

Systemtechnik und Netzmanagement für ein effizientes Strom-Wärme-System

Die Transformation des Energieversorgungssystems zu einer de-karbonisierten Energiebereitstellung bedingt ein koordiniertes Zusammenspiel der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr.

Die Aufnahme von Wind- und Sonnenenergie in das Netz kann durch genaue Einspeiseprognosen optimiert werden. Die Kopplung zum Wärmesektor mittels Blockheizkraftwerk, Wärmepumpe und Heizstab ermöglicht die weitere Flexibilisierung der Nachfrageseite. Diese Interaktion wird durch intelligente Lösungen der Systemtechnik für das Energie- und Netzmanagement ermöglicht.

Bedingt durch den drohenden Klimawandel und durch die knapper werdenden Rohstoffe steht die Weltbevölkerung, insbesondere in den Industrieländern, vor der größten Herausforderung des 21. Jahrhunderts: der Transformation des Energieversorgungssystems. Diese Transformation beinhaltet zwei Hauptaufgaben:

- Substitution der fossilen Brennstoffe durch erneuerbare Energieträger
- drastische Reduzierung des Energieverbrauchs durch Effizienzmaßnahmen.

Die Umgestaltung betrifft die Sektoren Strom, Wärme, Verkehr und alle zugehörigen Bereiche wie Erzeuger, Netze, Speicher, Verbraucher und Märkte. Durch den Einsatz der erneuerbaren Energien wird der Stromsektor die zentrale Rolle übernehmen und den Wärme- und Mobilitätsbereich mit bedienen. Die direkte Stromerzeugung mit Wind- und Sonnenenergie führt nicht nur zu einer drastischen Reduktion der Kohlendioxid-Emissionen, sie beinhaltet auch eine enorme Steigerung der Effizienz durch die Vermeidung ungenutzter Abwärme.

Eine Vollversorgung mit regenerativen Energien ist technisch möglich, ökologisch und klimatechnisch unbedingt notwendig und auf lange Sicht ökonomisch vorteilhaft. Die Herausforderungen sind die konsequente Umgestaltung der Energieversorgungsstruktur und der hohe Investitionsaufwand zu Beginn der Transformation. Sie erfordert weiter einen verstärkten Technologie- und Wissenstransfer sowie das Umdenken beim Umgang mit den zunehmend begrenzten Ressourcen.

Bedeutung der Strom-Wärme-Kopplung für die Energiewende

Unser heutiges Energieversorgungssystem benötigt ca. 3600 TWh Primärenergie, die sich auf die Sektoren Strom (1.438 TWh), Wärme (1.363 TWh) und Verkehr (767 TWh) aufteilen. Das Ziel der Energiewende muss es sein, den Primärenergieeinsatz drastisch zu verringern und die CO₂-Emissionen auf ein Minimum zu reduzieren. Diese Forderungen können nur durch den massiven Ausbau der erneuerbaren Energien und der damit verbundenen Transformation des Energiesystems erfüllt werden.

Der überwiegende Anteil der benötigten Energie wird im Stromsektor benötigt, da der Bedarf der anderen Sektoren Wärme und Verkehr ebenfalls mit erneuerbaren Energien in Form von Elektrizität gedeckt wird. Dabei werden Wind und Sonne den überwiegenden Anteil generieren. Da die fluktuierende Einspeisung von Wind- und PV-Strom regelmäßig sowohl zu Überschüssen als auch Defiziten im Stromsektor führt, ist das ausgleichende Zusammenspiel der Energiesektoren für das Gelingen der Energiewende von zentraler Bedeutung.



Fraunhofer IWES
Dr. Kurt Rohrig
kurt.rohrig@iwes.fraunhofer.de

Dr. Philipp Strauß
philipp.strauss@iwes.fraunhofer.de

Fraunhofer ISE
Dr. Christof Wittwer
christof.wittwer@ise.fraunhofer.de

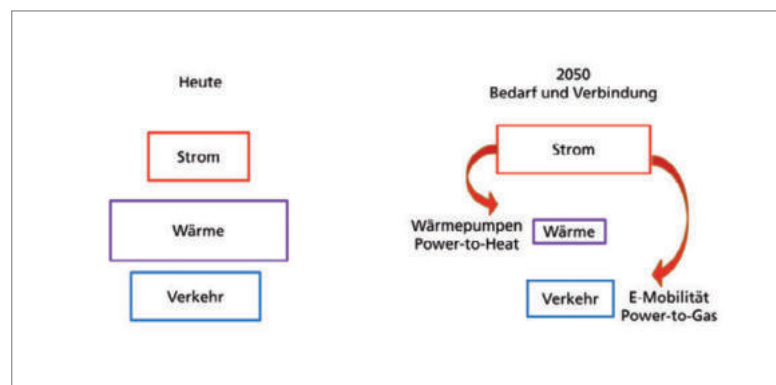
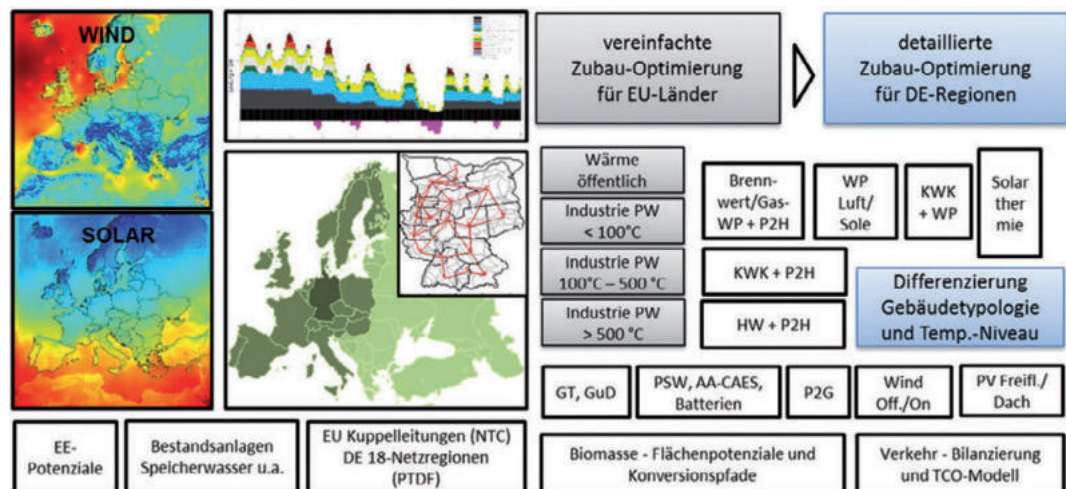


Abbildung 1
Verknüpfung der Sektoren
für die Transformation der Energieversorgung

Abbildung 2
Simulationsumgebung
 für die Modellierung des Gesamtsystems



Modellierung und Analyse der Interaktion Strom–Wärme

Um die Kopplung von Strom- und Wärmeversorgung aus technischer, wirtschaftlicher und vor allem ökologischer Sicht nachhaltig zu gestalten, ist die Modellierung und Simulation der Systeme und deren Interaktion eine wichtige Voraussetzung. Hier gilt es, das Gesamtsystem auf nationaler oder europäischer Ebene zu simulieren und zu analysieren um daraus Anforderungen und Besonderheiten auf regionaler und lokaler Ebene abzuleiten. Danach kann die Funktionalität auf lokaler Ebene mit Hilfe von Simulationen bezüglich der genannten Kriterien geprüft und ausgewertet werden. Besonderheiten und Restriktionen sollten dann wieder an das übergeordnete System gegeben und dort wiederum für Anpassungen herangezogen werden.

Das Fraunhofer IWES hat für diesen Zweck eine leistungsstarke Simulationsumgebung entwickelt. Die Basis bildet ein High-Performance-Rechencluster mit 380 CPU Cores und 2560 GB Memory.

Die *Abbildung 2* zeigt das modular aufgebaute Simulationsmodell des Fraunhofer IWES. Neben der zeitlich-räumlich hoch aufgelösten Simulation der Einspeisung von Wind- und Sonnenenergie werden alle Möglichkeiten des Lastmanagements inklusive der Wärmeversorgung und deren Einfluss auf das Gesamtsystem analysiert. Ziel der Interaktion und des Leistungs- und Energiemanagements ist es, die Schwankung der Residuallast (Last minus Einspeisung Wind/PV) zu minimieren. Die Variation der Residuallast bildet sich auch auf den Preis an der Strombörse ab und kann als Steuersignal herangezogen werden.

Abbildung 3 zeigt den Verlauf der Residuallast eines Ausbauszenarios der Leitstudie 2011 für 14 Tage in stündlicher Auflösung und als Jahresdauerlinie. In der

Abbildung sind verschiedene Flexibilisierungsoptionen und deren jeweilige Auswirkung auf die Variation der Residuallast untersucht worden:

- Lastmanagement Haushalt (Demand Side Management = DSM)
- Klimatisierung
- Elektromobilität (E-Kfz)
- Wärmepumpen

Regionale und lokale Prognosen für Sonne und Wind

Neben der Modellierung und Bestimmung der aktuellen Einspeisesituation ist die Vorhersage der kurz- und mittelfristig erwarteten Stromerzeugung durch Sonne und Wind ein weiteres Schlüsselement für die Transformation der Energieversorgung. Damit Überschüsse und Defizite bei den regenerativen Energien effizient durch die Kopplung von Strom- und Wärmeversorgung ausgeglichen werden können, ist die präzise Vorhersage der Einspeisung ein wichtiger Bestandteil für das sektorübergreifende Energiemanagement. Heute sind vor allem Vorhersagen für Regelzonen und das Bundesgebiet für die Energiewirtschaft gefordert. Doch für die Interaktion der Strom- und Wärmeversorgung werden auch Vorhersagen für kleinere Regionen (Stadtgebiete, Landkreise, Netzstränge) zunehmend wichtiger. Neben den Vorhersagen der Solarstrahlung und der Temperatur aus den Wettermodellen des Deutschen Wetterdienstes (DWD) werden Satellitendaten für die Berücksichtigung kurzfristiger Wolkenzüge verwendet. Mit Hilfe der Wind- und PV-Prognosen können der Einsatz von Wärmepumpen und Power-to-Heat-Anwendungen sowie von KWK-Anlagen für ein effizientes Energiemanagement optimiert und abgestimmt werden.

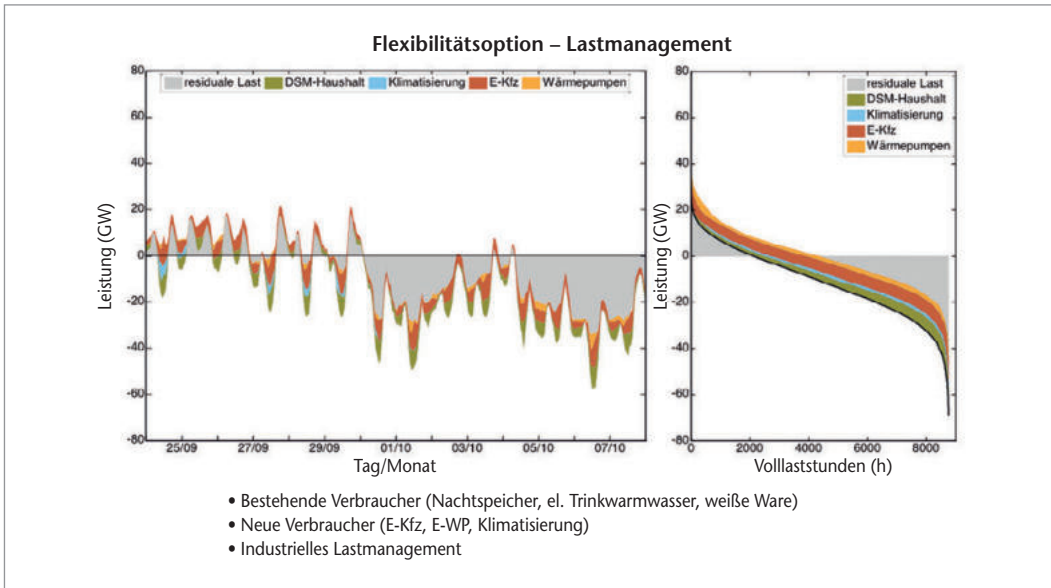


Abbildung 3
Verlauf der Residuallast mit verschiedenen Flexibilisierungsoptionen

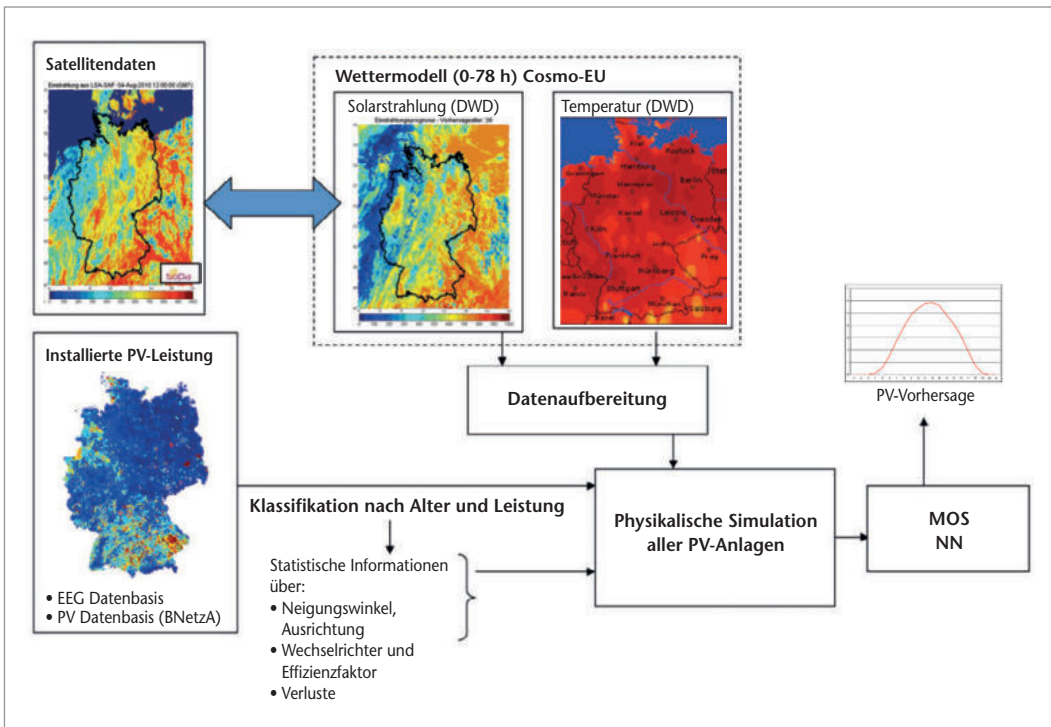


Abbildung 4
Aufbau des IWES-PV-Prognosemodells

Beispiele für intelligentes Netz- und Energiemanagement

Im Rahmen des E-Energy Projekts „Regenerative Modellregion Harz“ wurde ein regionales virtuelles Kraftwerk aufgebaut, welches die Aufgabe hat, die regenerativen Energien in der Region maximal zu nutzen und gleichzeitig die Belastung des übergeordneten Netzes zu reduzieren.

Ein bemerkenswertes Ergebnis ist, dass durch den gezielten und abgestimmten Einsatz von Biogasanlagen, KWK und Wärmepumpen die erforderliche

Netzkapazität um 20 % (von 1056 MW auf 818 MW) reduziert werden kann.

Abbildung 5 zeigt die Einsparpotenziale bei der Netzkapazität durch Last- und Einspeisemanagement. Ohne Lastmanagement führt das Einspeisemanagement mit einer Einbuße von einem Prozent des Energieertrags zu einer Reduktion der Netzkapazität um 413 MW. Mit intelligentem Lastmanagement kann diese um 627 MW verringert werden.

In dem E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim wurde ein Steuerungssystem für das dezentrale Ener-

Abbildung 5
Reduktion der erforderlichen Netzkapazität durch Lastmanagement und Einspeisemanagement

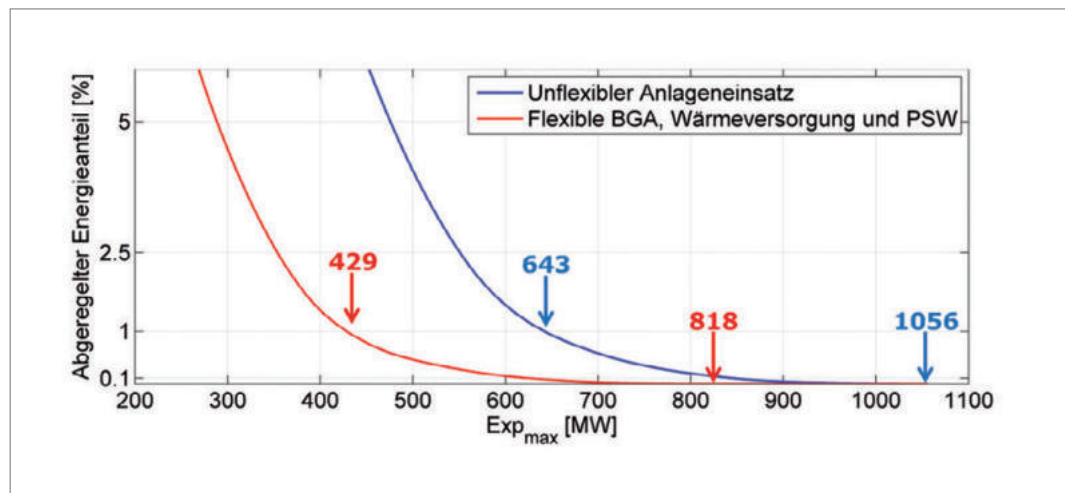
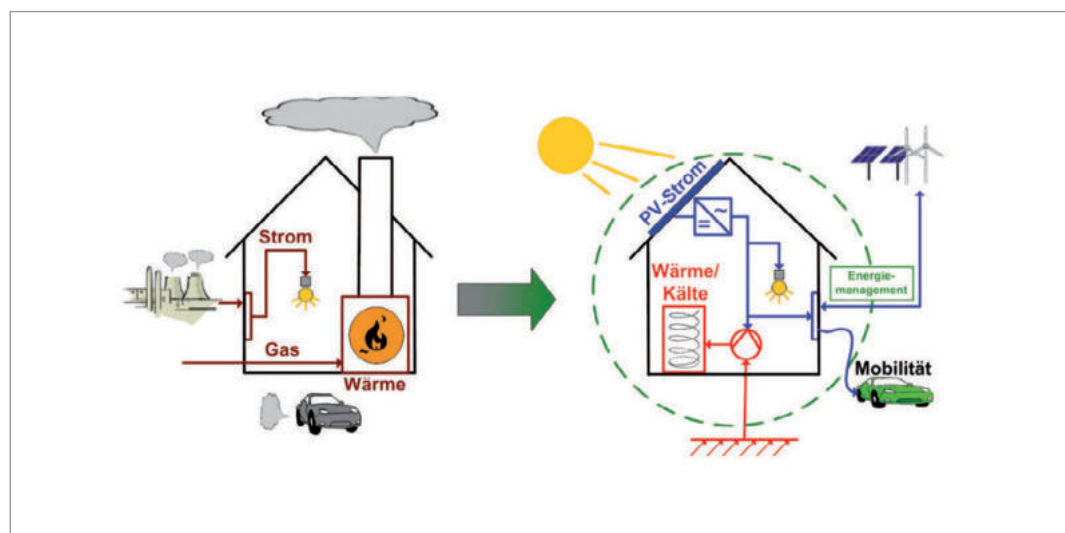


Abbildung 6
Gesteigerte Lastverschiebungspotenziale:
 Vergleich des Strom- und Wärmemanagements eines konventionellen Haushaltes mit zukünftigen Optionen unter Einsatz von Wärmepumpe und Elektromobilität.



giemanagement in Haushalten entwickelt. In etwa 500 Haushalten wurde getestet, inwiefern sich Verschiebungspotenziale über Strompreissignale heben lassen. In Feldversuchen wurden unter anderem Waschmaschinen und Kühlschränke gesteuert und damit gezeigt, dass Lasten in großem Maßstab dezentral verschoben werden können. Es hat sich herausgestellt, dass zwar die Verschiebungspotenziale der heute typischen verschiebbaren Lasten nur sehr begrenzt sind. Extrapoliert man jedoch diesen Ansatz für zukünftige Haushalte mit deutlich größeren elektrischen Lasten wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen bieten sich deutlich interessantere Anreize für das preisgesteuerte Lastmanagement.

Erste Abschätzungen zu Verschiebepotenzialen sind in *Abbildung 7* dargestellt. Die möglichen Verschiebepotenziale sind sowohl als Antwort auf den EEX-Börsenpreis als auch mit dem Ziel des Eigenverbrauchs aus Photovoltaikanlagen dargestellt.

Die Ermittlung der Einsparung bezüglich des EEX-Preises wurde hier über die Differenz zwischen durchschnittlichem Preis der sechs teuersten und der sechs günstigsten Stunden am Tag, gemittelt über alle Tage des Jahres durchgeführt. Entsprechende Verschiebepotenziale wurden beispielhaft abgeschätzt. Die Basis bildete jeweils der Jahresenergiebedarf der Anwendungen. Für die Haushaltsgeräte wurde ein geschätzter Mittelwert für Wäschetrockner, Kühl-/Gefriergeräte mit Latent-Kältespeicher angesetzt. Beim Elektrofahrzeug wurde angenommen, dass es, falls nicht unterwegs, stets mit dem Netz verbunden ist.

Hier wurde ein Verbrauch von etwa 2000 kWh pro Jahr angenommen. Für die Wärmepumpe wurde ein jährlicher Bedarf von 1500 kWh thermisch für Warmwasser und 4500 kWh thermisch für Raumwärme angesetzt. Zur Verschiebung der elektrischen Last wurden ein Warmwasser-Pufferspeicher und die Nutzung der Gebäudemasse-Wärmekapazität vorausgesetzt. Die saisonale Abhängigkeit der Wärmepumpe

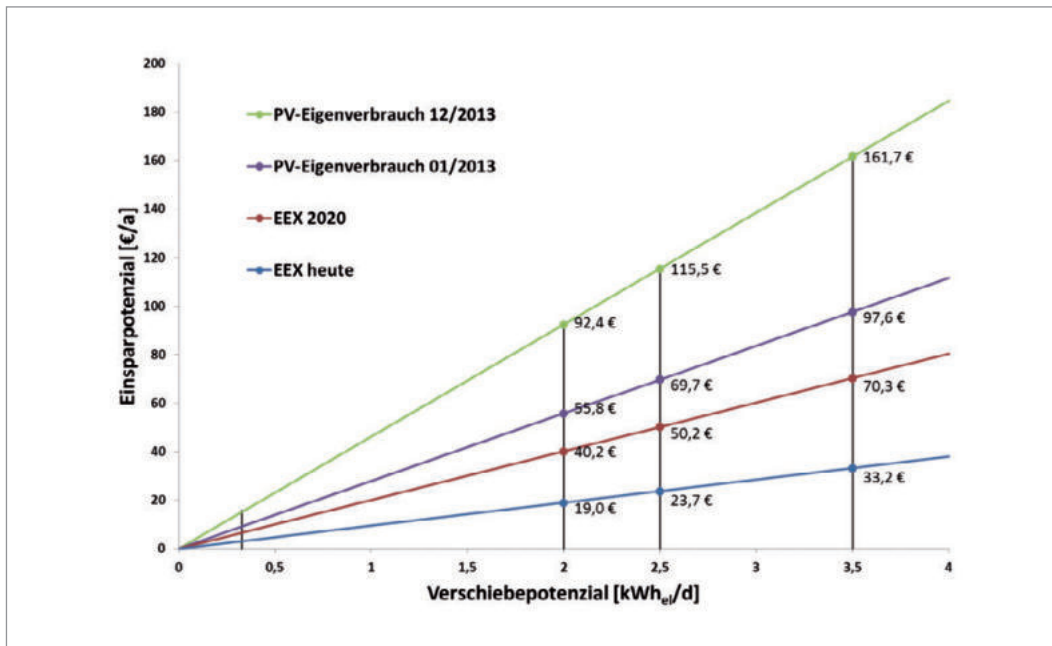


Abbildung 7

Grobe Abschätzung zum Verschiebepotenzial und dem damit verbundenen jährlichen Einsparpotenzial durch dezentrales Energiemanagement (Fraunhofer IWES)

bei PV-Eigenstromoptimierung wurde jedoch nicht berücksichtigt und ist Gegenstand geplanter Untersuchungen.

Die Fraunhofer-Institute IWES, ISE und IIS arbeiten im vom BMU geförderten Projekt OGEMA 2.0 zurzeit an der Fertigstellung des OGEMA-Gateways, das Schnittstellen zwischen den entsprechenden Geräten im Gebäude und dem Stromnetz bzw. auch dem Preissignal realisiert und quasi als Betriebssystem für Energiemanagement-Anwendungen und für die Nutzer-Schnittstelle fungieren kann.