen werden. Die gesamte Fördermenge ist auf 60 Millionen Euro (2006 – 2012) beschränkt und rund 30% des Geldes ist für Industrieanwendungen und 70% für nicht Industrieanwendungen vorgesehen.

Die „geringen“ (im Vergleich zu Kalifornien, siehe Tabelle 6) Unterstützungszahlungen bestehen nur für KWK-Anlagen, die eine Einspeisung in die öffentliche Fernwärme besitzen und somit besteht für Österreich praktisch keine Unterstützung für dezentrale (Mikro-) KWK, die aber nach E-Bridge (2005), ein großes Potential besitzt.

8. Schlussfolgerungen

Die Fallbeispiele aus den USA zeigen, dass bereits jetzt Verbrennungsmotoren, Mikroturbinen und Absorptionskühler die Marktreife erlangen. Die Beispiele lassen erkennen, dass Verbrennungsmotoren und Mikroturbinen bereits ab 800€kW (mit Wärmeauskopplung) verfügbar sind, was in den Kostenbereich von modernen GuD Anlagen kommt und somit zum Teil bereits konkurrenzfähig sind.

Die Installationskosten von Brennstoffzellen liegen jedoch noch in Bereichen über 2.000€kW. Es wird nicht erwartet, dass Brennstoffzellen vor dem Jahre 2015 erheblich in den Markt drängen werden.

In Kalifornien werden aber die Brennstoffzellen und Mikroturbinen großzügig vom California Self-Generation-Incentive-Program (SGIP) unterstützt, welches für Brennstoffzellen bis zu 4500\$/kW zur Verfügung stellt! Das SGIP Programm, welches für Groß- & Gewerbekunden vorgesehen ist, umfasst für das Jahr 2006 rund 192 Millionen Dollar und steigerte die installierte elektrische dezentrale Kapazität auf ca. 9,1 GW (April 2005), was rund 15% der gesamten kalifornischen Kraftwerksleistung entspricht.

Aber ohne dem SGIP würden die durchschnittlichen Amortisationszeiten für die in dieser Arbeit untersuchten Technologien für a) Verbrennungskraftmaschinen bei 3 - 4 Jahren, b) Mikroturbinen bei 8 - 12 Jahren und c) Brennstoffzellen bei 8 - 17 Jahren liegen (in abhängig der verwendeten Abwärme und Lastprofile). Weiters haben Untersuchungen in Kalifornien aber gezeigt, dass rund 50% der Konsumenten, die dezentrale KWK-Anlagen installieren, eine Amortisationszeit von nur max. 2 Jahren akzeptieren, was wiederum bedeutet, dass nur die Verbrennungskraftmaschinen - ohne Subventionen - für einige wenige Anwender in Frage kommen (California Energy Commission, 2005).

Diese Überlegungen zeigen, dass es in naher Zukunft notwendig sein wird, nationale Fonds und Finanzierungsverfahren - im Sinne der EU Direktive - einzuführen, die dezentrale (Mikro-) KWK-Anlagen unterstützen. Ohne einer solche Unterstützung würden nur wenige Verbrennungskraftmaschinen dort installiert, wo es eine gute Erdgasversorgung gibt (oder



alternativ Biogas angeboten wird), was aber im Sinne der Umweltentlastung nicht sinnvoll erscheint, da dezentrale Verbrennungskraftmaschinen meist hohe Abgaswerte (NO_x) aufweisen, zumindest ohne aufwendige Abgasnachbehandlung.

9. Literatur

- Advanced Design Guideline Series (1998): „Absorption Chillers“, Southern California Gas Company, New Buildings Institute, November 1998.
- Amtsblatt der Europäischen Union (2006): „Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. April 2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/EWG des Rates“, Europäische Union.
- Amtsblatt der Europäischen Union (2004): „Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Februar 2004 über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG“, Europäische Union.
- Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich (2006): „105. Bundesgesetz: Ökostromgesetz-Novelle 2006, 105. Bundesgesetz, mit dem das Ökostromgesetz, das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz und das Energie-Regulierungsbehördengesetz geändert werden (Ökostromgesetz-Novelle 2006)“, Jahrgang 2006 Ausgegeben am 27. Juni 2006 Teil I.
- California Energy Commission (2005): “Assessment of California Combined Heat and Power Market and Policy Options for Increased Penetration”, Peer Collaborative Report, CEC-500-2005-173, November 2005.
- E-Control GmbH (2005): Studie „Dezentrale Erzeugung in Österreich“.
- E-Bridge (2005): „Endbericht, Studie über KWK-Potentiale in Österreich“, E-Bridge Consulting GmbH, Technisches Büro Dr. Theissing Graz, FH Joanneum Kapfenberg, Technische Universität Graz, November 2005.
- Keywan Riahi (2003): „Langfristige Potential der Wasserstoffwirtschaft zur Senkung von CO₂ Emissionen im 21 ten Jahrhundert“, International Institute for Applied System Analysis (IIASA), Energiegespräche, Technisches Museum, Wien, 30. September 2003.
- KOM(2006) 105 endgültig: „Grünbuch – Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie“, Kommission der Europäischen Gemeinschaften (8.3.2006).
- Marnay Chris, Giri Venkataramanan, Michael Stadler, Afzal Siddiqui, Ryan Firestone, Bala Chandran (2007): “Optimal Technology Selection and Operation of Microgrids in Commercial Buildings”, IEEE 2007 Power Engineering Society General Meeting, 24-28 June 2007, Tampa, FL USA (*forthcoming*).
- Midwest CHP Application Center (2003): „Combined Heat & Power (CHP) Resource Guide“, Midwest CHP Application Center, University of Illinois at Chicago, Energy Resources Center, Avalon Consulting Inc., September 2003.
- PGE (2006): http://www.pge.com/suppliers_purchasing/new_generator/incentive/index.html
- Stadler Michael (2003): „The relevance of demand-side-management and elastic demand curves to increase market performance in liberalized markets: The case of Austria“, Dissertation Vienna University of Technology, November 2003.
- Stadler Michael, Tim Lipman, Chris Marnay, Vince McDonnell (2006): „Pacific Region CHP Application Center for California, Nevada, and Hawaii Task 1.3 - Case Studies“, Pacific Region CHP Application Center for California, September 2006.
- The Fuel Cell Review (2005): „Imaging sheds new light on fuel-cell performance“, Article: „Cogeneration Nation“, Institute of Physics Publishing, ISSN 1743-3029, Volume 2 Issue 5 Oct/Nov 2005.

<http://www.ballard.com/>

<http://www.capstoneturbine.com/>

<http://www.energyagency.at/opet/fuelcell.htm>

http://www.epa.gov/chp/project_resources/calculator.htm

<http://www.fuelcells.org/>