

# IEA Demand Side Management Task 17: Integration von verbraucherseitigen Maß- nahmen, Verteilter Erzeugung, Erneuerbare Energien und Energiespeicher (Phase 3)

Arbeitsperiode 2013 - 2016    M. Stifter

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

## 7/2017

## **Impressum:**

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:  
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie  
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:  
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien  
Leiter: DI Michael Paula

Liste sowie Downloadmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter  
<http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

IEA Demand Side Management  
Task 17: Integration von verbraucher-  
seitigen Maßnahmen, Verteilter  
Erzeugung, Erneuerbare Energien  
und Energiespeicher (Phase 3)

Arbeitsperiode 2013 - 2016

Matthias Stifter, Tara Esterl, Stephanie Kaser,  
Werner Friedl, Sara Ghaemi  
Austrian Institute of Technology

Wien, Oktober 2016

**Ein Projektbericht im Rahmen der Programmlinie**

**IEA** FORSCHUNGS  
KOOPERATION

Impulsprogramm Nachhaltig Wirtschaften

Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie



## Vorbemerkung

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Programm FORSCHUNGSKOOPERATION INTERNATIONALE ENERGIEAGENTUR. Es wurde vom Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie initiiert, um Österreichische Forschungsbeiträge zu den Projekten der Internationalen Energieagentur (IEA) zu finanzieren.

Seit dem Beitritt Österreichs zur IEA im Jahre 1975 beteiligt sich Österreich aktiv mit Forschungsbeiträgen zu verschiedenen Themen in den Bereichen erneuerbare Energieträger, Endverbrauchstechnologien und fossile Energieträger. Für die Österreichische Energieforschung ergeben sich durch die Beteiligung an den Forschungsaktivitäten der IEA viele Vorteile: Viele Entwicklungen können durch internationale Kooperationen effizienter bearbeitet werden, neue Arbeitsbereiche können mit internationaler Unterstützung aufgebaut sowie internationale Entwicklungen rascher und besser wahrgenommen werden.

Dank des überdurchschnittlichen Engagements der beteiligten Forschungseinrichtungen ist Österreich erfolgreich in der IEA verankert. Durch viele IEA Projekte entstanden bereits wertvolle Inputs für europäische und nationale Energieinnovationen und auch in der Marktumsetzung konnten bereits richtungsweisende Ergebnisse erzielt werden.

Ein wichtiges Anliegen des Programms ist es, die Projektergebnisse einer interessierten Fachöffentlichkeit zugänglich zu machen, was durch die Publikationsreihe und die entsprechende Homepage [www.nachhaltigwirtschaften.at](http://www.nachhaltigwirtschaften.at) gewährleistet wird.

Dipl. Ing. Michael Paula

Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie



# 1 Inhaltsverzeichnis

1	Kurzfassungen in Deutsch und Englisch.....	5
1.1	Kurzfassung.....	5
1.2	Summary .....	6
2	Einleitung.....	7
2.1	IEA DSM Technology Collaboration Program .....	7
2.2	Motivation und Hintergrund .....	10
2.3	Stand der Technik .....	10
2.4	Relevante Vorarbeiten.....	11
2.5	Projektstruktur und Aufbau des Dokuments.....	11
3	Hintergrundinformation zum Projekteinhalt.....	13
3.1	Kooperationsprojekt.....	13
3.2	Projektziele (Kooperationsprojekt und österreichisches Teilprojekt).....	13
3.3	Methodik, Daten und Vorgehensweise.....	14
4	Ergebnisse des Projektes .....	15
4.1	Subtask 10 - Roles and Potentials of Flexible Consumers and Prosumers.....	15
4.2	Subtask 11 - Valuation Analysis of Residential Demand Side Flexibility .....	17
4.3	Subtask 12 - Best Practices and Lessons Learned.....	21
4.4	Subtask 13 - Conclusion and Recommendations .....	23
4.5	Veröffentlichungen.....	25
5	Vernetzung und Ergebnistransfer .....	27
5.1	Österreichische Zielgruppe.....	27
5.2	Nationale Vernetzungswshops .....	27
5.3	Relevanz und des Nutzens der Projektergebnisse .....	28
6	Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen.....	29
6.1	Zusammenfassung .....	29
6.2	Erkenntnisse .....	30
6.3	Weiterführende Aktivitäten .....	30
7	Verzeichnisse .....	32
7.1	Weiterführende Links und Website .....	32
7.2	Abkürzungsverzeichnis.....	32
7.3	Literaturverzeichnis .....	33
8	Anhang .....	34

# 1 Kurzfassungen in Deutsch und Englisch

## 1.1 Kurzfassung

### Ausgangssituation/Motivation

Intermittierende Erzeugung elektrischer Energie, wie beispielsweise Wind oder Fotovoltaik, stellen eine besondere Herausforderung für die elektrischen Netze und Energiemärkte dar. Um diese erneuerbaren Energieformen optimal integrieren zu können, werden daher lokal und global sowohl im Bereich Netzwerk Management als auch im Bereich Energiemärkte neue Ansätze entwickelt. Lösungsansätze umfassen im Wesentlichen die Erhöhung der Flexibilität auf Erzeugungsseite durch Optimierung des Zusammenspiels verschiedener Energieträger, die Erhöhung der Speicherkapazitäten im Netz sowie die Flexibilisierung des Energieverbrauchs durch verbraucherseitige Maßnahmen.

Dieser Task befasst sich mit *Demand Flexibility* Maßnahmen zur optimalen Netzintegration erneuerbarer Energien. Besonderer Fokus wird auf die Rolle von flexiblen Lasten im Bereich der Haushalte und Gebäude gelegt.

Im privaten Verbrauchersektor steht die Maximierung des Eigenverbrauchs der dezentral erzeugten Energie immer mehr im Vordergrund. Aktuelle Entwicklungen der Förderregime zeigen dies (z.B. Deutschland). Die Anpassung des Verbrauchs an die Erzeugung ist ein stetig wachsender wichtiger Faktor bei dieser Integration.

Besonders die Elektromobilität bringt große Potentiale und Notwendigkeit im Bereich der verbraucherseitigen Steuerung großer Lasten. International gibt es dazu rasante Entwicklungen – sei es im Bereich der Standardisierung (CEN/CENELEC/IEC) oder der Energiewirtschaft (e-laad.nl, AMP).

### Inhalte und Zielsetzungen

Das Ziel dieses Tasks ist der Austausch der Entwicklungen im Bereich der Integration von erneuerbaren Energieerzeugern und Verbrauchsflexibilisierung im Bereich der Haushalte und Gebäude. Dies sind Technologien wie Photovoltaik (PV), Elektromobilität (EV), elektrische Speicher (ES), Wärmepumpen (HP), Kraftwärme-Kopplung (CHP) in Verbindung mit Energiemanagement-Systemen und der Möglichkeiten auf Basis von Smart Metern (SM) dynamische marktbasierende Tarifmodelle zu realisieren.

### Methodische Vorgehensweise

In diesem Task wurde Erfahrung zu bestehenden Pilotprojekten, welche diese Aspekte vereinen, analysiert und diskutiert. Die Anwendbarkeit und Umsetzung erfolgreicher Projekte auf andere Mitgliedsländer – in Bezug auf regionale Unterschiede und Voraussetzungen – wurde ebenfalls analysiert.

### Ergebnisse

Als Ergebnis dieses Tasks werden vier Berichte veröffentlicht:

- Ein Bericht über die *Anforderungen neuer Rollen und Möglichkeiten* im Energiesystem sowie über den bisherigen *realisierbaren Potentialen der Verbrauchs-Flexibilität* von Endkunden um erneuerbare Energietechnologien optimal zu integrieren.
- Diskussion von *Wertschöpfungsmöglichkeiten und Beurteilungsverfahren* zur Wertschöpfungen werden gegenübergestellt und analysiert.

- Eine Sammlung und *Übersicht erfolgreich umgesetzter Projekte* und bestehender Lösungen der Mitgliedsländer werden in einem weiteren Bericht aufgelistet.
- *Empfehlungen und Zusammenfassung* der gesammelten Projekte.

## 1.2 Summary

### Motivation

Variable generation of electric energy, like wind or photovoltaic, are challenging for the electric networks and markets. To optimally integrate these forms of energy, new approaches for local and global network management as well as market concepts are developed. Solutions include increased flexibility of both, the generation as well as on the demand side, and additional deployment of electric storage systems

This task analyses *demand flexibility* for optimal integration of renewable energy sources into the network. Special focus is given on the role of flexible demand at households and buildings.

In the private sector, the optimal use of local renewable energies is getting more and more important. Current developments of various incentive schemes in Europe support this significant issue. The flexibility and the adaption of consumption to the generation is an increasing important factor for successful integration of renewable energy resources. Especially electric vehicles have high potential for demand side management, since they have to be charged by renewable energies. Furthermore there are considerable developments – in the standardization (CEN/CENELEC/IEC) and in the electric energy economic market (e-laad.nl, www.amp.at).

### Objectives

The aim of this task is the exchange of experiences and knowledge transfer on integration of demand side management (DSM) and demand response (DR) in residential and commercial buildings in order to achieve optimal integration of renewable energy resources. In the framework of this project, the role of available technologies like PV systems, electric vehicles, electric storages, heat pumps, micro-CHP in combination with energy management systems and smart meters for implementing dynamic tariffs will be assessed.

### Methods

Besides, the existing experiences of conducted and ongoing pilot projects which combine these aspects will be analyzed and discussed. The application and realization of executed projects in participating countries with respect to the specific regional differences and requirements are also analyzed.

### Results

As results of this tasks 4 reports are published:

- A report about *new roles and opportunities* as well as *realized potentials of demand flexibility* of consumers for optimal integration of renewables.
- *Valuation analysis* and analysis of different *valuation evaluation methodologies*
- A comprehensive list and analysis of *existing and successful projects* in the participating countries
- *Recommendations and conclusions* of the analyzed projects and the task.

## 2 Einleitung

### 2.1 IEA DSM Technology Collaboration Program

#### **Kurzbeschreibung der Ziele und der Inhalte von IEA-DSM**

Seit 1993 entwickelt und verbreitet das IEA DSM Programm Anwendungen und Werkzeuge zu verbraucherseitigen Maßnahmen – Demand Side Management und Energieeffizienz. Das Ergebnis der Zusammenarbeit zwischen den Ländern Asiens, Europas und Nord Amerikas ist eine Fülle an Ressourcen und Informationen für Regierungen, Netzbetreiber, Energieunternehmen um DSM Maßnahmen in Politik und anderen Aktivitäten zu verankern.

Das IEA DSM Programm hat sich das Ziel gesetzt die erste Adresse zu sein, wenn es um Fragen, Erfahrungen und Weiterentwicklungen auf dem Gebiet DSM, Demand Response und Demand Flexibility geht.

#### *Mission*

Die Bereitstellung von relevanten Informationen zur effizienten Beratung für die Implementierung von DSM Strategien und Maßnahmen, gemeinsam mit notwendigen Technologien und Anwendungen.

#### *Mitglieder:*

Austria	Republic of Korea	Switzerland
Belgium	Netherlands	United Kingdom
Finland	New Zealand	United States
France	Norway	
India	Spain	Copper Alliance (Sponsor)
Italy	Sweden	RAP (Sponsor)

#### **Kurzbeschreibung der Inhalte, der Ziele und der angestrebten Ergebnisse des Tasks 17**

*Task 17 – Integration of Demand Side Management, Distributed Generation, Renewable Energy Sources and Energy Storages*

Ziel des Tasks ist es, eine Strategie für die optimale Integration von verbraucherseitigen Maßnahmen (Demand Response, Demand Side Management) und dezentraler Erzeugung, Erneuerbaren Energien und Energiespeicherung, in technischer als auch in wirtschaftlicher Hinsicht darzustellen.

#### *Allgemeine Ziele*

Das Hauptziel des Task 17 ist es, die optimale Integration von flexiblem Energiebedarf (Demand Response, DSM) und dezentraler Erzeugung (DG), Energiespeicher (ES) in aktiven Netzen (Smart Grid) zu analysieren und aufzuzeigen.

Damit verbunden ist das Ziel einer Wertsteigerung von erneuerbaren Energien (RES) durch Beseitigung der Probleme im elektrischen Netz sowie am Elektrizitätsmarkt, welche durch fluktuierende Einspeisung verursacht werden.

Der Task beschäftigt sich zu Beginn mit Auswirkungen auf der Verteilnetzebene als auch auf Mittelspannungsebene, wo größere Erzeuger angeschlossen werden, unter Einbeziehen der Großkunden und Endverbrauchern.

Die optimale Integration umfasst die:

- *Kombination* von Demand Response und Technologien für dezentrale Erzeugung, Speicherung und Smart Grids Technologie sowie die
- *Anwendung* dieser Technologien um die Stabilität und Zuverlässigkeit des elektrischen Netzwerks zu unterstützen und den Marktwert zu steigern.

Erfolgreich umgesetzte Lösungen und Projekte für die genannte Problemstellung der Integration sollen den unterschiedlichen Interessensvertretern zugänglich gemacht werden.

*Status, abgeschlossene Subtasks und Ergebnisse*

Der Task 17 wurde 2007 gestartet und endete mit der zweiten Phase im Herbst 2012. Im Anschluss wurde die Phase III initiiert, die Inhalte definiert und mit 2014 gestartet. Dieser Bericht behandelt die Ergebnisse von Phase III

*Tabelle 1: Übersicht der abgeschlossenen Subtasks in Phase I und II*

<i>Phase</i>	<i>Subtask</i>	<i>Titel</i>
I	1	Information collection on the characteristics of different types of DER in the integrated solutions
I	2	Analysis of the information collected and preliminary conclusions (state of the art)
I	3	Feedback from the stakeholders: Workshop
I	4	Final conclusions and the detailed definition of the further work
II	5	Assessment of technologies and their penetration in participating countries
II	6	Pilots and case studies
II	7	Stakeholders involved in the penetration and effects on the stakeholders
II	8	Assessment of the quantitative effects on the power systems and stakeholders
II	9	Conclusions and recommendations

*Phase I*

Im ersten Teil des Task 17 (Phase I) wurde eine zusammenfassende Aufstellung erstellt, welche die Situation der Integration der verschiedenen Technologien bei der Versorgung, Verbraucherseitig und für die Vernetzung mit der Informations- und Kommunikationsinfrastruktur, abbildet.

Die wichtigsten Fragen welche die Expertenkommission diskutierte waren unter anderen:

- Zukünftige Anforderungen für bessere Zählerinfrastruktur und besseren Datenaustausch zwischen den Systemkomponenten
- Quantitative Auswirkungen der Verbreitung auf das elektrische Netzwerk – am Beispiel der Elektromobilität, Wärmepumpen – und die Ursachen von Kosten und Vorteilen für die verschiedenen Stakeholder
- Vergleich von "Best-Practice" Methoden und Empfehlungen auf nationaler Ebene.

Es wurde entschieden, dass die Fragestellung der Evaluierung der Auswirkungen aufgrund der Verbreitung von DER Technologien und die Kosten / Vorteile für die Stakeholders und das Energiesystem weiter untersucht wird.

## Phase II

Im zweiten Teil wurde als erster Schritt eine umfassende Bereichsstudie durchgeführt. Diese Daten wurden analysiert und detaillierte Anforderungen synthetisiert. Die Fortsetzung dieses Tasks analysierte die quantitativen und qualitativen Auswirkungen hoher Durchdringung von DER Technologien auf die elektrischen Netzwerke, sowie die Wechselwirkung der Beteiligung verschiedener Stakeholder auf das Energiesystem (unter länderspezifischen Aspekten der Anreize, Tarife und Regulierungen). Betrachtete Technologien waren unter anderen: Elektromobilität (PEV/PHEV), Wärmepumpen, Photovoltaik Anlagen und Kleinst -Kraftwärmekopplungen bei Endverbrauchern.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen von Phase 2 waren unter anderen:

- *Elektromobilität* und Aggregatoren (mobility provider) werden eine wichtige Rolle einnehmen. Kontrolliertes Laden (smart charging) ist eine Voraussetzung für die Integration.
- *Wärmepumpen* eignen sich für Demand Response aufgrund der Wärmespeicher. Noch mangelt es an einheitlicher Standardisierung. Viele Lösungen am Markt sind inkompatibel.
- *Mikro-Kraftwärmekopplungen* sind dort effizient wo auch die Wärmemengen benötigt werden und haben ebenfalls sehr hohes Demand Response Potential.
- *Photovoltaik* in Kombination mit Home Energy Management Systemen zur Steigerung der Eigenverbrauchsdeckung wird in den nächsten Jahren immer wichtiger werden.
- *Smart Meter* ist ein wesentlicher Bestandteil des Smart Grids und der aktiven Integration von Verbrauchern in den Markt.
- *Stakeholder Beteiligung und Auswirkungen:* Die Einführung von Mikro-CHP hat signifikante Auswirkungen auf eine Reihe von Stakeholdern. Der Konsument kann über Aggregatoren die Erzeugung verkaufen oder Flexibilität als Service dem Netzbetrieb zur Verfügung stellen. Je nach Einsatz kann es positive als auch negative Auswirkungen auf den Netzbetrieb haben wie die Vermeidung von Spitzenlasten und das Vermindern an Erlösen.
- Die quantitativen Auswirkungen auf das elektrischen Energiesystem ist davon abhängig welches Gebiet und welche Technologie oder Kombination untersucht wird. Es können keine allgemeinen Aussagen gefolgert werden, sondern die Auswirkungen müssen im Detail untersucht werden.

## Phase III

In Phase II wurden einige Themen für die Fortführung des Tasks erarbeitet, wobei die Rolle und Lösungen von sogenannten Home Energy Management Systems (HEMS) oder auch Customer Energy Management Systems (CEMS) als Thema fokussiert wurde. In dieser Phase wurden hauptsächlich auf die automatisierte Flexibilität von Endverbrauchern und Gebäuden fokussiert.

Tabelle 2: Übersicht der Subtasks von Phase III

Phase	Subtask	Titel
III	10	Role and potentials of flexible households and buildings
III	11	Changes and impact on the grid and market operation
III	12	Sharing experiences and finding best practices
III	13	Conclusions and recommendations

## **2.2 Motivation und Hintergrund**

Im privaten Verbrauchersektor steht die Maximierung des Verbrauchs der dezentral erzeugten Energie immer mehr im Vordergrund. Aktuelle Entwicklungen der Förderregime zeigen dies. Die Anpassung des Verbrauchs an die Erzeugung ist ein stetig wachsender wichtiger Faktor bei dieser Integration.

Besonders die Elektromobilität bringt große Potentiale und Notwendigkeit im Bereich der verbraucherseitigen Steuerung großer Lasten. International gibt es dazu rasante Entwicklungen – sei es im Bereich der Standardisierung (CEN/CENELEC/IEC) oder der Energiewirtschaft (e-laad.nl, AMP).

Ergebnisse aus den Forschungsprojekten wie z.B.: Modellregion Salzburg zeigen die Anforderung an die Flexibilisierung des Verbrauchers um einen hohen Anteil von Erneuerbaren zu integrieren. Ein Vergleich auf internationaler Ebene soll zeigen, wie sich die Österreichische Wirtschaft und Industrie als Anbieter von Produkten und Dienstleistungen positionieren kann.

## **2.3 Stand der Technik**

In einigen Ländern Europas wurden in den letzten Jahren Voraussetzungen geschaffen um Flexibilität zu aggregieren und damit am Energiemarkt zu agieren. Neben den marktbedingten Hürden wurden auch die regulatorischen Hürden beseitigt. Verschiedene technische Konzepte und Realisierungen um Flexibilität zu aktivieren wurden bereits realisiert und in größeren Demonstratoren erprobt.

In Abbildung 1 wird die Evolution von Demand Response dargestellt. Zu Beginn und schon seit vielen Jahren im Einsatz wird die über die Rundsteuersignale geschaltete Warmwasseraufbereitung (oder ähnliche schaltbare Verbraucher) angeführt. Diese wird mit unidirektionaler Kommunikation realisiert. Für größere Verbraucher (oder auch Erzeuger) wird die zentral durchgeführte Optimierung mittels bidirektionaler Kommunikation realisiert. Dem gegenüber stehen die neuere Entwicklungen der dynamischen Tarife die mittels elektronische Zähler (Smart Meter) realisiert werden, sowie der transaktions-basierten Markt Integration welches lokale Optimierung und direktes Feedback ermöglicht.

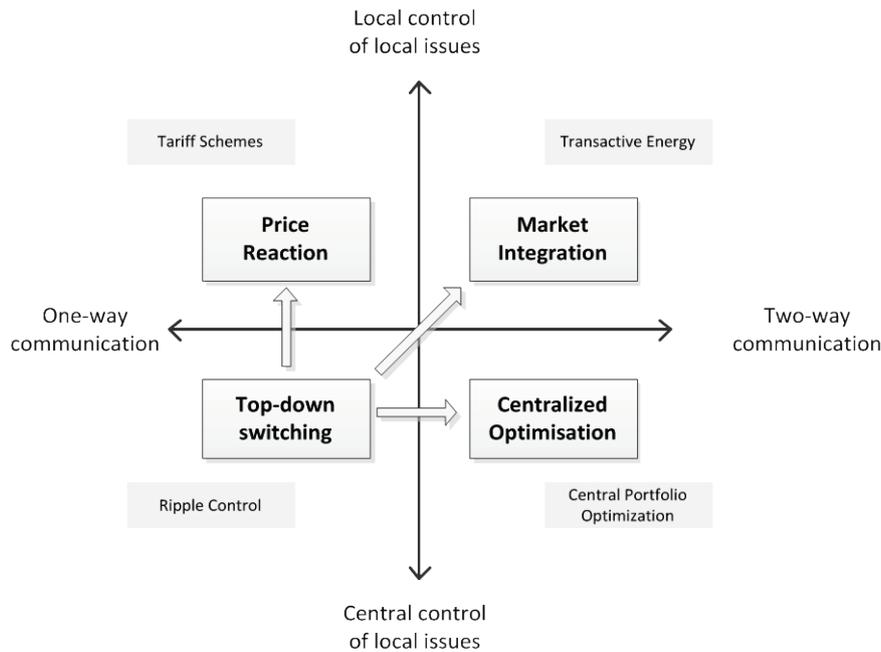


Abbildung 1: Demand Response Evolution [1]

## 2.4 Relevante Vorarbeiten

Im internationalen Kontext sind folgende Projekte aufgrund ihres Konzepts, des Innovationsgrades oder der realisierten Demonstrationsgröße beachtenswert:

- EcoGrid (EU): Ein auf dynamischen Day-ahead und Echtzeit-Tarifen (5 Minuten) basierende Integration von Haushalten zur Regelung von Frequenz Abweichungen.
- PowerMatcher (NL): Auf autonomen Agenten basierendes Marktkonzept, welches Angebot und Nachfrage getrieben vor allem lokale Märkte realisiert.
- Transactive Energy (US): Ebenfalls auf Auktionen und Nachfrage, Angebot kumuliertes Konzept, welches über Transaktionen zwischen Markt und Verbraucher z.B.: Netzleitungs-Engpass Management bedienen kann.

## 2.5 Projektstruktur und Aufbau des Dokuments

Der Ergebnisbericht gliedert sich in den Einführungsteil, Hintergrundinformation und Ergebnisse des Projekts. Die Ergebnisse sind nach den vier Subtasks gegliedert und sind im Wesentlichen in den Berichten (Deliverables) zusammengefasst. In Abbildung 2 ist die Herangehensweise von Task 17 Phase 3 dargestellt: Basierend auf den neuen Rollen und Möglichkeiten der Energiesystemakteure werden im Weiteren die Wertschöpfungsmöglichkeiten und Methoden zur Evaluierung dieser betrachtet. Die realisierbaren Potentiale sowie die notwendigen technischen Anforderungen sind dabei notwendige Informationen zur Evaluierung von Demand Flexibility Lösungen und Anwendungen. Diese Analysen sowie die Auswirkungen und Änderungen auf das Energiesystem werden anhand bestehender Demonstrationsprojekte durchgeführt. Abschließend werden die Erkenntnisse zusammengeführt und Empfehlungen daraus abgeleitet.

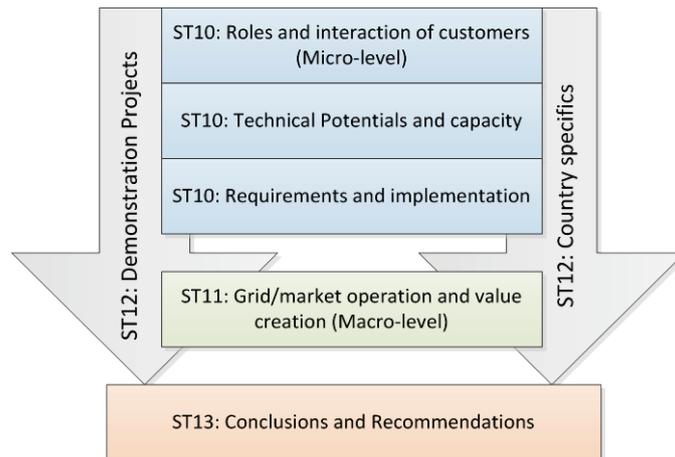


Abbildung 2: Allgemeine Methode von Task 17 – Phase 3

Im Folgenden werden die Hintergrundinformationen der Kollaboration und des Projekts erörtert. Danach wird auf die Subtask Struktur eingegangen und die Inhalte und Ergebnisse im Detail vorgestellt. Aktivitäten zur nationalen und internationalen Verbreitung werden aufgelistet. Eine Zusammenfassung findet sich am Ende dieses Dokuments.

## 3 Hintergrundinformation zum Projektinhalt

### 3.1 Kooperationsprojekt

#### Partnerländer

Folgende Länder waren als vollständige Partner im Rahmen dieses Tasks beteiligt:

- Österreich
- Schweiz
- Schweden
- Niederlande
- USA
- Copper Alliance Europe (Sponsor)

Folgende Länder waren in der Diskussion beteiligt und haben teilweise ihr Expertenwissen eingebracht:

- Belgien, Serbien, Indien, Deutschland, Finnland, Australien

#### Taskuntergliederung

An allen Teilprojekten waren Österreich sowie alle Länder beteiligt:

- Subtask 10: Roles and Potentials of Flexible Consumers and Prosumers
- Subtask 11: Valuation Analysis of Residential Demand Side Flexibility
- Subtask 12: Best Practices and Pilot Projects
- Subtask 13: Conclusion and Recommendations

### 3.2 Projektziele (Kooperationsprojekt und österreichisches Teilprojekt)

*Strategien für eine optimale Integration von erneuerbaren Energietechnologien durch verbraucherseitige Maßnahmen*

- Verschiedene Lösungen wurden im internationalen Umfeld analysiert. Dazu gehören anreizbasierte Modelle (z.B.: Tarife), automatisierte Lösungen (Deckung des Eigenverbrauchs, marktbasierte Lösungen wie lokale Auktionsmärkte, als auch regulatorische Maßnahmen (60% Einspeisedeckelung), elektrische Speicher, sowie Elektroautos.
- Der kosteneffizientesten Lösung ist Vorrang zu geben, diese ist abhängig von den möglichen Potentialen. Die Evaluierung und Bewertung der einzusetzenden Lösung.

*Reduktion der Probleme durch fluktuierende Einspeisung*

- Technische Voraussetzungen für Lösungen und Abschätzung von Entwicklungen (z.B.: Heimspeichersysteme, Elektroautos, Smart Meter Gateways, Flexibility Providers).

*Integration von verbraucherseitigen Erzeugungstechnologien in elektrische Netze und Märkte*

- Detaillierte internationale Fallstudien und Forschungsprojekte, sowie Umsetzungen in Marktlösungen.

*Analyse und Verbreitung erfolgreicher Projekte, Umsetzung und Lösungen („best practices“ und „lessons learned“)*

- Als Basis der Kosten Nutzen Bewertungen sind aktuelle Projekte und deren Ergebnisse Teil

dieser Untersuchung.

*Rolle der DSM Technologien auf Ebene von Gebäuden und Haushalten; home energy management systems (HEMS) und customer energy management systems (CEMS).*

- Auswirkungen neuer Marktstrukturen und Teilnehmer (Aggregatoren) wurden anhand der Demoprojekte analysiert und ihre Umsetzbarkeit bewertet.

### **3.3 Methodik, Daten und Vorgehensweise**

*Analyse von neuen Rollen und Interaktionen im Energiesystem,*

- Analyse bestehender Marktakteure im internationalen Kontext. Definition und Abgrenzung der verschiedenen Akteure und deren Rollen im Energiesystem mit Bezug auf die Einbindung flexibler Verbraucher (z.B.: Aggregatoren).
- Analyse von lokalen Markt- und Aggregator Modellen und deren Umsetzung

*Analyse der realisierbaren Flexibilitätspotentiale sowie deren technischen Anforderungen*

- Literaturstudien und Metastudie verschiedener Demand Response Projekte und deren Ergebnisse im Hinblick auf erreichbare und realisierte Potentiale.
- Informationsaufbereitung für den Vergleich und technische Bewertung verschiedener Implementation und Anforderungen an intelligente Gebäude- und Haus-Energiemanagementsysteme.
- Analyse der technischer Konzepte und Funktionalitäten auf Basis von Bewertungsschemata, wie z.B.: Möglichkeiten zur Eigenbedarfsdeckung, Spitzenlastglättung, Speicherung etc.
- Dokumentation und Diskussion der Ergebnisse

*Analyse von Geschäftsmodellen und Analyse von Wertschöpfungsevaluationsmethoden*

- Daten und Informationsaufbereitung von Netzbetreibern und regulatorischen und gesetzlichen Rahmenbedingungen für die Umsetzung von lokalen Marktkonzepten.
- Analyse von Wertschöpfungsmöglichkeiten für Demand Flexibility mit Schwerpunkt auf Endverbraucher und Gebäude.
- Dokumentation und Diskussion der Ergebnisse

*Liste und Analyse von durchgeführten Projekten*

- Die Dokumentation und Kategorisierung von relevanten Pilot- und Demonstrationsprojekten ist ein wesentlicher Teil der Arbeit der Länderexperten. Der besondere Mehrwert entsteht dadurch, dass sich die Durchführenden bzw. Projektleiter der nationalen Projekte direkt mit Experten anderer Länder und den thematisch verwandten Projekten austauschen. AIT bringt seine Erfahrung und Expertise von nationalen und internationalen Projekten / Aktivitäten ein, die für den Erfahrungsaustausch mit anderen Ländern und der daraus folgende Erkenntnisgewinn relevant sind.
- Vergleichsanalyse für die quantitative und qualitative Bewertung von Projekten und deren Ergebnissen auf Basis von definierten Kriterien, wie z.B.: Effizienz, Kosten, Barrieren

*Zusammenfassung und Empfehlungen*

- Synthese der Ergebnisse für Empfehlungen auf Basis der definierten Kriterien, wie z.B.: Potentiale, Umsetzbarkeit, etc.
- Berichtslegung und Dokumentation

## 4 Ergebnisse des Projektes

Die in der Task Definition festgelegten Ziele der Kooperation wurden gemeinsam im Konsortium erarbeitet, diskutiert und analysiert. Neben den zahlreichen Beiträgen von Experten bei den Workshops sind vorrangig die Expertisen der kooperierenden Länder in die Ergebnisse eingeflossen. Im Folgenden werden die Ergebnisse der einzelnen Subtasks beschrieben. Für detaillierte Ausführungen sei auf die Berichte (Deliverables) der einzelnen Subtasks hingewiesen.

### 4.1 Subtask 10 - Roles and Potentials of Flexible Consumers and Prosumers

#### *Akteure und Rollen im Kontext von Demand Flexibility*

In diesem Subtask wurden die Akteure des Energiesystems beschrieben. Ein Akteur ist eine Person/Einheit, welche eine oder mehrere Rollen auf dem Energie-/Ausgleichsmarkt einnehmen kann. Als Grundlage für die Beschreibung der Rollen wurde das „Harmonised Electricity Role Model“ der ENTSO-E gewählt. In einem ersten Schritt wurden die wichtigsten Akteure des Energiesystems/der Märkte identifiziert, mit bereits vorhandenen Definitionen spezifiziert und teilweise mit Länderbeispielen näher beschrieben. Diese Akteure sind TSO & DSO/DNO (System- und Netzbetreiber), der unabhängige Aggregator (als Anbieter von Flexibilität auf dem Markt), die Regelbehörde als Kontrollorgan sowie Energieversorger und Kunde/Gesellschaft. Im nächsten Schritt wurden die Rollen und ihre zugehörigen Leistungen beschrieben. Im letzten Schritt wurden die Rollen ihrem entsprechenden Akteur zugeordnet. Diese Zuordnung, welche in Tabelle 3 dargestellt ist, bildet die Grundlage für die Interaktion, Kommunikation und mögliche Konflikte zwischen den Akteuren, was in Subtask 11 behandelt wurde.

*Tabelle 3: Zuordnung von Rollen zu Akteuren. Rollen, welche in grau gehalten sind, müssen dem Akteur nicht zwingend zugeordnet sein. Diese können nur in manchen Fällen von dem Akteur eingenommen werden bzw. auch insgesamt von einem zusätzlichen unabhängigen Marktteilnehmer eingenommen werden.*

Akteur	Rollen
TSO	Data provider Grid operator Grid access provider System operator Market operator / Imbalance settlement responsible
DSO/DNO	Grid operator Grid access provider System operator Market operator / Imbalance settlement responsible Meter responsible
Independent aggregator	BSP Meter responsible Party connected to the grid
Supplier, retailer, traders	BRP Resource provider Party connected to the grid BSP Meter responsible Technology provider
Regulatory Authority	<i>Control function</i>
Society / Customer	Party connected to the grid

### Charakterisierung von Demand Response Ressourcen

Verschiedene verfügbare Technologien wie thermostatisch geregelte Komponenten, Batterien, Wärme-Pumpen, Elektroautos, Photovoltaik sind auf Basis folgender Charakteristiken beschrieben und analysiert:

- Technische funktionale Fähigkeiten für Flexibilität
- Verfügbarkeit der Ressource für Flexibilität (z.B. durch Nutzung oder Einsatz)

Im Rahmen des vom DoE initiierten *Smart Grid Interoperability Panel (SGIP)* wurde ein zur Charakterisierung von DR Ressourcen Schema entwickelt, welches zur Interoperabilität zwischen den Geräten innerhalb eines Gebäudes und im nächsten Schritt für das gesamte Gebäude aggregiert verwendet werden soll. Die zwei wesentlichen Teile sind zu einem das experimentelle Testverfahren zur empirischen Charakterisierung und zum anderen die Dokumentation bzw. die Metrik zur Charakterisierung der Technologie bzw. des bestimmten Geräts (Abbildung 3).

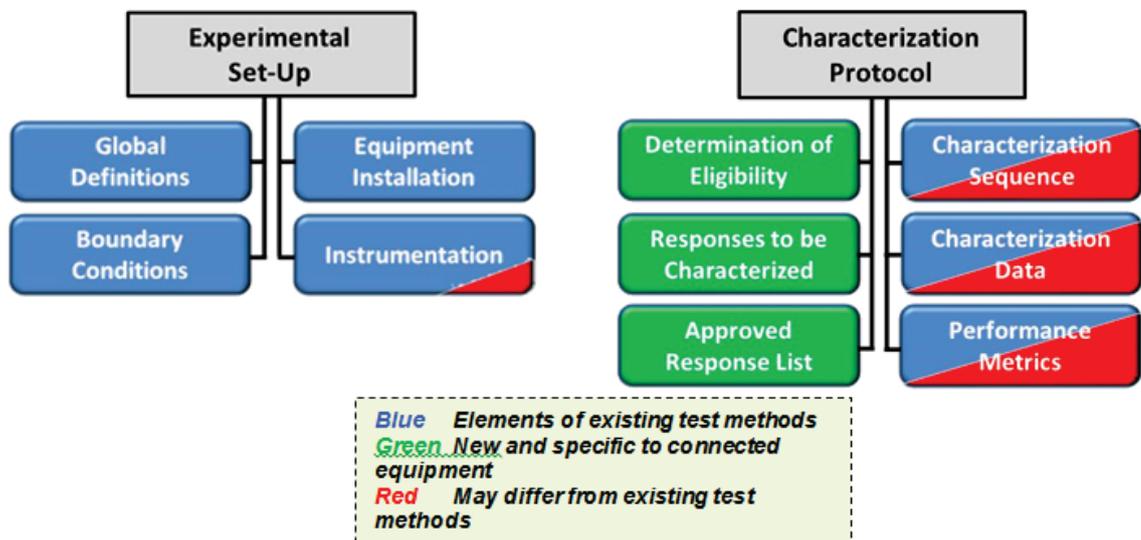


Abbildung 3: Charakterisierungs-Framework für Gebäudetechnologien (Quelle: U.S. DoE)

Als Beispiel zeigt Abbildung 4 das im Rahmen dieser Charakterisierung gemessene Profile der Lastverschiebung und des Lastvorgabeverhaltens.

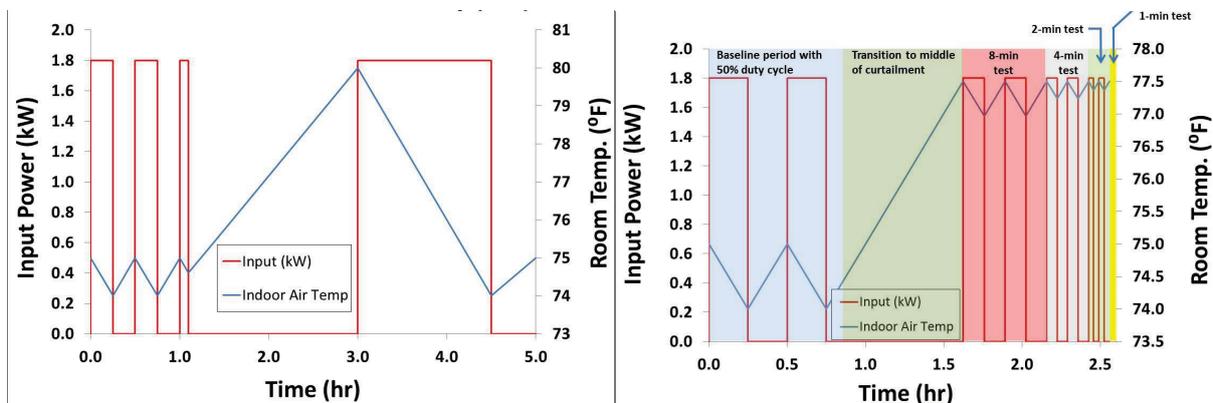


Abbildung 4 Profile der a) Lastverschiebung und b) Lastvorgabe

Figure 4-1: a) Load Curtailment Characterization and b) Load following protocol

## Potentiale und Kapazitäten von Demand Response

Studien zu Demand Response Potentialen wurden auf verschiedenen nationalen und internationaler Ebenen durchgeführt. Neben den Studien zu theoretischen Potentialen sind vor allem die Erfahrungen aus den Demoprojekten von den beteiligten Experten interessant und wurden hier analysiert. Eine Zusammenfassung der E-Energy Projekte in Abbildung 5, welche auf dynamischen Tarife basieren (teils manuell, teils automatisiert), zeigt das Lastverschiebungspotential bezogen auf Hoch- und Niedrigtarif Zeiten [2]. Die durch Automatisierung erreichbaren Potentiale zeichnen sich durch ihre Verfügbarkeit aus, wobei durch manuelle Aktivierung mittels direkter Kommunikation und Informationen der Kunden (critical peak price) eine sehr hohe Lastverschiebung in Ausnahmefällen möglich ist.

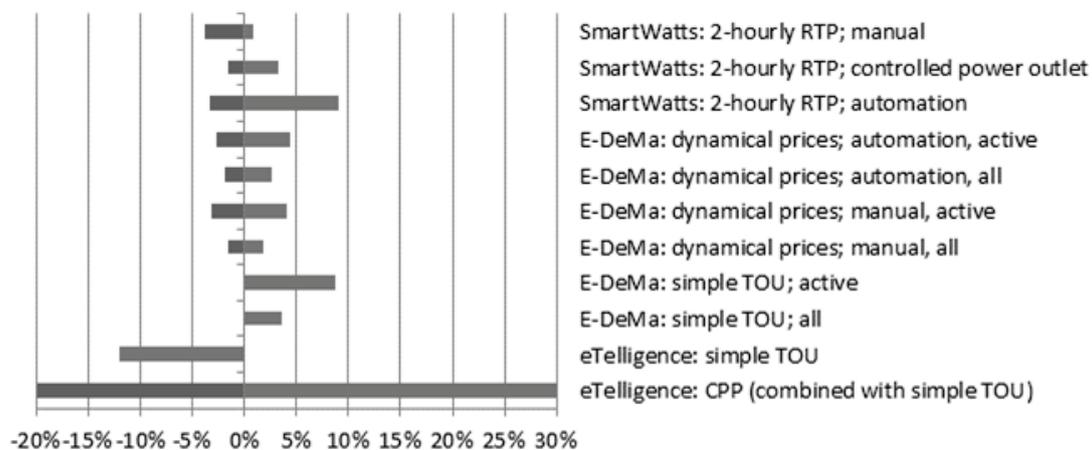


Abbildung 5: Vergleich des Lastverschiebungspotentials zwischen Hoch- und Niedrigtarif Zeiten von drei E-Energy Projekten [2].

## 4.2 Subtask 11 - Valuation Analysis of Residential Demand Side Flexibility

### Neue Geschäftsmodelle und Anwendungsfälle

Ziel dieses Subtasks war es, den Wert und den Beitrag von Demand-Response-Flexibilität zum Wertefluss im Energiesystem zu analysieren. Hierfür wurde zuerst das derzeitige Marktsystem in Europa und den USA beschrieben. Dabei wurde betont, in welchen Bereichen Flexibilität zum Einsatz kommen kann. Daraus ergaben sich die in Abbildung 6 gezeigten Anwendungsfälle (Use Cases) mit den zugehörigen Geschäftsszenarien (Business Cases).

Use cases and value from prosumers' flexibility				
Market Business Cases	Grid Business Cases for TSO	Grid Business Cases for DSO	Customer Business Cases	Value for society
Long-term and day-ahead OTC & spot prices	Deferred or reduced grid investments	Deferred or reduced grid investments	Optimization of energy costs	Integration of renewable energies
Intraday OTC & spot prices	Reduction of losses	Reduction of losses	Increase of own consumption	Achievement of climate objectives
Balancing markets for frequency control (primary, secondary and tertiary)	Upkeep of supply in cases of system incidents	Reduction of grid connection/capacity costs	Price mitigation and lower electricity prices	
Reduction of imbalance settlement costs	Reduction of balancing need	Limit power from upstream grid (↓ grid tariffs)	Securing power supply	Lower grid costs
Risk mitigation	Redispatch	Island operation	Improvement of power quality	Independent electricity supply
Capacity markets	Island operation, black start and inertia	Higher system reliability	Reactive power management	Reliable electricity supply

Abbildung 6: Anwendungsfälle und Geschäftsszenarien für Flexibilität. Dunkelgraue Szenarien sind bereits möglich oder werden es in naher Zukunft sein.

Die Szenarien werden für die entsprechenden Akteure und Rollen des Energiesystems, wie sie in Subtask 10 definiert wurden, in diesem Bericht genau beschrieben. Des Weiteren wird die Kommunikation, welche zur Nutzung der Flexibilität notwendig ist, zwischen bestimmten Akteuren beschrieben. Der Fokus liegt hierbei auf der Interaktion des unabhängigen Aggregators mit anderen Rollen und Akteuren des Energiesystems (BRP, Energieversorger, Kunde, Netzbetreiber) sowie der zukünftig notwendigen Kooperation und Koordination zwischen TSO und DSO. Der Einfluss der Handlungen eines Akteurs auf die anderen Akteure/Rollen bzw. deren Berührungspunkte wird analysiert und mögliche Rahmenbedingungen für die Kommunikation vorgestellt. Konkrete Länderbeispiele (Frankreich, Schweiz) werden zum besseren Verständnis ergänzt.

*Beispiel:* Analyse der Interaktion eines Aggregators anhand des Beispiels Portfolio Optimierung am Österreichischen Energiemarkt:

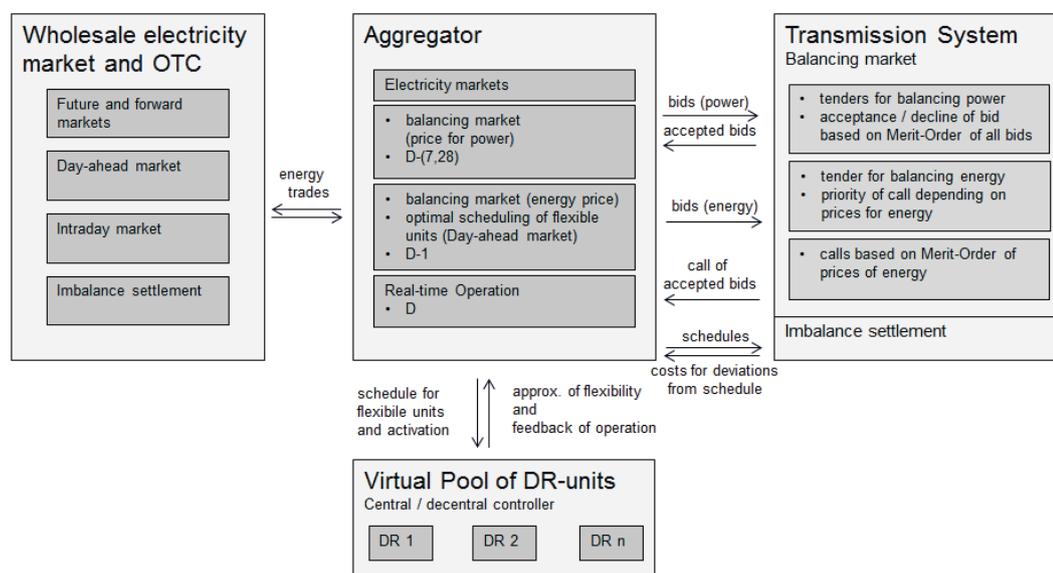


Abbildung 7: Portfolio Optimierung für Energie- und Regelmärkte aus der Perspektive eines Aggregators für Österreich

### Analyse von CBA Methoden

Im letzten Abschnitt des Berichts werden konkrete Methoden präsentiert, um den Wert von Demand-Response-Flexibilität in Zahlen zu erfassen. Die wichtigste Methode hierfür ist die Cost-Benefit-Analyse (CBA).

Fünf verschiedene Möglichkeiten werden präsentiert:

- EPRI,
- JRC,
- ISGAN,
- PNNL
- DOE/FERC)

Generelle Rahmenbedingungen sowie Anforderungen an Szenarien einer solchen Analyse werden zusammengefasst und die Notwendigkeit einer Sensitivitätsanalyse (Variation von einflussreichen Parametern) betont. Auch Schwierigkeiten und Probleme die bei der Durchführung einer Cost-Benefit-Analyse auftreten können (technische Vielfalt, Definition der Szenarien, nicht-monetäre Nutzen...),

werden behandelt. Zuletzt werden einige Projekte vorgestellt, welche bereits bewertet wurden und die dafür zugrunde liegende Methodik beschrieben.

Die beschriebenen Projekte sind:

- InovGrid
- A smart grid for the city of Rome
- Valuation of smart metering rollout in Europe
- ECONGRID
- IGREENGrid
- S-chameleonstore
- PowerMatching City
- Customer benefits evaluation of ComEd, SRP, HECO and APC

Hierbei zeigte sich, dass in den Projekten kaum exakt die Methoden, welche zuvor beschrieben wurden, zur Anwendung kamen. Dadurch ist klar ersichtlich, dass die Anwendbarkeit ebendieser Methoden auf konkrete Projekte zukünftig noch verbessert werden muss.

### Analytical Framework zur Unterstützung von Kosten/Nutzen Analysen

Um eine CBA durchzuführen werden detaillierte Informationen benötigt welche quantifiziert und im Weiteren evaluiert werden müssen. Das folgende Schema wurde entwickelt um die Sammlung der notwendigen Informationen zu unterstützen.

Analytical Framework for Cost Benefit Analysis		Answers	Comments
<b>DR Service / business model / objective</b>			
Market	Energy only: day ahead, intra-day, shifting		
	Balancing market: (primary, secondary, tertiary)		
	New market concept		
	Capacity market: long term market products		
	Balancing group / Reduce Imbalance cost		
Network	Network congestions		
	Network ancillary services (e.g. reactive power)		
Consumer	Peak shaving (import from network)		
	Self-optimization		
<b>DR Program/Scheme</b>			
Price signal	Type		
	Price base		
	Duration of one price step		
	Price validity		
	Price steps		
	Tariff basis: Height of tariffs / base for tariffs		
Direct	Priced spread - Height of tariffs		
	direct control		
<b>Communication and Control concept</b>			
Enabling Technology	Control and management (central / decentral)		
	Optimization		
	Signal		
	Data communication		
	Interoperability (vendor independent)		
<b>DR Resource and devices</b>			
Device	type of resource		
Parameters	power, duration, reduction, shifting, ramp, interval		
Potential	Load shifting potential		
	availability		
<b>Aggregation</b>			
Pooling	reliability		
<b>Customer Participation</b>			
Motivation	acceptance		
	participation		
	willingness to pay		
<b>Applicability</b>			
Realisation	regulatory and legislative framework		
	scalability, market penetration		
	replicability (region specifics)		
<b>Benefit</b>			
Quantitative	profitability		
Qualitative	comfort		
	additional service (monitoring)		
	environmental benefits		
<b>Costs</b>			
Single	Communication		
	Control		
	Devices (upgrade)		
Rollout	Scaling / Economies of scale		
	Aggregation		
	Adaption		

Abbildung 8: Analytical Framework for DR project assessment

### 4.3 Subtask 12 - Best Practices and Lessons Learned

Der länderspezifische Kontext von Demand Response wurde im Rahmen dieses Subtasks diskutiert. Die Projekte haben unterschiedlichste Motivationen und adressieren verschiedene Probleme (z.B.: Spitzenlastreduktion, Integration Erneuerbarer, Partizipation am Regelenergiemarkt). Verschiedene Studien für den Nutzen von Demand Response werden im Bericht thematisiert.

Des Weiteren wurden in diesem Subtask auch für die einzelnen Technologien charakteristischen Verschiebungspotentiale zusammengetragen und nach Länder spezifischen Unterschieden kategorisiert.

#### Demand Response Projekte und Bewertungsmetrik

Um die verschiedenen Projekte quantitativ analysieren zu können wurde eine Bewertungsmetrik entwickelt und eine Liste von Projekten kategorisiert.

name	country	relevant	start	end	data available	office building	residential building	industry	commercial building	public building	microgrid	"TRM"										frequency control				portfolio managemen		control technologies				aggregation commercialization		energy markets								
												research project	demonstration project	TRM demonstration	TRM field test	TRM existing practice	PV	UCP	jetter	EV	battery	thermal	HVAC	household appliances	voltage support	load following	positive SR	negative SR	DB	time based rates	emergency services	self-consumption	customer behavior		direct control	people control	price control	EMS	manual	DRPP	T'vpp	CVPP
Anzahl x	43	0	0	38	5	55	3	5	4	0	29	51	13	38	6	28	16	30	18	16	16	29	14	8	2	6	15	0	14	3	5	10	10	3	15	38	4	14	1	1	15	
Anzahl !	12	0	0	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	1	0	0	0	1	1	0	1	1	1	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	2	
Anzahl ?	34	38	23	25	11	14	0	0	0	0	2	0	0	0	0	12	11	11	5	8	6	6	6	9	13	12	15	5	7	9	6	6	9	8	7	6	5	8	0	0	5	
Anzahl -	62	1	3	39	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Abbildung 9: Bewertungsmetrik für DSM Projekte (Ausschnitt) (Quelle: AIT)

#### Feldtests

Im Subtask 12 wurden folgende Feldtests analysiert:

- HiT Houses as interactive participants in grids (Salzburg - Austria)
- PowerMatchingCity (Hoogkerk – The Netherlands)
- Couperus (The Hague – The Netherlands)
- Your Energy Moment (Breda/Zwolle – The Netherlands)
- Smart Grid Gotland (Sweden)
- Aggregation of Municipal Plants for DR (Switzerland)
- WarmUp Optimized use of Heat Pumps (Switzerland)
- Tiko – Swisscom Energy Solution
- AEP Ohio gridSMART (Ohio - USA)
- Pacific Northwest Smart Grid Demonstration project (USA)
- E-Energy cluster of projects (Germany)
- Linear project (Belgium)
- EcoGrid EU

Dazu wurden sie nach folgenden Kategorien beschrieben:

- Allgemeine Beschreibung
- Konfiguration und Demand Response Beschreibung
- Umgesetzter Anwendungsfall (Use Case)
- Tarif und Preissignal
- Technologie, Kommunikation und ausgetauschte Information
- Beteiligung und Akzeptanz der Endkunden
- Aktuelle und zukünftige Durchführbarkeit

*Beispiel: Power Matching City (siehe Deliverable Subtask 12)*

- Allgemeine Beschreibung
  - Beschreibung der Vorgängerprojekte und Anzahl der Haushalte (45)
- Konfiguration und Demand Response Beschreibung
  - Heizsystem mittels Wärmepumpe oder Mikro Kraft-Wärme-Kopplung, mit Warmwasserspeicher, Verschiebung von Waschmaschine Geschirrspüler und gesteuertes Laden von Elektroautos
- Umgesetzter Anwendungsfall (Use Case)
  - Ausregelung der Abweichungen der Erzeugung
  - Regelenergie für den Bilanzkreis
  - Optimierung des Verbrauchs innerhalb der Kommune
  - Engpassmanagement für den Verteilnetzbetreiber
- Tarif und Preissignal
  - Innovative Preismechanismen unter Verwendung von Smart Meter Daten
- Technologie, Kommunikation und ausgetauschte Information
  - Beschreibung der Gateways und Konnektivität, sowie der Software Agenten welche die Aufgaben für den Handlung und Optimierung über haben.
- Beteiligung und Akzeptanz der Endkunden
  - Beschreibung des Onlineportals zur Darstellung verschiedener Informationen, sowie der verschiedenen Einstellung von Kostenoptimierung bzw. CO2 Optimierung
- Aktuelle und zukünftige Durchführbarkeit
  - Ergebnisse des Feldtests zeigten die Reaktionen der Geräte und die möglichen Betriebsszenarien. Abbildung 10 zeigt links die Abweichungen bezogen auf das vorgegebenen Signal und rechts die zur Verfügung gestellte Bandbreite.

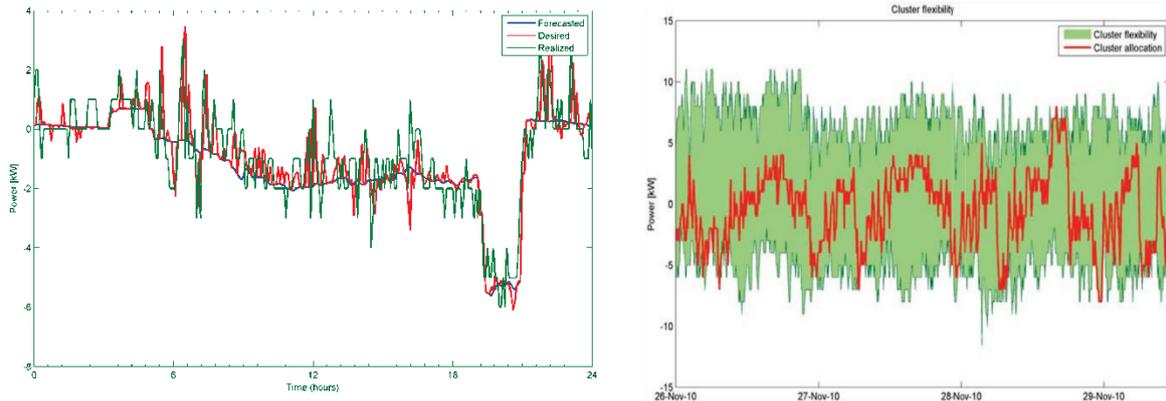


Abbildung 10: Folgen des vorgegebenen Anforderungsprofils und Flexibilitätsbandbreite

In Abbildung 11 wird das Flexibilitätspotential einer Wärmepumpe, wie sie aus den Daten der Feldtest gewonnen wurden dargestellt.

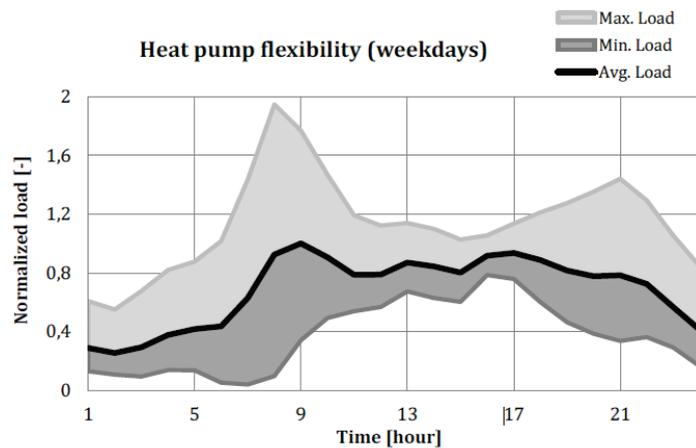


Abbildung 11: Ergebnisse für die Bandbreite der Flexibilität einer Wärmepumpe [22]

#### 4.4 Subtask 13 - Conclusion and Recommendations

##### Neue Rollen, Teilnehmer und Geschäftsmodelle im Energiesystem

Basierend auf den verschiedenen Aggregationslevels werden die die möglichen Geschäftsmodelle und Anwendungsfälle zusammengefasst. Dies sind:

Macro-level:

- Portfolio Management in Echtzeit
- Systemdienstleistungen (Kontingenz, sonstige Dienste)

Meso-level:

- Engpass Management
- Energiebilanzierung in Communities
- Spannungsregelung und Abregelung/Integration von erneuerbaren Erzeugern

Micro-level:

- Lokale Dienste auf Niederspannungsebene

Nano-level:

- Erhöhung der Eigenverbrauchsdeckung

### *Methoden zur Bewertung von Kosten und Nutzen von Demand Response Projekten*

In Bezug auf Ermittlung des Wertes von Flexibilität wurde ersichtlich, dass es zwar bereits einige Methoden zur Bewertung von Demand-Response-Projekten gibt, diese aber kaum bei konkreten Projekten angewendet werden. Oft sind die Methoden nur allgemein definiert oder einzelne Schritte nicht im Detail ausformuliert, so dass die Methode erst an ein Projekt angepasst werden muss. Dies hat zur Folge, dass Ergebnisse aus der Kosten-Nutzen-Analyse an verschiedenen Projekten nicht mehr vergleichbar sind. Eine zusätzliche Schwierigkeit ist, dass einzelne Projekte ihren Fokus auf unterschiedlichen Zielen haben und daher unterschiedliche Parameter unterschiedlich wichtig sind. Zukünftig sollten daher die bereits vorhandenen Methoden erweitert und vor allem detaillierter ausformuliert werden, damit Ergebnisse aus Kosten-Nutzen-Analysen vergleichbarer werden. Die Listen, welche teilweise in den Methoden enthalten sind und wichtige Parameter eines Projektes sowie eine Methode zur Berechnung des Wertes dieses Parameters enthalten, sollten ebenfalls erweitert werden, um Projekten mit unterschiedlichem Fokus eine Bewertungsmethode zu bieten. Zudem sollte eine Methode etabliert werden, welche ermöglicht, qualitativen Nutzen (z.B. bessere Lebensqualität, neue Arbeitsplätze) mit in die Analyse aufzunehmen und diese nicht nur als Zusatz zu betrachten.

### *Länderspezifische Entwicklungen und Best Practices*

Zusammenfassung der verschiedenen Ausgangslagen und Motivationen der beteiligten Länder, mit Berücksichtigung der verschiedenen Marktdesigns.

### *Zukünftige Entwicklungen und Empfehlungen*

Die Rolle des Verteilnetzbetreibers und dessen Transformation zu einem Verteilnetzsystemdienstleister wird diskutiert. Mit der Einführung von Smart Metern und dynamischen Tarifen sowie der Interaktion und Austausch zwischen Aggregatoren und Netzbetreibern, werden notwendige Maßnahmen angeführt.

Empfehlungen zu Maßnahmen umfassen unter anderen:

- Tarife mit klarer Transparenz der Auswirkungen zwischen Verbrauch und Erzeugung
- Leistungsgebundene Gebühren für Leitungskapazitäten
- Regulatorisch unbeschränkte marktgetriebene Nutzung von Flexibilität
- Klare Regeln für regulatorische Markteingriffe
- Keine Barriere für eine kostenfreie Nutzung von Flexibilitäten
- Einfache Regeln für die Eigenverbrauchsoptimierung um Netzausbau zu vermeiden
- Unterstützung der Marktteilnehmer für den Übergang zu neuen Rollen
- Unterstützung durch neue Medien und ICT für die Sensibilisierung und Information von Kunden über ihren Verbrauch und Erzeugung

## 4.5 Veröffentlichungen

### *Präsentationen und Workshop Beiträge und Organisationen (Auszug)*

- Präsentation und Inputs für DSM Workshop in Brüssel (10.6.2014)
- Workshop on DSM Potentials, Implementations and Experiences  
(Review on 'Workshop on DSM: Potentials, Implementations and Experiences')  
<http://www.ieadsm.org/task/task-17-integration-of-demand-side-management/#section-10>
- Vorbereitung der österreichischen Projekt-Beiträge für den Vortrag im Rahmen des IEA EGRD Workshops zum Thema „*The Role of Storage in Energy System Flexibility – The role of DSM*“ (siehe AP 5.2). Dies sind zum Beispiel Gebäude als interaktive Teilnehmer im Netz, Auswirkungen der Elektromobilität auf das elektrische Netz am Beispiel Lungau oder einer Park&Ride Anlage in Wien.  
[http://www.ieadsm.org/wp/files/2015/04/5.EGRDEnergyStorage\\_2014.pdf](http://www.ieadsm.org/wp/files/2015/04/5.EGRDEnergyStorage_2014.pdf)
- Präsentation Internationaler Workshop ETH Lausanne  
<https://www.irgc.org/event/demand-response/>
- Präsentationen IEA DSM Day –Halifax (Canada), Schweden (Stockholm) und Brussels (Belgium)
- Workshop – IEEE PowerTech Eindhoven 2015: Demand Flexibility – Dream or Reality  
<http://www.ieadsm.org/task/task-17-integration-of-demand-side-management/#section-10>
- Organisation und Präsentation im Rahmen des Joint IEA Workshop on Demand Flexibility. Unter anderem Vorstellung des Konzepts Transactive Energy und Evolution Chart.  
<http://www.ieadsm.org/task/task-17-integration-of-demand-side-management/#section-11>
- Workshop „DSM-Day - The Role of DSM to Provide Flexibility in Electricity Systems“ in Brüssel am 13.10.2016 gemeinsam organisiert mit Leonardo-Energy.  
<http://www.eceee.org/events/calendar/2016/DSM-Day-13-October-2016>

### *Masterarbeiten*

- Masterarbeit: „Development of operational concepts for storage systems in distribution grids“ (Matthias Mitterhauser, FH-Technikum Wien, AIT, 2014)
- Masterarbeit: „*Lessons learned from European pilot projects: Recommendations on market access requirements for electricity consumers*“ (Julia Schmidmayer, TU-Wien, AIT, 2015)
- Masterarbeit (gemeinsam mit IEA HPP): „*Auswirkungen des vermehrten Einsatzes von Wärmepumpen auf das Niederspannungsnetz*“ (Martin Häusler, FH-Technikum Wien, AIT, 2016)

### Vorträge, Webinars und andere Aktivitäten:

- Siehe:  
<http://www.ieadsm.org/task/task-17-integration-of-demand-side-management/#section-10>
- Leonardo Energy DSM-University Webinar: *Integrating renewables and enabling flexibility of households and buildings*  
<http://www.ieadsm.org/dsm-university/>

<http://www.leonardo-academy.org/>

- Vorlesungen über IEA-DSM Task 17 im Rahmen des Master of Energy Studies program: Energy Efficiency Opportunities of the International Energy Centre's (IEC): International Energy Centre's (IEC) - University of QLD, university of Newcastle and university of Western Australia.
- Advisory Panel „Power System Flexibility“ - Roadmap für die Flexibilisierung des Energiesystems (Copper Alliance, EcoFys).

#### *Berichte*

Folgende Berichte von den Subtasks sind auf der Task 17 Website zu finden ([www.ieadsm.org](http://www.ieadsm.org)):

- IEA DSM Task 17 – Subtask 10: *Roles and Potentials of Flexible Consumers and Prosumers*
- IEA DSM Task 17 – Subtask 11: *Valuation Analysis of Residential Demand Side Flexibility*
- IEA DSM Task 17 – Subtask 12: *Best Practices and Lessons Learned*
- IEA DSM Task 17 – Subtask 13: *Conclusion and Recommendations*

#### *Weitere geplante Veröffentlichungen*

- Rene Kamphuis, Matthias Stifter, et al, IEA DSM Task 17: Integrating Demand Flexibility with DG-RES at Residential Households in Electricity Grids, CIRED, 2017, Glasgow

## 5 Vernetzung und Ergebnistransfer

### 5.1 Österreichische Zielgruppe

Darstellung der österreichischen Zielgruppe, für die die Projektergebnisse relevant sind

Die Arbeiten dieses Tasks sind als aktuelle Entwicklungen im Bereich der direkt Vermarktung von Energie zwischen Endkunden und deren Aggregation zu sehen. Verschiedene Mechanismen für optimale Marktintegration und Netzdienstleistungen (wie z.B.: Systeme wie Power Matcher oder Transactive Energy) ermöglichen es heimischen Akteuren die Möglichkeiten zu adaptieren und auf bestehende Lösungen aufzubauen.

### 5.2 Nationale Vernetzungsworkshops

Im Zuge der Vernetzung Österreichischer Akteure wurden verschiedene Workshops und Diskussionen, sowohl als auch Interviews und Austausch mit den Experten und Stakeholdern geführt. Unter anderen umfasste dies:

- Organisation eines internationalen Workshops zum Thema DSM im Rahmen der SG Week mit Teilnahme von nationalen und internationalen Experten (20. 5. 2014). Persönliche Einladung der nationalen Stakeholder (ca. 50 Personen).
- Vortrag EnergieArchitektur Kongress in Wien (9.10.2014): „Häuser im Stromverbund“ – Potential, Interaktion und Flexibilisierung „Intelligenter Nachbarschaft“.
- Vortrag im Rahmen des nationalen IEA Vernetzungstreffen in Wien (15.10.2014).
- Organisation und Moderation eines gemeinsamen IEA Vernetzungstreffen verschiedener TCPs im Rahmen der nationalen Smart Grids Week 2016.
- Vortrag zum Thema „Transactive Energy“ des Länderexperten aus der USA im Rahmen einer Smart Grids summer school des FH Technikums Wien.
- Vortrag im Rahmen des nationalen IEA Vernetzungstreffen in Wien (13.10.2016)

#### *Vernetzungstreffen „Demand Side Flexibility“*

Ziel des TCP übergreifenden Workshops war es die verschiedenen Technologien im Systemzusammenhang zu diskutieren, sowie Grenzen und Schnittstellen für Zusammenarbeiten zu identifizieren. Eine Übersicht der betreffenden Technologieprogramme sowie deren Projekte ist in Abbildung 12 dargestellt. Beiträge der Workshop und Zusammenfassungen sind auf der IEA DSM Website unter Task 17 zu finden ([www.ieadsm.org](http://www.ieadsm.org)).

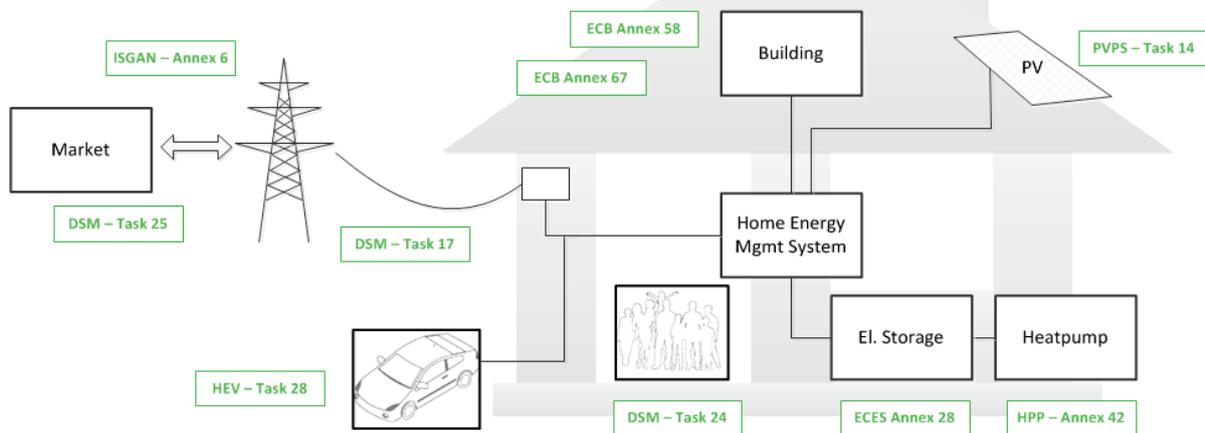


Abbildung 12: IEA Symposium on Demand Flexibility and RES Integration (Smart Grids Week 2016, Linz, Austria)

### 5.3 Relevanz und des Nutzens der Projektergebnisse

#### *Übersicht verfügbarer Technologien, Potentiale und Best Practice Projekten*

Die anhand verschiedener Studien gewonnen Aufstellungen von tatsächlich realisierbaren Lastverschiebungspotentialen, sowie deren Randbedingungen und technologischen Voraussetzungen unterstützen die Auswahl und Umsetzung von Ideen und Projekten.

#### *Analytische Framework zu Bewertung und Evaluation von DR Projekten*

Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein Framework zu Bewertung auf Basis vorangegangener Arbeiten erstellt und weiter entwickelt. Dieses Framework kann z.B.: zur Quantifizierung von Kosten Nutzen Analysen verwendet werden, aber auch zur Bestimmung geeigneter Demand Response Mechanismen für bestimmte Markt oder Netzanforderungen.

Als Beispiel dient hier Frankreich mit einem sehr hohen Spitzenbedarf an elektrischer Heizleistung im Winter. Durch geeignete DR Maßnahme und Aggregation von Haushalten kann die Flexibilität der thermischen Speicherung benutzt werden um Lasten zu verschieben und Spitzen zu vermeiden [3].

#### *Übersicht von Kosten-Nutzen Methoden*

Die Vorgehensweise und Evaluierungskriterien für unterschiedlicher Methoden liefert eine gute Übersicht für Kosten-Nutzen Abschätzungen für den Einsatz von Demand Response Technologien.

#### *Demand Response Frameworks für Marktintegration*

Verschieden Internationale Bestrebungen zur Integration von Demand Response in Märkten stellen existierende Frameworks zu Verfügung die als Basis für nationale Adaptionen dienen sollen. Die Mitarbeit und Wissen um diese Initiative kann für heimische Projekte ein wesentlicher Bestandteil von Demonstratoren sein [4], [5], [6].

## 6 Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

Demand Flexibility oder Lastverschiebung, besonders im Endkunden und Gebäude Bereich wird findet international sehr viel Beachtung, da durch die große Menge an Teilnehmer sehr hohes Potential zustande kommt. Allerdings sind die Hürden wie Kosten und Geschäftsmodelle noch nicht gelöst um eine Integration per se wirtschaftlich darzustellen. Allerdings sind einzelne und problembedingte Umsetzungen bereits wirtschaftlich (z.B.: Spitzenlastreduktion im Winter durch Steuerung elektrischer Heizungen von Haushalten in Frankreich). Durch großangelegte Demonstratoren und die Durchdringung von Informations- und Kommunikationssystemen werden Aggregation und koordinierte Steuerung von Ressourcen möglich. Die Ergebnisse und deren Vergleich helfen bei der Gestaltung und Realisierung neuer Ideen und Umsetzungsmöglichkeiten die somit auf bestehende Erkenntnisse aufbauen können.

Die komplementäre Zusammenstellung der teilnehmenden Experten (Angewandte Forschung, Industrie, Ministerium) sowie der intensive Kontakt mit Experten des Tasks 17 und IEA DSM Netzwerks, ermöglichen es bestehende internationale Erkenntnisse und Erfahrungen zusammenzutragen, zu analysieren und den einzelnen nationalen Interessensvertretern zugänglich zu machen.

### 6.1 Zusammenfassung

Ziel des Task 17 des IEA DSM Technical Collaboration Programs (TCP) ist es die Anforderungen und technischen Lösungen für die Integration verteilter und erneuerbarer Energietechnologien mittels verbraucherseitigen Last- (und Erzeugungs-)Flexibilität zu analysieren, dokumentieren und zu verbreiten. Das Projekt besteht aus vier Aktivitäten: Subtask 10 beschreibt die Akteure und Rollen – insbesondere im Zusammenhang mit der Nutzung der Flexibilität von Endkunden und Gebäuden – sowie den möglichen Lastverschiebungspotentialen. Im Subtask 11 werden die Änderungen der Energiemärkte und die Auswirkungen auf den Netzbetrieb untersucht, insbesondere den Nutzen und die Wertschöpfungsmöglichkeiten. In Subtask 12 wurden bestehende und erfolgreiche Projekte dokumentiert und die Umsetzbarkeit sowie Skalierbarkeit analysiert. In Subtask 13 findet sich die Zusammenfassung der Erkenntnisse und Empfehlungshandlungen für eine erfolgreiche Integration benutzerseitiger Last-Flexibilitäten für den Betrieb des Energiesystems.

Demand Response hat in den letzten Jahren eine Transformation durchlaufen, welche durch die steigende Konnektivität und Durchdringung von Kommunikations- und Informationsstruktur ermöglicht wird (siehe „Demand Response Evolution Chart“): von unidirektionalen, direkten Steuerung (Rundsteuersignale) über dynamische Tarife zu bidirektionalen, transaktions-basierender Marktmechanismen (Transactive Energy), welche Flexibilität von Multiagenten-Systemen (autonome Regler) automatisiert optimieren.

Auch die Rolle von Aggregatoren, oder Flexibler Service Operators/Providers wird zunehmend regulatorisch erfasst und in bestehende Marktmodelle integriert. Bestehende erfolgreiche Unternehmen bündeln große Verbraucher und mittlerweile auch schon kleinere Lastverschiebungspotentiale von Endkunden um Systemdienstleistungen anzubieten. Je nach Umfeld und Beschaffenheit des jeweiligen Energiemarktes (z.B.: nationale oder regionale Unterschiede) sind

verschiedene Flexibilitätsmechanismen wirtschaftlich einsetzbar (z.B.: Spitzenlastmanagement elektrischer Wohnraumheizung in Frankreich).

Der zukünftigen Verwendung der Flexibilität eines Haushalts oder Gebäudes zur Systemoptimierung steht aber auch die lokale Eigenbedarfsoptimierung im Zusammenhang mit Eigenerzeugung (PV), Heimspeichersystemen und Elektroautos durch Energiemanagement-Systeme (HEMS) gegenüber. Dynamische Tarife für Energie oder Netz sind in Demoprojekten erprobt und in einigen Ländern bereits eingeführt (Norwegen), und werden ebenfalls einen Einfluss auf den Einsatz von Heim und Gebäude-Flexibilität haben.

## **6.2 Erkenntnisse**

### *Derzeitiger Stand und Möglichkeiten*

Technische Lösungen zur Anbindung und Einbindung von Ressourcen bei Endkunden oder Gebäude um Flexibilitäts-Dienstleistungen zu ermöglichen sind vorhanden und erprobt. Automatisierung der Geräte ermöglicht auch signifikante und nachhaltige Anteile von verschiebbaren Lasten im Betrieb. Der theoretische und nachweisliche Nutzen steht außer Frage. Die Kosten für die technische Umsetzung ist derzeit noch eine Hürde für den aggregierten Einsatz zur Erbringung von Systemdienstleistungen (z.B.: Regelenergie). Es zeichnet sich ab, dass getrieben von dem Ziel der Maximierung der Eigenverbrauchsdeckung bei Haushalten mit eigener Erzeugung, die Flexibilitäten primär im ersten Schritt lokal eingesetzt werden. Der Einsatz dieser Energiemanagement Systeme ermöglicht in einem zweiten Schritt auch die Vernetzung und den koordinierten, bzw. Systemoptimierten Einsatz. So werden bereits einige dieser Systeme vernetzt und von Aggregatoren genützt. Ein Treiber dafür ist die zusätzliche Optimierung des Komforts und damit einhergehend auch eine mögliche Kosteneffizienzsteigerung. Beispiele dafür sind bereits in Demoprojekten im Test und in ersten kommerziellen Lösungen erhältlich.

### *Zukünftige Entwicklungen und Trends*

Der Trend zu kleineren Energieerzeugern und einer größere Anzahl von Marktteilnehmern wird neue Technologien und Plattformen benötigen. Hochvernetzte, parallele Strukturen wie das Internet der Dinge (IoT) aber auch Verschlüsselung und Transaktionsmethoden (Blockchain) können eine wichtige Rolle einnehmen. Politische Instrumente, wie Förderungen und gekoppelte Einspeisebegrenzungen, aber auch regulatorische Anpassungen wie Energiehandel in Nachbarschaften (z.B.: Schweiz) können die Entwicklungen positiv beeinflussen.

## **6.3 Weiterführende Aktivitäten**

### *Verwertung der Ergebnisse*

Die Ergebnisse von Task 17 werden in den einzelnen Ländern und Teilnehmenden Organisatoren unterschiedlich verwertet und weitergeführt. In den Niederlanden gibt es eine Stakeholder Gruppe bestehend aus Netzbetreibern und Industrie welche diese Ergebnisse in weiteren Projekten einfließen lassen, wie z.B.: ins Universal Smart Energy Framework (USEF).

In Österreich werden fließen die Inhalte des Projekts sehr stark in nationale Projekt und Entwicklung von neuen Markt Konzepten ein. Hier besonders in der Forschung und in Projekten mit Netzbetreibern und Systemlieferanten.

In den USA ist ein Schwerpunkt auf „Transaktive Energy“ und deren interoperable Realisierung. Hier werden die Europäischen Konzepte und Erfahrungen (PowerMatcher) aufgenommen um auch internationale Sicht und Schnittstellen zu gewährleisten.

In der Schweiz ist neben der Publikation und Verbreitung der Ergebnisse auch ein starker Fokus auf die Formung von regulatorischen Rahmenbedingungen und die Sicht der öffentlichen Hand relevant für die Verwertung der Ergebnisse.

Der Industriesponsor Copper Alliance verwendet die Ergebnisse um sie in der online Lernplattform „Leonard-Energy“ (<http://www.leonardo-academy.org/>) mittels Webinars zu verbreiten (siehe Webinar). Sie dienen auch für die interne Strategie und Ausrichtung der Rohstoff Kupfer fördernden Vereinigung.

Generell kann davon ausgegangen werden, dass die Informationen und Erkenntnisse aus dem Task 17 für Unternehmen und jungen Start-Ups eine Ausgangsbasis für neue Business Ideen und Realisierung von Projekten sein wird, und somit ein Impuls für die Wirtschaft darstellt.

#### *Weiterführende Themen*

Folgende Themen für weiterführende Aktivitäten wurden identifiziert:

- Evaluation, Measurement and Verification (EM&V) of DR: Herausforderungen der Messung, Abrechnung, Validierung von Demand Flexibility Services
- Forecast and Reliability/Availability: Wie können Flexibilitäten zuverlässig vorhergesagt werden
- Cost Benefit Analysis: Kosten Nutzenrechnung für Dienstleistungen und Produkte – Sehr komplexes Thema, da oftmals Datengrundlage nicht vorhanden

Im engen Zusammenhang mit den Task 17 Aktivitäten sind auch Aktivitäten im Bereich „Daten Analyse für Energieeffizienz“ in Vorbereitung und Gespräch. Besonders der Nutzen von Smart Metering im Zusammenhang mit dem Gewinn an Energieeffizienz sind ein weiteres Thema. Generell ist das Thema „Big Data for enabling Energy Efficiency“ im Zusammenhang mit Smart City und Smart Grids ein zukünftiges mögliches Themenfeld.

#### *Nationale Projekte und Internationale Projekte*

Die Ergebnisse und Erfahrungen aus Task 17 werden im großen nationalen Leuchtturm Projekt LEAFS einfließen. Hier werden neben der Integration von elektrischen Speichern auch neue innovative Markt Konzepte erprobt und entwickelt um Flexibilität von Endkunden für Systemdienstleistungen zu aktivieren.

International sind derzeit auch bei den H2020 LCE Ausschreibungen ein starker Fokus auf Demand Side Flexibility und neue Markt Konzepte nach dem Leitmotiv „Empower the Customer“. Konsortien rund um Task 17 und anderen Partnern aus Industrie und Forschung sind in Diskussion um aufbauend auf den bisherigen Erkenntnissen neue Forschungsziele zu definieren.

## 7 Verzeichnisse

### 7.1 Weiterführende Links und Website

IEA DSM TCP: [www.ieadsm.org](http://www.ieadsm.org)

IEA DSM Task 17: <http://www.ieadsm.org/task/task-17-integration-of-demand-side-management/>

### 7.2 Abkürzungsverzeichnis

<b>ADR</b>	Aggregated demand response
<b>AGG</b>	Aggregator
<b>ADR</b>	Aggregated Demand Response
<b>BRP</b>	Balance Responsible Party (EU)
<b>BA</b>	Balancing Authority (US)
<b>BEES</b>	Battery Electrical Energy Storage
<b>B2B</b>	Business to Business
<b>BEMS</b>	Building Energy Management System
<b>DF</b>	Demand Flexibility
<b>DNO</b>	Distribution Network Operator
<b>DR</b>	Demand Response
<b>DSF</b>	Demand Side Flexibility
<b>DSM</b>	Demand Side Management
<b>DSO</b>	Distribution System Operator
<b>DF</b>	Demand flexibility
<b>DER</b>	Distributed Energy Resource
<b>DG</b>	Distributed Generation
<b>EE</b>	Energy Efficiency
<b>FSP</b>	Flexibility Service Provider
<b>HEMS</b>	Home Energy Management System
<b>ISO</b>	Independent System Operator
<b>MO</b>	Market Operator
<b>PTU</b>	Program Time Unit
<b>SCADA</b>	Supervisory Control and Data Acquisition
<b>SGCG</b>	Smart Grids Coordination Group
<b>TNO</b>	Transmission Network Operator
<b>TSO</b>	Transmission System Operator
<b>VPP</b>	Virtual Power Plant
<b>VPN</b>	Virtual Private Network

### 7.3 Literaturverzeichnis

- [1] S3C Consortium, "Report on state-of-the-art and theoretical framework for end-user behaviour and market roles," D1.1, 2013.
- [2] Suzanne Brunsting, Georgios Giannopoulos, and Tara Esterl, "EcoGrid EU - Framework conditions across Europe," ECN, Deliverable D7.2.
- [3] Chloe Latour, RTE, "Opening Markets to Demand Response: Lessons Learned from the French Experience," presented at the Demand Response: Challenges and Opportunities in the Context of Energy Transitions, EPFL, Lausanne, Switzerland, 10-Sep-2015.
- [4] "USEF - Home." [Online]. Available: <http://www.usef.info/Home.aspx>. [Accessed: 23-Nov-2015].
- [5] *Powermatcher*. Flexiblepower Alliance Network.
- [6] "GridWise® Architecture Council: Transactive Energy." [Online]. Available: [http://www.gridwiseac.org/about/transactive\\_energy.aspx](http://www.gridwiseac.org/about/transactive_energy.aspx). [Accessed: 29-Sep-2016].

## **8 Anhang**

- IEA DSM Task 17 – Subtask 10: *Roles and Potentials of Flexible Consumers and Prosumers*
- IEA DSM Task 17 – Subtask 11: *Valuation Analysis of Residential Demand Side Flexibility*
- IEA DSM Task 17 – Subtask 12: *Best Practices and Lessons Learned*
- IEA DSM Task 17 – Subtask 13: *Conclusion and Recommendations*