

IEA Demand Side Management -
Task XVII Integration von verbraucher-
seitigen Maßnahmen verteilter Erzeu-
gung, erneuerbarer Energieressourcen
und Energiespeicher

M. Stifter

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

51/2010

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 XVII Integration von verbraucher- seitigen Maßnahmen verteilter Erzeu- gung, erneuerbarer Energieressourcen und Energiespeicher

DI Matthias Stifter, DI Helfried Brunner
AIT Austrian Institute of Technology

Wien, Februar 2010

Ein Projektbericht im Rahmen der Programmlinie

**IEA FORSCHUNGS
KOOPERATION**

Impulsprogramm Nachhaltig Wirtschaften

Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie

Inhaltsverzeichnis

1	Kurzfassung	5
1.1	Hintergrund	5
1.2	Ziele	5
1.3	Methodik	5
1.4	Ergebnisse	6
1.5	Folgeprojekt	6
2	Einleitung.....	7
2.1	Vorhaben	7
2.2	Problemstellung	8
3	Übersicht über das Implementing Agreement / Task.....	12
4	Ziele des Projekts.....	14
5	Inhalte und Ergebnisse des Projektes	15
5.1	Methoden und Vorgangsweise.....	15
5.2	Ergebnisse der Studie.....	16
5.2.1	Verteilte Erzeugung in der Energieversorgung.....	16
5.2.2	Flexibilität des elektrischen Bedarfs	20
5.2.3	Kommunikation und Informationstechnologie.....	21
5.2.4	Integrationsanalytik.....	24
5.2.5	Regulation, Politik und Geschäftsmodelle	25
5.2.6	Energiemarkt in den teilnehmenden Ländern.....	26
5.3	Erfahrungen aus den Demonstrationsprojekten	27
5.3.1	Autonome Netze.....	27
5.3.2	Erzeugungsausgleich von DG Anlagen	27
5.3.3	Aggregation von Anlagen / Virtuelle Kraftwerke	28
5.3.4	Traditionelles DR/DSM	29
5.3.5	Verzögerter Netzausbau.....	29
5.4	Relevanz und Nutzen.....	30
5.4.1	Forschung und Kompetenzaufbau.....	30
6	Schlussfolgerungen	31
6.1	Schlussfolgerung der Demonstrationsprojekte.....	31
6.2	Visionen einer erfolgreichen Integration.....	31
6.3	Folgeprojekt Task XVII – Extension (Subtask 5-8).....	33
7	Know-How Transfer.....	34
7.1	Zielgruppen	34
7.2	Veröffentlichungen	34
7.3	Kommunikation	35
8	Abbildungsverzeichnis / Tabellenverzeichnis	37

1 Kurzfassung

1.1 Hintergrund

Energiepolitische Forderungen nach Energieeffizienz, verteilter Erzeugung und Erneuerbare Energietechnologien, sowie elektrische Energiespeicher führen zu immer höheren Zahlen an Anlageninstallationen. Meist ist die Einspeisung dabei variabel (und nur teilweise regelbar), besonders bei Erzeugungsanlagen wie Wind, PV-Systeme, Kleinwasserkraft und Kraft-Wärmekopplungsanlagen.

Intermittierende Erzeugungsanlagen können Probleme im Netz durch physikalische Ausgleichsvorgänge und durch ihre Menge verursachen.

Daher definieren sich zwei Ziele – lokal und global – für ihre Integration:

- aus der Sicht des Netzmanagements und –betriebs sowie
- aus der Sicht des Energiemarktes.

Lösungen für die Probleme durch variablen Ertrag sind die Errichtung von elektrischen Energiespeichern, mehr Flexibilität auf der Versorgerseite um die Fluktuationen und Lastschwankungen zu mäßigen, und die Flexibilität auf der Verbraucherseite zu erhöhen. Die Kombination der verschiedenen Charakteristika dieser Erzeuger ist essentiell um die Wertigkeit der verteilten Erzeugung im Netzverbund und am Strommarkt zu erhöhen.

Die IEA hat verschiedene Implementing Agreements die verteilte Erzeugung (solche wie WIND, PVPS, CHP), Energiespeicher (ES) und Verbraucherseitige Maßnahmen (DSM) untersuchen. Jedoch die Frage wie diese am besten in das bestehende Netz zu integrieren seien, wurde aktuell noch nicht untersucht.

Dieser Task fokussiert genau diesen Aspekt.

1.2 Ziele

Das Hauptziel ist die Verbesserung der Integration von flexiblem Verbrauch (Demand Response, Demand Side Management) und verteilter Erzeugung, Energiespeicher und Intelligenten Netzen. Dies führt zu einer Wertsteigerung von Demand Response, Demand Side Management und Verteilter Erzeugung und verringert die Probleme die durch die variable Erzeugung entstehen (hauptsächlich von erneuerbaren Energieträgern).

1.3 Methodik

In einem ersten Schritt wurde eine breite Bereichsstudie durchgeführt, um alle Information von existierenden IEA Agreements, der teilnehmenden Länder mit der Unterstützung der Länderexperten, von organisierten Workshops und anderen Quellen (Forschungsprogramme, Feldstudien, etc.) zu sammeln. Diese wurden auf Basis der oben genannten Ziele analysiert und danach die Detailinformationen für die detaillierten Anforderungen synthetisiert. Das Hauptergebnisse daraus ist ein aktueller Bericht (state-of-the-art report) und Vorschläge für zukünftige Arbeit, die im zweiten Teil des Projekts durchgeführt werden soll.

1.4 Ergebnisse

Übersicht der aktuellen Situation

Die Hauptthemen die diskutiert werden sind: Verteilte Erzeugung in der Energieversorgung, Flexibilität des elektrischen Bedarfs, Kommunikation und Informationstechnologie, Integrationsanalytik, Regulation, Politik und Geschäftsmodelle und Marktmodelle in den teilnehmenden Ländern.

Pilotstudien und Demonstrationsprojekte

Mehr als 50 Fallstudien, Prototypen und Forschungsprojekte aus den teilnehmenden sowie anderer Länder wurden gesammelt und kategorisiert.

Obwohl eine allgemeine Aussage über die Fallstudien schwierig ist, können einige Element aufgezeigt werden:

Viele Projekte sind noch im Forschungs-, Pilot- oder Feldtest-Stadium. Nur wenige sind bereits am Markt erhältlich. Technologien zur Integration mit verschiedenen Charakteristika existieren: Messwesen und Kommunikationstechnologie sind teuer in der Installation und Betrieb. Optimierungsalgorithmen für den Einsatz von aggregierten Kraftwerkspark Portfolio existieren sind aber nicht am Markt verfügbar, Marktregel für die Integration von verschiedenen Anlagen – besonders Produktion und Verbrauch – sind unterschiedlich in den Ländern.

Vision und Zusammenfassung

Als Aussage der Analyse kann gesagt werden, das eine steigende Durchdringung von verteilten Erzeugern mit der Technologie- und Marktentwicklung resultieren in:

- neue Rollen der verschiedenen Stakeholder – neue Bedingungen und Geschäftsmöglichkeiten, auf der anderen Seite werden aber auch neue Methoden und Werkzeuge dafür benötigt.
- Messwesen und IK Technologien entwickeln sich rasant
- die genannten Entwicklungen werden in neue Produkte, Dienstleistungen und Preispolitik resultieren, welche die Teilnahme der Endkunden ermöglicht

Erfolgreiche Integration heißt das verschieden Technologien in der Erzeugung und auf der Verbraucherseite, sowohl als auch in IKT sind soweit entwickelt, dass ihre Integration technisch und ökonomisch machbar ist und dass die regulatorischen, politischen Rahmenbedingungen und der Markt diese auch vorantreibt.

Die Zusammenfassung der Situation der Integration wurde auf Basis der Analyse und der Expertenmeinungen entwickelt. Der Status wurde für jedes Thema wie folgt beurteilt: *Früh* (F&E), *Jung* (Pilottest), *Verfügbar* (early adopters), *Marktreife*

1.5 Folgeprojekt

Auf Basis der Analyse wurden die Anforderungen für die zukünftige Arbeit innerhalb dieses Tasks definiert. Besonders die Themen mit dem Status Jung/Verfügbar ergeben die Möglichkeiten für gegenseitige Entwicklung und gegenseitigen Austausch von Erfahrungen.

Es wurde entschieden, dass folgendes Thema weiter untersucht werden soll: Bewertung der Effekte aufgrund der steigenden Durchdringung von verteilter Erzeugung auf die Kosten und Vorteile der verschiedenen Interessenten und des gesamten Systems.

2 Einleitung

2.1 Vorhaben

Die in vielen Ländern aktuelle Energiepolitik fördert Energieeffizienz, verteilte Erzeugung (Distributed Generation - DG) und Erneuerbare Energien (Renewable Energy Resources – RES). Dies resultiert in einem stetig steigenden Anteil an dezentraler Erzeugung, teils an intermittierenden Erzeugern. Aus der Sicht der verteilten Erzeuger gibt es zwei Ziele für eine optimale Integration: aktives Netzwerk-Management und Wertsteigerung am Energiemarkt in Bezug auf Energiehandel.

Hauptziel der Tätigkeit in diesem Task ist es, auszuarbeiten wie eine optimale aktive Integration von verbraucherseitigen Maßnahmen wie flexiblem Verbrauch und Stromnachfrage (DR, DSM) zusammen mit verteilten Erzeugern, lokalen Energiespeichern und aktiven Netzen (smart grids) zu erfolgen hat. Somit eine Wertsteigerung und Steigerung der Konkurrenz- und Marktfähigkeit von dezentralen Energieerzeugern zu erzielen und die Energieversorgung langfristig zu unterstützen: durch Reduktion der Probleme ausgelöst durch die Einspeisung von Erneuerbaren Energien.

Ein Teilaspekt der Lösung für die naturgemäß volatile Erzeugung von Erneuerbaren Energien kann das Zusammenwirken mit (elektrischen) Energiespeichern sein. Der komplementäre Teil der Lösung beinhaltet die Ausnutzung von flexiblen Energieverbrauchern (Demand Response – DR). In diesem Sinne kann verteilte Erzeugung (DG), verteilte Energiespeicherung (Distributed Storage – DS) und Energiebedarfssteuerung (Demand Response – DR) gemeinsam als der verteilte Energie Erzeuger (Distributed Energy Resource – DER) gesehen werden:

$$DG + DS + DR = DER$$

In einem ersten Schritt werden alle Informationen zu den bereits auf diesem Gebiet veröffentlichte Arbeiten und umgesetzte Projekte gesammelt und im Hinblick auf die genannten Ziele analysiert. Die Synthese der Ergebnisse der verschiedenen länder- und arbeitsspezifischen Gruppen (z.B.: Cigre, andere IEA-Implementing Agreements), lokalisiert die Schritte für die notwendigen Ausarbeitung der Ziele.

Die folgende Abbildung zeigt die Vernetzung der verschiedenen Arten der verteilten Energieressourcen mit dem Netzwerk am Anschlussknotenpunkt (PCC – Point of Common Coupling). Die Erzeuger und Anlagen sind durch direkten Verkauf oder Kauf von Elektrizität und den damit verbundenen Services mit dem Markt verbunden, oder indirekt durch Zusammenschluss der einzelnen lokalen Mittel (lokale Handelsstrategie – local trading strategie: LTS)

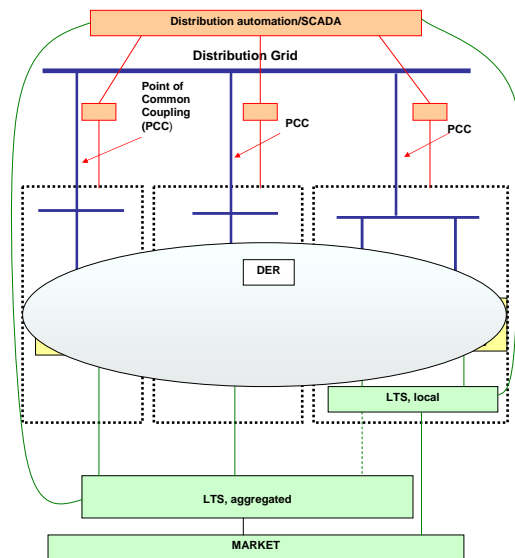


Abbildung 1: Vernetzung der dezentralen Energieerzeuger (DER) mit dem Verteilnetzwerk und dem Strommarkt.

2.2 Problemstellung

"Ohne Demand Side Management sind dezentrale Strukturen nicht umsetzbar."

Wie ist die Integration von verbraucherseitigen Maßnahmen - Demand Side Management (Demand Response, Energy Management) mit dezentraler Erzeugung, Erneuerbarer Energie und Energiespeicher zu bewerkstelligen? Ist ein flexibler Verbrauch der Energie durch ein aktives Lastmanagement die Lösung zur Integration von fluktuierenden Energieerzeugern, wie es bei Erneuerbaren Energien der Fall ist?

Für das integrative Zusammenwirken von fluktuierenden Energieerzeugern muss sich der Verbrauch dem Angebot anpassen, wobei Energiespeicher als elastische Kopplung dienen:

- die Energie möglichst dort zu erzeugen, wo sie gebraucht wird, bzw. zu verbrauchen, wo sie erzeugt wird
- die verfügbare Energie – insbesondere fluktuierende Energie – der Last zuführen, die im Augenblick des Angebots den dringendsten Bedarf bzw. die beste Verwendung hat
- den erforderlichen überregionalen Energiebezug aus dem Netz zu optimieren und so die Versorgung des Gebietes energetisch, ökonomisch und ökologisch zu optimieren.

Die detaillierten Anforderungen und damit Problemstellungen an das Energiemanagement sind:

- Einbinden von Kleinerzeugern
- direkte Kopplung an den Verbrauch
- lokale Energiespeicher
- Erstellen und Einbinden von Prognosemodellen
- Maximieren des Erlöses
- Minimieren der teuren Ausgleichsenergie

Die Produktion von Wind und PV-Anlagen ist durch das Angebot der Primärenergieträger gegeben. Abbildung 2 zeigt das zwischen Last und Erzeugung kaum eine Korrelation vorherrscht.

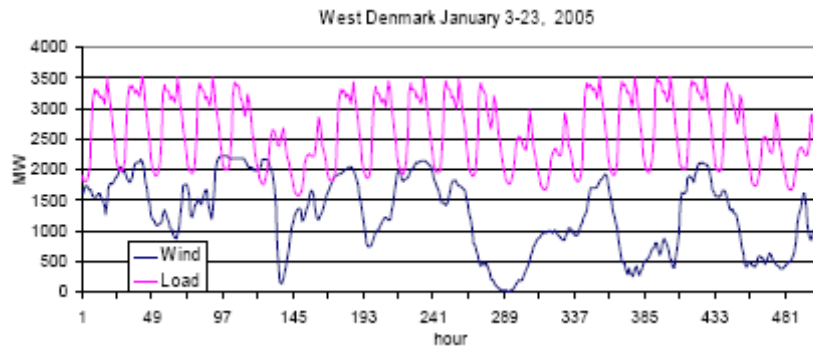


Abbildung 2: Wind Energie Produktion (2400MW) und Verbrauch in West-Dänemark

Große Mengen an variabler Erzeugung durch Erneuerbare Energietechnologien können nicht exakt vorhergesagt werden. Das führt zu Problemen in elektrischen Energiesystemen (in lokalen Verteilnetzen, sowie in Übertragungsnetzen inklusive grenzübergreifende Übergabestellen). In einigen Abschnitten lässt sich bereits Netzüberlastung beobachten, welches einen Ausbau der Netzleitungen notwendig macht, um die Kapazität und Flexibilität für die Integration variabler Erzeugung zu aufzubieten.

Die Herausforderungen die durch den Einsatz von Erneuerbaren Energietechnologien auftreten zeigt Abbildung 3. Die Zeitskala der Probleme reicht von einigen Millisekunden bis zu Jahren. Systemintegrationskosten steigen mit dem Einsatz Erneuerbare Energieträger, jedoch sind sie insgesamt geringer durch die fallenden Kosten Erneuerbarer Energietechnologien.

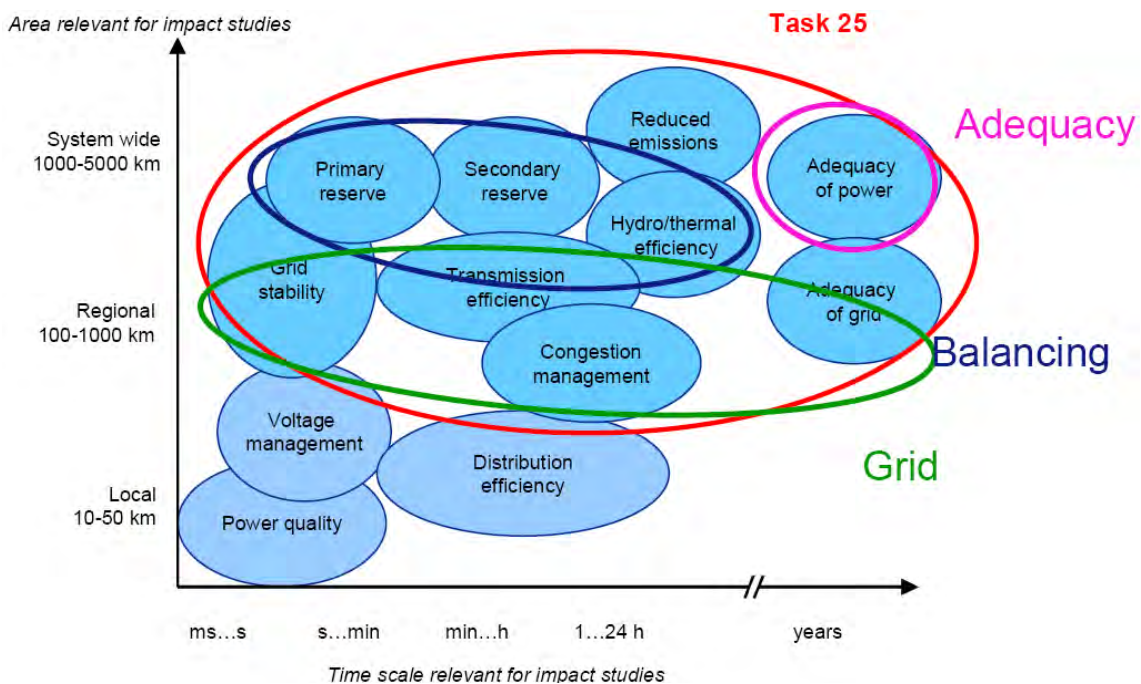


Abbildung 3: Auswirkungen auf das el. Energiesystem, eingeteilt in verschiedene Zeitskalen (siehe Task 25 des IEA Implementing Agreements WIND)

Ähnliche Probleme können im Elektrizitätsmarkt ausgemacht werden: Nationale und Lokale Bilanz sind komplexer abzuwickeln, wenn der Anteil an Erneuerbaren steigt. Zwei Aufgaben sind - lokal und global - zu bewältigen um Erneuerbare und Verteilte Erzeuger zu integrieren: die (technische) Integration ins elektrische Energiesystem und die Integration in den Elektrizitätsmarkt/Energiemarkt.

Eine Lösung um die variable Einspeisung Erneuerbarer determinierbarer zu machen, ist der Einsatz von Energiespeichern (zentrale oder dezentrale Speicher). Eine andere Lösung ist die Einbeziehung der Flexibilität der Verbraucher. Die folgende Tabelle 1 zeigt einige Lösungen der Probleme für Markt und Netz, basierend auf Dezentrale Energieanlagen (Distributed Energy Resources - DER). Es wird allgemein vermerkt, dass diese Tabelle nur eine grobe Übersicht geben kann. Da sehr viel auf diesem Gebiet gearbeitet wird, ist anzunehmen, dass die Rolle von DER in der Verbindung mit elektrischen Energiesystemen weiterentwickelt wird.

Tabelle 1: DEA basierende Lösungsansätze bei verschiedenen Zeitskalen

	< One minute	15 minutes	30 minutes	Hour ahead	Day ahead	Year ahead
Frequency control (primary, secondary, tertiary)	Local automated DG Local automated DR Load shedding	Centralized signals to DG and DR	Direct load control DR Manual DR	DG DR		
Voltage control	Power electronics	Power factor corrections, DS	Power factor corrections DS, DR			
Meet system peak load				DR	DR	Energy efficiency Demand response
Portfolio balancing		DR, DG, DS	DR,DG, DS	DR,DG, DS		
Relief of HV network congestion		DR	DR	DR		
Network restoration		DR, DG, (DS)	DR, DG, (DS)	DR, DG, (DS)		
deferring network investments						Energy efficiency, DR, DS

Die Idee hinter dieser Arbeit, als auch in verschiedenen anderen Projekten, ist die bessere Koordination zwischen lokalen Energiequellen, steuerbaren Lasten und Speicher – das Smart Grid Konzept – um die Kosten für die Integration von Erneuerbaren signifikant zu reduzieren.

Die Vision der Integration von DEA in einer Smart Grid Plattform entspricht den Zusammenschluss von einem Netz aus verschiedenartigen Erzeugern, eine hohe Anzahl von Verbrauchern und Energiespeichern. Das Netz, zusammen mit einer Analytik, Kommunikationstechnologien und verteilter Intelligenz, wird verwendet um die Erzeuger, Lasten und Speicher zu koordinieren und damit eine zuverlässige

Versorgung zu gewährleisten. Eine energieeffizientere Netzführung des Verteilnetzes entlastet auch die Betriebsmittel des Übertragungs- und Verteilnetzes (Reduktion von Spitzenlasten) und hat damit auch einen positiven Effekt auf die Umwelt.

Verschieden Modelle des Energiesystems der Zukunft sind sich fundamental einig, dass eine Steigerung des Anteils an verteilter Erzeugung und eine aktive verbraucherseitige Beteiligung, zu einer aktiven Rolle des Verteilnetzes führt. Das gesamte System muss integral als eines geplant und betrieben werden, und das obwohl die Eigentümerschaft, Entscheidungsträger und Betrieb verteilt sind.

Drei konzeptuelle Modelle sollen genannt werden: *Microgrids* (minigrids), *aktive Netze* unterstützt durch IKT und das "*Internet*" Modell.

3 Übersicht über das Implementing Agreement / Task

Implementing Agreement Demand Side Management

Seit 1993 entwickelt und verbreitet das IEA DSM Programm Anwendungen und Werkzeuge zu verbraucherseitigen Maßnahmen – Demand Side Management und Energieeffizienz. Das Ergebnis der kollaborativen Arbeit 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 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:

Australia	Greece	Norway
Austria	India	Spain
Belgium	Italy	Sweden
Canada	Japan	United Kingdom
Denmark	Republic of Korea	United States
Finland	Netherlands	
France	New Zealand	

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

Teilnehmende Staaten:

Finland (Operating Agent)
Austria
Italy
Korea
Netherlands
Spain
USA

Laufzeit:

- Erster Abschnitt: 2007-2009
- Zweiter Abschnitt: 2010-2011

4 Ziele des Projekts

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

In der durchgeführten Projektstudie wurde diese Integrationsaspekte analysiert und in einen detaillierten Bericht gefasst (siehe Know-How-Transfer).

Eine Zusammenfassung und Empfehlung soll den Fokus zukünftiger Arbeit und Forschungsprogramme legen. Die für eine erfolgreiche Integration notwendigen Entwicklungs-Themen wurden kategorisiert und ihr Entwicklungsstatus evaluiert. Dies soll die bestehenden Technologie-Defizite aufzeigen und helfen sie weiter zu entwickeln.

Ein wichtiges Ziel ist die Analyse der Workshops mit Interessensvertretern und die Zusammenführung der Kompetenzen und Informationen aus anderen Implementing Agreements. Input und Feedback wurden unter anderen von den IAs WIND, PVPS, ENARD und DSM gegeben. Besonders die Enge Zusammenarbeit mit dem IA ENARDS-Annex II der ausschließlich sich mit Fragen zur Integration von Verteilten Erzeugern in Intelligente Verteilnetze beschäftigt. Die Informationen sind in allen Fragen zu Intelligenten Energienetzen – besonders in die Abschnitte über Flexibilität des Verbrauchers, Kommunikation und IT sowie Integrationsanalytik eingeflossen.

Detaillierte Beschreibungen der länderspezifischen Situation aller Aspekte der Integration wurden erstellt. Dies gibt Einblick in die Verhältnisse der teilnehmenden Länder die sonst nicht zur Verfügung stehen oder schwer zugänglich sind (in der jeweiligen Landessprache verfasst). Diese Länderinformationen sind dem Endbericht als Annex angehängt.

Die Sammlung relevanter Projekte und Fallstudien zu diesem Thema (Pilottest, Demonstrationsanlagen, etc.) sind die Basis für die Analyse im Endbericht. Diese umfangreiche Sammlung steht vorerst nur den teilnehmenden Ländern zur Verfügung.

Die folgenden Hauptthemen wurden näher untersucht:

- Verteilte Erzeugung in der Energieversorgung,
- Flexibilität des elektrischen Bedarfs,
- Kommunikation und Informationstechnologie,
- Integrationsanalytik,
- Regulation, Politik und Geschäftsmodelle

5 Inhalte und Ergebnisse des Projektes

5.1 Methoden und Vorgangsweise

Die Inhalte wurden in vier Subtasks aufgeteilt:

Subtask 1 – Information collection on the characteristics of different types of DER in the integrated solutions

Durchführung einer umfassenden Studie bezüglich der Integration von DER (Distributed Energy Resources) und die genaue Analyse der inhärenten Charakteristika der jeweiligen Art und Typ des Erzeugers. Fokus liegt auf bestehenden und umgesetzten Lösungen zur Integration in der Kombination mit Energie Effizienz und Demand Response mit zumindest einer der folgenden Technologien: Dezentrale Erzeugung, Energiespeicherung oder Aktive Netze (smartgrids).

Betrachtet werden dabei Niederspannungsnetze sowie Mittelspannungsnetze wo z.B.: der Zusammenschluss von vielen einzelnen Erzeugern in Windparks erfolgt.

Die Informationen wurden vom Operating Agent (OA) und von den Länderexperten gesammelt, basierend auf Ergebnisse aus der Forschung, Pilotprojekte, Demonstrationsprojekte und anderen Erfahrungen mit der Thematik.

Der Operating Agent (OA) bereitete darauffolgend die Liste an relevanten Projekten und Informationen auf und erstellte einen Entwurf des Fragebogen für die Ausarbeitung durch die Länder-Experten.

Der genaue Inhalt und die Form der Studie wurden im ersten Expertentreffen spezifiziert:

- Technische Informationen des dezentralen Erzeugers (DER) der die Voraussetzungen für Kombination mit Demand Response und DSM erfüllt;
- Durchdringung und Integrationsebene der Technologien
- Marktkonditionen
- Wirtschaftlichkeit
- Auswirkungen und Rückwirkungen auf das System

Subtask 2 – Analysis of the information collected and preliminary conclusions (state of the art)

In diesem Arbeitspaket wurde ein vorläufiger Bericht entworfen, basierend auf den Ergebnissen der vorangegangenen Arbeit. Dieser Bericht umfasste

- den aktuellen Stand der Entwicklung und Forschung in Hinsicht auf Verbraucher, Netzwerk, System und Markt;
- Pilot und Leuchtturmprojekte sowie laufende Anwendungen und Einsatz;
- Begründung und Analyse des Nutzen der Integration
- technische und wirtschaftliche Auswirkungen
- technische und wirtschaftliche Anforderungen und Barrieren
- notwendige Maßnahmen und Verbesserungen für eine Integration

Der Entwurf der Analyse und die notwendigen Aufbereitungen wurden vom Operating Agent mit Unterstützung der Länder-Experten durchgeführt.

Subtask 3 – Feedback from the stakeholders: Workshop

In diesem Teil des Tasks wurde ein offener Workshop mit Interessensvertretern vorbereitet und durchgeführt, um zusätzliche Information und Feedback zu den Ergebnissen und Umsetzungen der Thematik zu erhalten:

- Erfassen von zusätzlichen Informationen von den eingeladenen Sprechern und Teilnehmern
- Feedback zu den vorläufigen Ergebnissen
- Anregungen zu der zukünftiger Vorgehensweise und zu weiteren Maßnahmen

Der Operating Agent (OA) erstellte daraus die Workshop Proceedings gemeinsam mit der Zusammenfassung und den daraus resultierenden Ergebnissen.

Subtask 4 – Final conclusions and the detailed definition of the further work

In diesem Subtask wurde der Bericht und die damit verbundenen Ergebnisse und Projekten zu den jeweiligen "best practices" erstellt. Ein weiterer Teil ist die Erstellung des detaillierten Arbeitsplans für die zukünftigen Aktivitäten auf dem Gebiet der Integration von DER und DSM:

- der aktualisierte Endbericht aus der Synthese aller eingebrachten Ergebnisse, Erfahrungen und erfolgreichen Umsetzungen ("best practices")
- Detaillierter Arbeitsplan und Zeitplan (Roadmap) für weitere Arbeiten und Umsetzung der Ergebnisse.

Der Endbericht wurde vom Operating Agent unter Mitarbeit der Experten erstellt.

5.2 Ergebnisse der Studie

Es folgte eine Zusammenfassung der fünf Hauptthemen der Studie. An dieser Stelle sei an den Endbericht des Task XVII hingewiesen (Link siehe Kapitel 7).

5.2.1 Verteilte Erzeugung in der Energieversorgung

Variabilität und Unsicherheit in der Erzeugung

Zentrale Erzeugung hat zwei prinzipielle Variabilitäten: Laständerungen und Versorgungskontingenzen (Verlust einer Übertragungsleistung oder eines Kraftwerkblocks). Mit den Erneuerbaren Energieerzeugern kommt eine dritte Variabel hinzu.

Zwei Sichten des elektrischen Energieversorgungssystems

Im Gegensatz zu den zentralen Erzeugern, muss ein System mit hohem Anteil an Erneuerbaren und Verteilten Erzeugern ein anderes Kommunikations- und Regelmodell haben – bestehend aus einem extensivem verteiltem Monitoringsystem, bidirektionale Kommunikation und mit verteilter Regelung und Analytik.

Flexibilität

Der Schlüssel für die Integration dieser Unsicherheiten und Variabilität ist die Erhöhung der Flexibilität der Diversität. Diversität im Primärträger und in der Technologie, mit komplexerer Analytik, schnellerer Reaktionszeiten und Reaktionsmöglichkeiten. . Dazu benötigt es disponierbare Erzeuger mit großen Operationsbandbreiten und schnellen Leistungsrampen, höhere Nutzung von Leistungselektronik, Energiespeicher, Automation, und das Management von Verbrauchern und Demand Reponse um die Erzeuger zu regeln.

Tabelle 2 zeigt die aktuelle installierte Leistung von DG und RES (Renewable Energy Storages). Diese Studie setzte mit 20MW die Leistungsgrenze für verteilte Erzeuger.

Tabelle 2: Installierte Leistung (in MW) für DG und Erneuerbare

Country	Wind	Solar	CHP	µCHP	Small hydro	Others	Total prod. (MWh)
Finland	122	5	294	N/A	270MW(<10MW)	< 20	16.200
Italy #	1500	120	3242	N/A	4138	672	9000
Netherlands	1560	53	8500	N/A	Marginal		
Spain							
<=15MW	1019	413	3132	0.788	1465	397*	47.900
15<P<25MW	2686	0	1082	-	237	141*	
USA ^{\$}	9,44**	1,96**				101,4**	789.475
Austria	1032	36	402	6165MWh	1172 (<10MW) 1559 (<20 MW)	1	19.182
Korea	177,7	35,9	3455	148	60 (<5MW)	81	68.300
# In Italy, other DG are biogas (347 MW) and heat & enthalpy recovery (325 MW) *: In Spain, others are biomass, biogas and municipal solid waste fired units **: Not capacity, production expressed in 10 ⁷ MWh							

Energiespeicher

In Verbindung mit Verteilten Erzeugern sind Energiespeicher sinnvoll einsetzbar, um die Fluktuationen zu dämpfen. Die Anwendungen für Energiespeicher lassen sich auf Basis verschiedener Parameter definieren, wie Lade- und Entladezeiten, Kapazität, etc. Sehr kurzzeitige Anwendungen (kürzer einer Sekunde) sind im Bereich der Versorgungsqualität, Versorgungssicherheit und Zuverlässigkeit zu finden und werden als *Hochleistungsanwendung* bezeichnet. Anwendungen im Bereich von Minuten zu Stunden finden den Einsatz zur Unterstützung Erneuerbarer Energieerzeuger und Lastschwankungen, aber auch für unterbrechungsfreie Versorgungen. Abhängig von der Anwendung bewegt sich die Kapazität im Bereich von unter 1kW bis zu 1GW. Diese Anwendungen werden als *Hochenergieanwendungen* bezeichnet.

Hochleistungsanwendung: Sind Kapazitäten, Flywheels, Supraleitende Magnetspeicher (SMES) und andere, werden für schnelle Reaktionen im Bereich der Spannungs- und Versorgungsqualität eingesetzt. Im Gegensatz dazu werden Hochenergieanwendungen für ökonomische Speicherbewirtschaftung eingesetzt. Die Leistung kann nur kurzfristig (Sekunden bis Minuten) aber nur sehr kurz eingesetzt werden, typisch um den Start andere Generatoren zu überbrücken (Bridging Power)

Hochenergieanwendungen: Können Energie über einen längeren Zeitraum liefern, auch um Energie zwischen den Tageszeiten zu puffern.

Wärmespeicher: Finden ihre Anwendung in Verbindung mit KWK (Kraft-Wärme-Kopplungen) in großen Anlagen aber auch beim Endverbraucher, wo es als Teil des DR gesehen werden kann wie elektrische Warmwasserspeicher oder Kühlung.

Tabelle 3 zeigt die Technologien die in großem Stil in den teilnehmenden Ländern verwendet werden:

Tabelle 3: Kapazitäten der Energiespeicher

	Pumped hydro	Heat storage (large scale)	Heat storage (consumer's level)
Austria	6,5 GW / 11,2 TWh		Yes
Finland	No	About 17 GWh and 900 MW _h (non-coincident)	Yes
Italy	7.6 GW/5 TWh (2007)	N/A	rare
Korea	3,9 GW	699Gcal/h	649 MW (ice storage)
Netherlands	No	Yes	Not really
Spain	2,7 GW	No	No
USA	Yes	Yes	Yes

Ökonomischer Einsatz

Eine weitere Bedingung für eine optimale Integration ist der ökonomische Nutzen für jeden Teilnehmer. Oft kann es zu unterschiedlichen Interessen kommen, wenn sich zwar globales wirtschaftliches Optimum bestimmen lässt, kann der lokale Einsatz auch andere Ziele verfolgen.

Optimierung von KWK inkludiert auch die Wärmespeicherung und Wärmeproduktion. Die Grenzen des elektrischen Netzes wie auch des thermischen Netzes, und deren Märkte müssen berücksichtigt werden.

Der eigentliche Handel und die Optimierung des Einsatzes eines DER Portfolios ist komplex wie die Abbildung 4 zeigt.

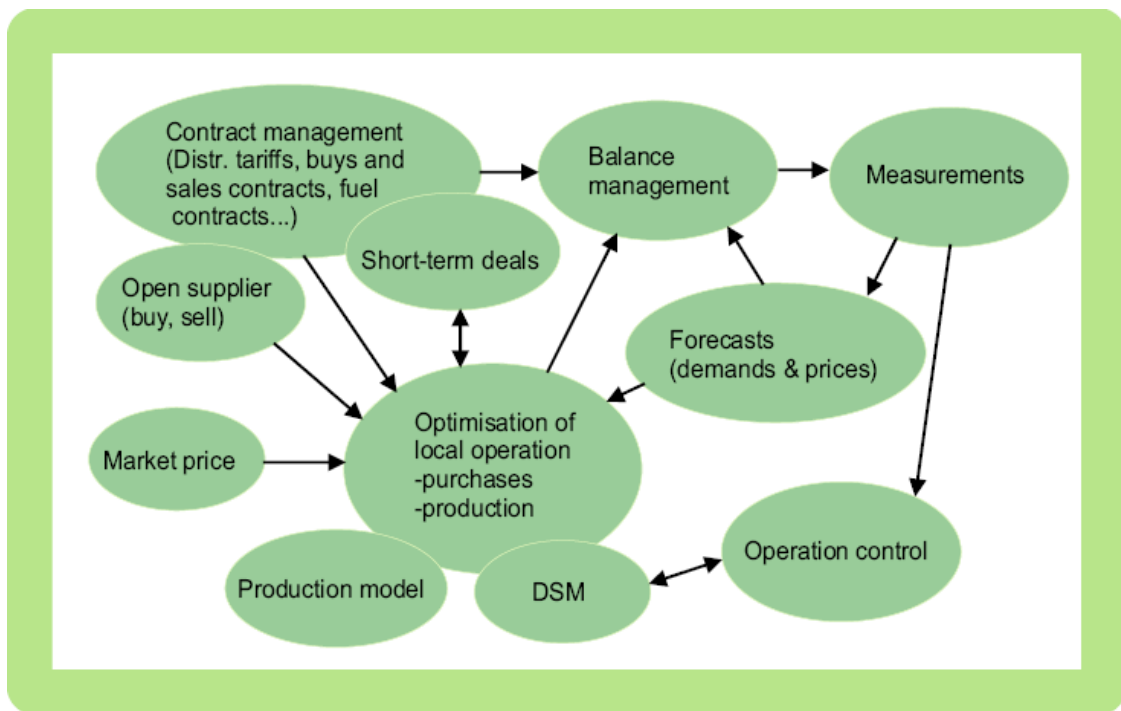


Abbildung 4: Zusammenhänge der Strukturen bei Einsatz von DER

Echtzeit Netzbetrieb

Kommunikation, Monitoring, Messwerterfassung, Analyse und Informationstechnologie sind zentral für die Effizienz eines Echtzeitbetriebs des elektrischen Netzes.

Power Quality Management: Moderne Inverter können einen großen Beitrag zur Qualität des Versorgungsnetzes liefern. Typische Anwendungen sind Kompensation von harmonischen Schwingungen, Spannungsregelung mittels Blindleistungseinspeisung, Spannungseinbrüche, etc. Zukünftige Netzqualität bei einer hohen Dichte von verteilten Erzeugern und Leistungselektronik für die Einspeisung wird davon abhängen, ob verringerte Netzqualität mittels vernetzter IKT kompensiert werden kann. Durch den Einsatz von Monitoring und Anlagenüberwachung besteht auch die Möglichkeit der Messung von PQ Parametern und die kommunikationstechnische Anbindung an das Verteilnetzmanagement.

Schutzeinrichtungen: Verteilte Erzeugungsanlagen (DER) erhöhen den Bedarf an koordinieren, justieren und überwachen von Schutzeinrichtungen. Das Kurzschlussverhalten von DER erfordert ebenfalls besondere Beachtung. Der Kurzschlussstrom fließt nicht mehr wie im hierarchischen zentralen Netz von der höheren Netzebene in die unterlagerten Netze, sondern kann auch in die höheren Netzebenen zurückfließen. In einigen Ländern fordern die Netzbetreiber mittels eigenen Anschlussbedingungen das fault-ride-through Verhalten der Anlagen bei Spannungseinbrüchen, wie z.B.: in Spanien und ab 2009 auch in Deutschland (Grid code).

Verteilnetzautomation: Diese benötigen Lastprognosen und Echtzeitmonitoring des Netzzustandes und des Leistungsflusses. Mit zusätzlichen Informationen über Wirk- und Blindleistung, Strom und Spannungen, sowie den zugehörigen

Phasenlagen können der Netzzustand besser bestimmt und vorhergesagt werden. Das hohe Maß an vorhandener Automatisierung und Messung bei Dezentralen Anlagen kann für die Verteilnetzautomatisierung verwendet werden und so die Kosten und den Aufwand für zusätzliche Maßnahmen reduziert werden. Elektronische Zähler sind bereits ein Teil der Kommunikationsplattform für die Netzautomatisierung.

Moderne Netzwerk State Estimation Werkzeuge greifen bereits auf die vorhandenen Messungen und das Anlagenmonitoring zurück, um die Zustandsbestimmung und Zustandsmodelle zu verfeinern. Automatisierung der Verteilung von anderen Energieformen wie Erdgas und Fernwärme, könnte ebenfalls auf die Messungen der Anlagenanschlusspunkte zurückgreifen.

Die Kommunikation zwischen den Anlagen und dem Verteilnetzautomatisierungssystem hängt von der Größe und Anzahl der Anlagen ab. Der IEEE Standard 1547-2003 fordert für jede Anlage größer als 250kVA muss eine Messanlage für die Verbindungsparameter (Wirkleistung, Blindleistung, etc.) besitzen. Der Standard EN 50438 fordert keine dezidierte Messeinrichtung für Mikrogeneration (10kVA). Die deutsche Anschlussrichtlinie für Anlagen im Mittelspannungsnetz fordert für jede Anlage in dieser Netzebene ferngewirkte Vorgabe für die Einspeisung und andere Parameter.

5.2.2 Flexibilität des elektrischen Bedarfs

Demand-side Ressourcen

Die Verfügbarkeit von Demand Response bedeutet, dass der Verbraucher eine Flexibilität in der Nutzung der Elektrizität – wann und wie – hat. Ein Teil des Verbrauches kann zeitlich verschoben oder unterdrückt werden. Typische verschiebbare Lasten sind industrielle Prozesse wie Erzabbau, mechanische Pumpen, Elektrolyse, Lichtbogenöfen, Walzwerke, Gaskompressoren, etc. oder Endverbraucher wie elektrische Heizung, Kühlung, Ventilation, Beleuchtung, Warmwasserbereitung.

Preissignale sind in der Lage den Verbrauch zu beeinflussen, wenn der Unterschied hoch genug ist. Dazu wird aber eine Mess- und Kommunikationsinfrastruktur benötigt.

Man unterscheidet das technische Potential, das ökonomische Potential und das verfügbare Potential oder Marktpotential.

Automatische Demand Response Geräte:

Diese Automatisierungseinrichtungen sind erhältlich und werden meistens über einen Alarm oder ein Preissignal gesteuert. Diese können auch vorübergehend abgeschaltet werden.

Preis Granularität und "smart rates"

Diese ist sehr zugehörig der vorhandenen Zählerinfrastruktur bzw. Möglichkeiten. Einfache Tag/Nachttarife (ToU-tariffs) müssen unterscheidbar für die Abrechnung sein.

In vielen teilnehmenden Ländern existiert für große Kunden ein Tarif mit stündlicher oder sogar halbstündlicher Granularität. Für Endkunden gibt es diese noch nicht, welches mit den Kosten und Möglichkeiten elektronischer Zähler zusammenhängt.

Verbrauchermaßnahmen und Erzeugung

In allen Teilnehmerländern gibt es zu einem gewissen Grad Demand Reponse. Neben dem time-of-use Tarif (ToU) gibt es unterbrechenbare Tarife, bei denen zu gewissen Zeiten keine Elektrizität zur Verfügung steht. Diese sind in den Ländern Europas und der USA weiterverbreitet.

Die bekannteste Form ist das Lastverschieben (load-shedding) mit der Übertragungsnetzbetreiber eine Lastverzögerung einleiten können, um Überlast oder Ausfall zu vermeiden. Programme zur direkten Steuerung von Lasten sind hierzu verschieden.

In einigen Ländern sind Verbraucher oder Aggregatoren groß genug um direkt an dem Stromspotmarkt teilzunehmen. Es herrscht eine Ablehnung der Regelzonenverantwortlichen gegen die Teilnahme von kleinen Verbrauchern.

Tabelle 4: Vorhandene DR Optionen in den teilnehmenden Ländern

Type of DR	Country	Note
Time of use	Finland	Retail and network ToU, usually for customers over 10 to 15MWh per year
	Italy	Night&Day tariffs for residential customers
	Spain	Compulsory above 50kW, otherwise optional
	Austria	
	Netherlands	
	USA	
	Korea	Industrial and commercial consumers
Real-time pricing	Finland	Some suppliers are offering this form of pricing for small customers if customer has an hourly meter
	Italy	For large and medium consumers
	Spain	For large consumers
	Netherlands	For large consumers
	USA	Exists and is viewed to increase
Curtailment and direct load control programs *	Italy	Interruptible load deals with VHV grid large customers (by 7% of country peak load)
	USA	Most of the DR programs are of this type
	Austria	

* : Does not include emergency curtailment programs that exist in all the participating countries

5.2.3 Kommunikation und Informationstechnologie

Kommunikationsnetze

Kosten für die Installation werden nichtlinear wachsen und ab einer gewissen Dichte und Durchdringung konvergieren. Rasche sinken der Kosten sind hier notwendig. Die Effizienz wird linear steigen mit der Anzahl der Verbraucher. Mit der Installation von elektronischen Zählern wird auch das Grundgerüst für intelligente Netze und Verbraucherseitige Beteiligung (DR) gelegt.

Öffentliche Kommunikationsnetzwerke werden auch für Demonstrationsprojekte (TCP/IP) verwendet. Besonders das Internet stellt eine attraktive Alternative zu Funk und Telekommunikationsnetzen dar.

Breitbandanbindungen

Diese sind für das Übertragungsnetz bereits vorhanden um Energieflüsse und Zustände zu messen. Im Verteilnetz sind diese nur bei neu errichteten oder erneuerten Trafostationen vorhanden, werden aber mit dem Installation von Smart Meters Einzug halten.

Elektronische Zähler / Smart Meters

Es herrschen unterschiedlichste Definitionen. Faktum ist, dass die Informationen die zur Verfügung stehen für verschiedene Anwendungen die Grundlage bieten werden.

Interoperabilität

Verteilte Erzeuger benötigen standardisierte Anschlüsse für die Kommunikation mit anderen Erzeugern und dem Verteilnetzmanagement. Es wird als ein Schlüssel für die Entwicklung und Verbreitung von Verteilten Erzeugern gesehen. Weltweit ist eine große Zahl an Standardisierungsorganisationen tätig, welche das Ziel haben für Verteilte Erzeuger und deren Anbindung an das elektrische Energiesystem eine einheitliche Vorgabe zu erstellen. Die wichtigsten sind die International Electrotechnical Commission (IEC) mit den Standards IEC 61400-25 (Wind) IEC 61850 (Substation Automation) und IEC 61970 (Common Information Model), sowie das European Committee for Electrotechnical Standardization (CENELEC) und das Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) mit dem Standard IEEE 1547. Wenig Standardisierung für Verbraucherseitige Maßnahmen wurden unternommen.

Funktionale Automatisierung / Monitoring

Gebäudeautomatisierung und andere Endverbraucher Automatisierung beinhalten oft Steuerungen für Lasten. Die zeitliche Auflösung beträgt zumeist unter einer Minute für die Reaktionen auf Steuersignale. Erfahrung hat gezeigt, dass automatisierte Laststeuerung zuverlässiger ist als die Anforderung per Telefon.

Intelligentes Verhalten

Lastmodellierung wird zum Zweck von Modellen für Lastprofile gemacht. Ein besseres Verständnis dient hier um Lastverläufe besser vorherzusagen und um genauere zeitliche Auflösungen zu erreichen, typisch eine Auflösung von maximal einige Minuten.

Automatisierung von Anlagen ist von der Technologie und davon abhängig wie sie gesteuert wird. Regelung, Management, und Zustandsmonitoring sind meistens automatisiert. Wartungsfunktionen und Versorgung von Primärenergieträger sind ebenfalls zumeist automatisiert.

Verbraucher / Prozess Feedback

In mehreren Studien wurde gezeigt, dass Verbraucherverhalten durch Feedback beeinflusst werden kann. Im IEA Task XI wurden drei Hauptmechanismen identifiziert mit den sich Endverbraucher motivieren lassen: End Use Monitoring and Feedback (EUMF), Time of Use (ToU) und Demand Side Bidding (DSB).

Endkunden erfüllen auch meistens die vertraglich geregelten Pflichten wenn sie direkt vom Netzbetreiber kontaktiert werden.

Intelligent Agenten und Verteilte Regler

Aggregation von DER kann mit dem Konzept des Virtuellen Kraftwerks erfolgen. Meistens gibt ein zentraler Controller die Vorgaben für die vielen kleinen Einheiten vor. Das Senden von Preissignalen ist dabei sehr effizient. Abbildung 5 zeigt die Architektur die von den meisten VPP Projekten verwendet wird.

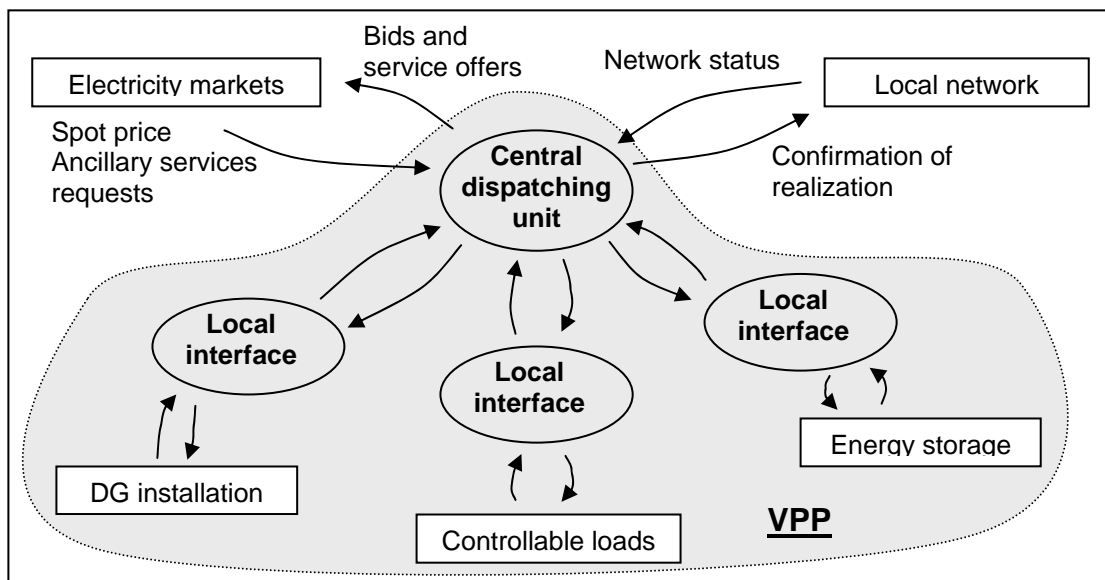


Abbildung 5: Architektur eines Virtuellen Kraftwerks

Ein Beispiel für die Architektur eines allgemeinen Kommunikationssystems findet sich in Abbildung 6.

Lokaler DER Regler: Der lokale Regler ist nach IEC 61850 das logische Gerät das als "Server" dient. Er liefert die Daten, antwortet auf Befehle und verwaltet die Erzeugungseinheit. Der Standard IEEE 1547.3 fordert bei einer Anschlussleistung über 250kVA einen lokalen DER Regler.

DER/EMS System: Dieses regelt das lokale elektrische Energiesystem, unterstützt Schaltoperationen von Erzeugern und lokalen Lasten. Dieses System kann auch hierarchisch aufgebaut sein.

IKT Infrastruktur: In der Abbildung 6 sind die ovalen Einheiten die verschiedenen Stakeholder die in DER System Transaktionen beteiligt sind. Eine Möglichkeit des Interaktionskanals bietet das öffentliche TCP/IP Netzwerk. Der Vorteil des Internets ist die Interoperabilität von TCP/IP, die Verfügbarkeit von günstiger Hard- und Software.

Die Nutzung des Internets bedingt aber auch die Gefahr von Angriffen und Verwundbarkeit gegenüber Sicherheitsrisiken. Für Kommunikation in Businessanwendungen hat sich die Verwendung von Webservices als Standardtechnologie durchgesetzt. Für viele Fernwirkanwendungen sind die Anforderungen an den Durchsatz des Internets ausreichend.

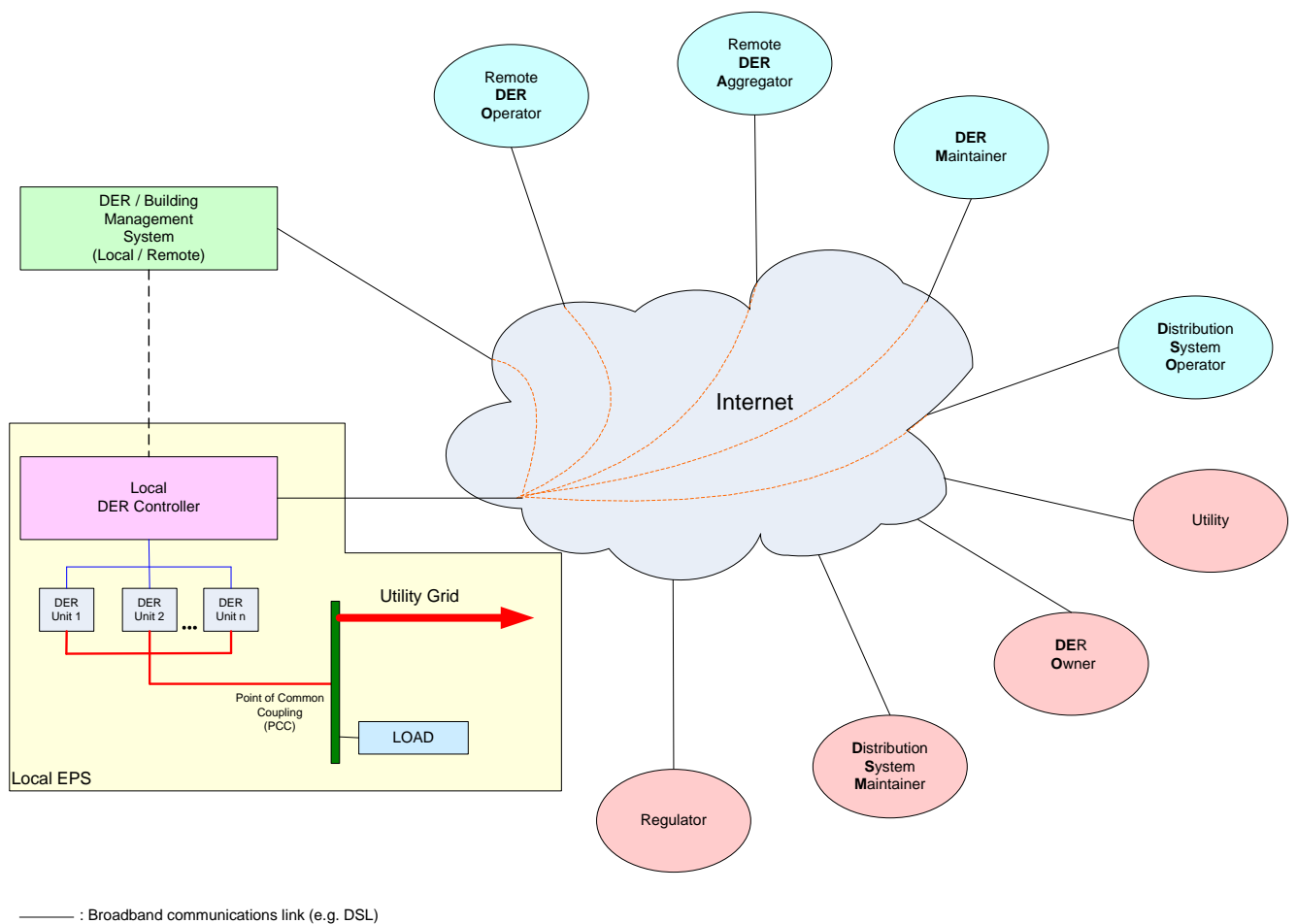


Abbildung 6: Beispiel für die Architektur des Kommunikationssystems (Quelle: EU-DEEP)

5.2.4 Integrationsanalytik

In diesem Teil werden verfügbare Werkzeuge und Methoden für die Untersuchungen der Effekte der Integration auf das Energiesystem beschrieben. Die Liste hat keinen Anspruch auf Vollständigkeit, aber illustriert die Einsatzgebiete.

Klassifizierung:

- Ressourcenplanung und Analyse der Rahmenbedingungen
- Energiefluss und Marktintegration
- Netzanalyse und Simulation
- Simulation der Endverbraucherebene
- Betriebsoptimierung
- Prognose

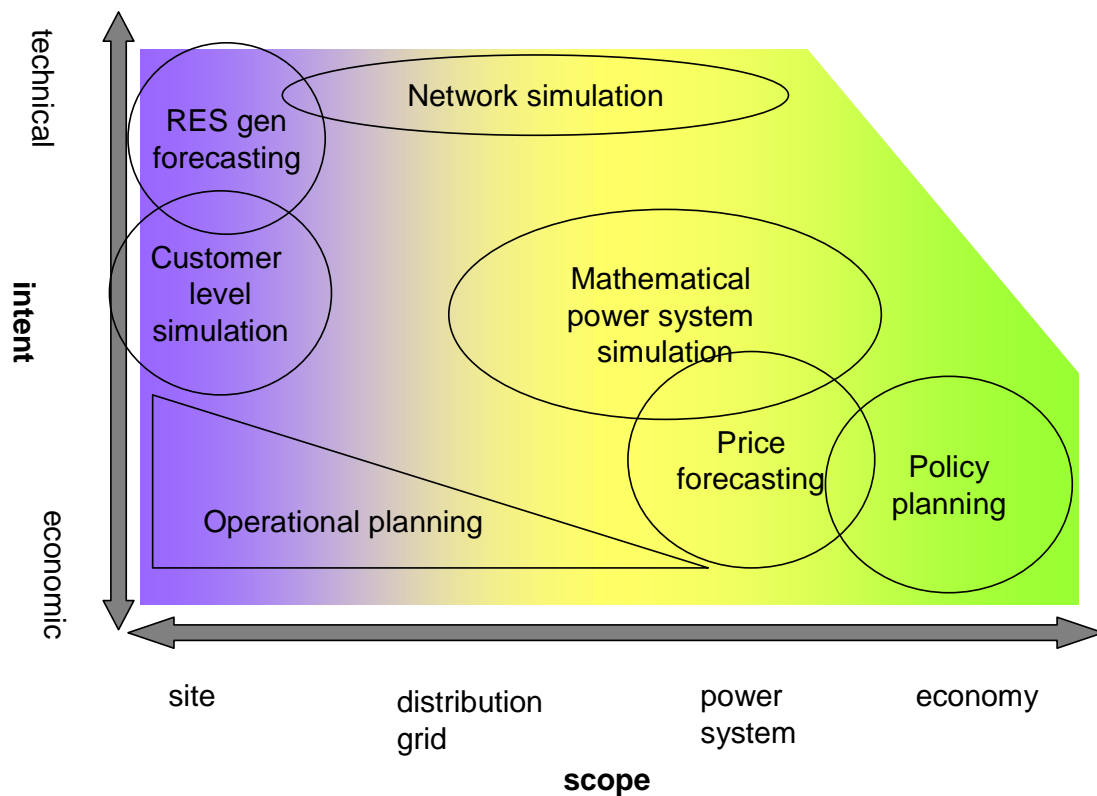


Abbildung 7: Kategorien der Werkzeuge (Zweck und Einsatzgebiet)

Gute und echte Daten: Verbraucherdaten für Endkunden sind nicht vorhanden. Echte Lastprofildaten sind notwendig für die Betrachtungen und Simulationen. Mit dem Einsatz von Smart Metern werden diese zur Verfügung stehen.

5.2.5 Regulation, Politik und Geschäftsmodelle

In diesem Teil wurden politischen Rahmenbedingungen und Geschäftsmodelle gesammelt und analysiert.

Verstehen der Kosten und der Vorteile

Energiewirtschaftliche Akteure im Verteilnetz verfolgen verschiedene Ziele. Negative Effekte wie die nicht profitable Installation von elektrischen Messzählern kann aber durch Zusatzeffekte wie Lastkontrolle oder andere Dienstleistungen kompensiert werden. Werkzeuge für die Modellierung und Betrachtung der Kosten wurden verwendet um ein Geschäftsmodell zu untersuchen.

Anreize und Förderungen

Obwohl DG/RES nicht immer ökonomisch für die Verbraucher und Betreiber sind, werden ihre positiven Effekte langfristig für die ganze Gesellschaft gesehen. Tabelle 5 zeigt die verschiedenen Förderprogramme in den teilnehmenden Ländern.

Tabelle 5: Anreize für Erneuerbare Energietechnologien

	Country	Note
Investment support	Finland	30% (40% for wind power)
	Korea	30% ~ 80% (depend on the types)

Tax reduction	Finland	Certain generation forms do not pay electricity tax
	Korea	10 % of investment in renewable energy can be deducted from corporate income tax
Feed-in tariffs	Italy	CIP6 scheme with frozen eligibility; all-inclusive scheme for devices less than 1MW
	Spain	Optional if under 50MW
	Austria	
	Korea	
Fixed premium	Italy	PV solar
	Netherlands	
	Spain	Optional if under 50MW
Green certificates	Italy	Quotas up to 6.8% (2012) of fossil generation & imports
Quota	Austria	For balancing areas

Beispiele von Geschäftsmodelle

Im Projekt EU-DEEP wurden drei Modelle entwickelt. DER wird lokal installiert aber global gesteuert um ihren Wert zu optimieren. Die Aggregation von vielen Einheiten ist dafür notwendig. Die Modelle unterscheiden sich in Bezug auf Aktoren und DER Technologien.

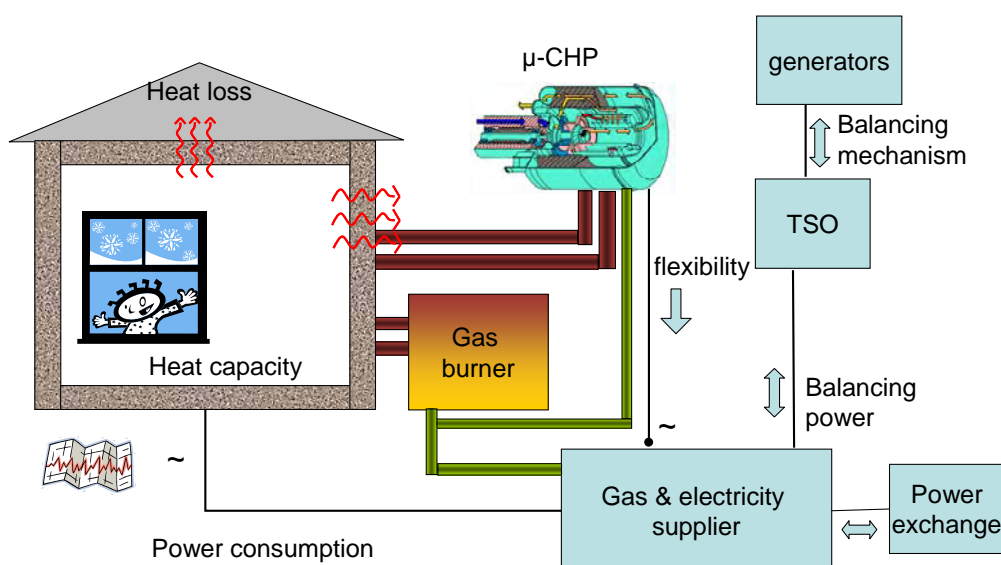


Abbildung 8: Verbraucher und Aggregator im zweiten EU-DEEP Geschäftsmodell.

5.2.6 Energiemarkt in den teilnehmenden Ländern

Dieser Teil wurde hauptsächlich aus den Länderberichten gewonnen, welche von den Länderexperten durch Beantwortung eines Fragebogens beigesteuert wurde. Detaillierte Informationen können in den Länderberichten des Task Endberichts Annex (Band 2) entnommen werden.

Marktstruktur

Diese ist sehr unterschiedlich in den Ländern. Der Markt ist großteils liberalisiert und nur in Korea und einigen Staaten der USA reguliert.

Marktteilnehmer

In Ländern des liberalisierten Marktes sind der Netzbetrieb, Erzeugung und Handel von einander getrennt. Meist ist der Übertragungsnetzbetreiber zuständig für die Versorgungssicherheit und die Regelzonen.

Verteilnetze sind meistens aufgeteilt unter vielen hunderten Betreibern. In den Niederlanden werden Anstrengungen unternommen diese wieder zu vereinen und dem Übertragungsnetzbetreiber zu unterstellen.

Markttransaktionen

Alle Teilnehmer haben einen day-ahead, intra-day und einen Markt für Ausgleichsenergie. DER haben meist keinen Zugang, da die Anforderungen für mindest Energie und Leistung weit höher sind als einzelne Anlagen liefern. Hier wird die Aggregation der Anlagen benötigt.

5.3 Erfahrungen aus den Demonstrationsprojekten

Während der Laufzeit dieses Tasks wurden Informationen über Pilotprojekte, Demonstrationsprojekte und Forschungsprojekte gesammelt. Sie wurden in verschiedenen Kategorien eingeteilt. Normalerweise ist an öffentlich zugänglichen Information schwer zu kommen, jedoch konnte durch die Mitarbeit der Länderexperten sehr gute Projektdokumentationen gesammelt werden. Diese sind auch im Anhang des Berichts (Band 2) aufgelistet. Die genaue Projektdokumentation findet sich über einen gesicherten Zugang im Web. Diese sind nur den teilnehmenden Staaten zugänglich.

5.3.1 Autonome Netze

Diese haben wahrscheinlich den höchsten Grad an DG Integration. Die nachfolgende Tabelle listet die Microgrid Projekte und ihren Grad an Fortschritt.

Tabelle 6: Projekte zu autonomen Netzen

Name	Country	Advancement	Islanded operation	Notes
Microgrids	Europe	Field test	Yes	
DINAR – Pool-BEMI	Germany	Research	No	
Qurrent	Netherlands	Research	?	
Dispower	Germany / Spain	Field test	Yes	Battery storage
Microrred	Spain	Research	Yes	Battery storage

5.3.2 Erzeugungsausgleich von DG Anlagen

Diese Projekte verwenden DR/DSM um die Produktion von DG Anlagen zu regeln. Der Betrieb der Anlagen ist weniger komplex als in den Projekten des vorhergegangenen Abschnitts. Verbraucherseitige Maßnahmen werden verwendet um die variable Erzeugung der Anlagen zu kompensieren (als auch DR/DSM in Form eines Speichers verwendet wird – wie ein Kältespeicher im Night Wind Projekt).

Die Tabelle 7 zeigt die Projekte und ihre Hauptmerkmale. Der Schwerpunkt der letzten vier Projekte ist auf die Reihe von Maßnahmen für einen zukünftigen nachhaltigen Betrieb gerichtet.

Tabelle 7: Projekte welche die Erzeugung durch DR/DSM regeln

Name	Country	Advancement	Balanced DG	DR
Night wind	Netherlands	Demonstration	Wind	Cold storage
Smart-A	Germany	Demonstration	Renewable and cogeneration	Domestic load shifting
EEG – Integration of wind energy	Austria	Research	Wind	All
Green VPP	Austria	Research	Renewable	All
VPP and DSM	Austria	Research	Wind	Heating, cooling, washing, drying and dish washing
Viselio	Italy	Research	Solar	Heat storage and biomass plant
Renewable buffering on minor islands	Italy	Research	Renewable	Hydrogen storage or desalinated water production
EU-Deep – Task force 1	Europe	Demonstration	Wind	All and local generators
Solar cities	Australia	Field tests	PV	Energy efficiency
Acciona solar building	Spain	Exists	PV	Energy efficiency in one building
Antondegí	Spain	Exists	Solar, Wind, biomass	Energy efficiency
Sarriguren	Spain	Exists	Solar, Wind, biomass	Energy efficiency

5.3.3 Aggregation von Anlagen / Virtuelle Kraftwerke

Diese Projekte behandeln den Zusammenschluss von Erzeugern um koordiniert einzuspeisen. Die Anlagen sind meist beim Verbraucher platziert und können daher auch DSM Dienstleistungen beinhalten.

Die letzten Projekte dieser Liste fassen nicht nur verteilten Erzeuger sondern auch Energiespeicher zusammen.

Für die drei bereits genannten Projekte ist es notwendig, dass der Markt die Aggregation verschiedener Erzeuger insbesondere aber auch von Erzeugern und Verbrauchern zu einer einzelnen Einheit erlaubt. Das kann ein Thema sein, wie z.B. in Spanien wo Verbrauch und Erzeuger separiert werden muss (nicht aber KWK die können zum Verbraucher gezählt werden.)

Tabelle 8: Projekte zu Aggregation und Virtuellen Kraftwerken

Name	Country	Advancement	Type of units	Goal
Electrotek	USA	Field test	Controllable DG	Act on the market
Real Energy	USA	Exists	Controllable DG	Optimise enterprise's DG operations
NRE	Korea	Field test	All DG	Collect production data
Local energy resources	Finland	Research	Controllable DG	Aggregate small units
Multipower	Finland	Research		Develop a DG testing environment
Cogeneration systems	Korea	Existing	CHP	Use of local DG units to avoid peak prices
EU-Deep – Task force 3	Europe	Demonstration	CHP	Increase of CHP flexibility through DR
Weiland proef	Netherlands	Demonstration	μCHP	Observe the electrical behaviour of an aggregated set of μCHP
Clustered operation of μCHP cluster	Netherlands	Field test	μCHP	Use of dispersed local μCHP to offer power flexibility
Use of fuel cells	Korea	Field test	Fuel cells	Assessment of fuel cells operation
Crisp	Netherlands	Field test	All distributed resources	Aggregate different types of units.
Fenix VPP	Netherlands / Spain	Field test	All distributed resources	VPP operation
IRON	Austria	Research	All distributed resources	Market and infrastructure models for distributed resources aggregation

5.3.4 Traditionelles DR/DSM

In manchen teilnehmenden Ländern gibt es traditionelle DR/DSM Schemas, wie time-of-use, real-time, oder peak-pricing. Als Konsequenz wird die Verwendung Demand Reponse vorangetrieben und damit auch die Verwendung von lokalen Erzeugern.

In Österreich und Spanien sind bereits elektronische Messzähler (smart meter) ausgerollt. Diese ersetzen die mechanischen Zähler und erlauben bidirektionale Kommunikation für Lastprofile oder Tarife. Sie ermöglichen lokale Messung der Lasten und Erzeuger, sowie die direkte Kontrolle von steuerbaren Lasten.

5.3.5 Verzögerter Netzausbau

Einige Projekte von Netzbetreibern wurden gestartet um Investitionen für den Netzausbau zu verzögern. Die Netzbetreiber evaluieren die Optionen Netzausbau (Leitung, Unterstation) und Investition in Energieeffizienzmaßnahmen und direkte lokale Lastkontrolle. Einige Netzbetreiber in den USA nehmen DG, Energieeffizienz

und Lastmanagement um das T&D Kapitalinvestment hinauszuzögern. Darunter sind PG&E, Commonwealth Edison und Consolidated Edison.

Ein Projekt in Finnland verzögert die Investitionen durch direkte Kontrolle der elektrischen Heizlasten, während das Castle Hill Projekt in Australien die Energieeffizienz erhöht um Spitzenleistung zu reduzieren.

Das Winter Peak Projekt in Irland ist dazu unterschiedlich, da es auf Nationaler Ebene versucht die Spitzenlast zu reduzieren um so Kosten für Investment in die Versorgungssicherheit einzusparen.

5.4 Relevanz und Nutzen

5.4.1 Forschung und Kompetenzaufbau

Das in diesen internationalen Expertenkreisen gewonnene Know-how wurde verwendet, um die Forschungskompetenz bei den Institutionen und Firmen der heimischen Industrie, aber auch bei anderen heimischen Wirtschaftsunternehmen sowie den Strom-Netzbetreibern zu verbessern.

Konkret konnte der Kompetenzaufbau für die Anbahnung und Entwicklung eines Forschungsprojektes des Förderprogramms *Neue Energien 2020* angewendet werden. Dieses Projekt (iSOLVES:PSSA-M) dient der Datenerhebung und Analyse und Modellierung der Niederspannungsverteilstetze mittels elektronischen Messzählern. Der in 5.2.4 genannte Mangel an echten Daten über das Verteilnetz wird mit durch dieses Projekt adressiert.

Eine Umsetzung der Ergebnisse und der gewonnen Kompetenzen konnte in dem Projekt SunPowerCity der Programmlinie *Energie der Zukunft* erzielt werden. Konkrete wurden Maßnahmen und Anreizsysteme für die optimale Netzintegration einer großen Anzahl von gebäudeintegrierter PV-Systeme durch Betriebsoptimierung, sozioökonomische Anreize (Konsument) und Energiespeicher, entwickelt werden. Korrelationsanalysen zur Optimierungen der verschiebbaren Lasten (Verbraucher) und Erzeuger wurden ebenfalls entwickelt und simuliert.

In dem Projekt PV-Store, im Rahmen des ZIT08 plus Innovations- und Technologieförderung für Wien - Environment Call 2008, wurde ein elektrische Speicher zur Spitzenlastglättung des Verbrauchs und zur Netzstabilisierung modelliert, simuliert und die entwickelten Energiemanagementstrategien an einem realen Testsystem gemessen. Die Betriebsweisen wurden für eine verbraucherseitige Maßnahme (Reduktion der Lastspitzen) und für eine netzseitige Maßnahme (Einspeisung der Energie zu Spitzenstromzeiten) entwickelt und getestet.

Die internationalen Kontakte mit anderen Forschungseinrichtungen führte zu einer Teilnahme bei dem thematischen Netzwerk der EU zum Thema "Energieeffizienz durch IKT in Smart Grids" – SEESGEN-ICT (25 Forschungs- und Industriepartner). Die Ergebnisse und Kompetenzen werden im Arbeitspaket "Management of Smart Grids for Energy Efficiency" eingebracht.

Die Zusammenfassung des aktuellen Status über die einzelnen Themen der Integration ist auch für eine Forschungsstrategie eine wertvolle Information.

6 Schlussfolgerungen

6.1 Schlussfolgerung der Demonstrationsprojekte

Eine allgemeine Schlussfolgerung der Demonstrationsprojekte ist schwierig, da sie verschiedene Stufen der Integration erfassen. Es lassen sich aber einige Punkte herausarbeiten.

Die meisten Projekte sind in Forschung und Entwicklung, Demonstration und Feldtest. Nur einige sind eigentliche Geschäftsmodelle und kommerzielle vermarktet.

Die notwendige Technologie für die Integration verschiedener Ressourcen mit unterschiedlichen Merkmalen existiert. Beträgt die Anzahl der zusammengeschlossenen Einheiten einige Hundert oder sogar Tausend, sind die aktuellen Kosten für Installation und Betrieb der Kommunikationstechnik zu hoch.

Die bestehenden Optimierungsalgorithmen für aggregierte Anlagen sind noch nicht öffentlich verfügbar. Erste Anwendungen aber bereits am Markt erhältlich.

Es wurde bereits gesagt, dass die Rahmenbedingungen des Marktes für die Integration von Anlagen unterschiedlicher Arten die Zusammenfassung von Erzeugung und Verbrauch unterstützen muss.

6.2 Visionen einer erfolgreichen Integration

Als Aussage der Analyse kann gesagt werden, dass eine steigende Durchdringung von verteilten Erzeugern mit der Technologie- und Marktentwicklung resultieren in:

- neue Rollen der verschiedenen Stakeholder – neue Bedingungen und Geschäftsmöglichkeiten, auf der anderen Seite werden aber auch neue Methoden und Werkzeuge dafür benötigt.
- Messwesen und IK Technologien entwickeln sich rasant
- die genannten Entwicklungen werden in neue Produkte, Dienstleistungen und Preispolitik resultieren, welche die Teilnahme der Endkunden ermöglichen kann

Erfolgreiche Integration heißt das verschieden Technologien in der Erzeugung und auf der Verbraucherseite, sowohl als auch in IKT sind soweit entwickelt, dass ihre Integration technisch und ökonomisch machbar ist und dass die regulatorischen, politischen Rahmenbedingungen und der Markt diese auch vorantreibt.

Die Zusammenfassung der Situation der Integration wurde auf Basis der Analyse und der Expertenmeinungen entwickelt. Der Status wurde für jedes Thema wie folgt beurteilt:

- Früh (F&E)
- Jung (Pilottest, Feldtest)
- Verfügbar (bei zumindest einem Anbieter, early adopters)
- Marktreife (kommerziell verbreitet)

Tabelle 9: Zusammenfassung des Status der Integration

Electricity supply	Fossil fuel based technologies	Young Existing Mature
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ fuel cells ▪ micro chp ▪ conventional chp 	
	Renewables	Mature Existing/Mature Mature Young/Mature Young/Mature
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wind ▪ pv ▪ small hydro ▪ waves, tidal ▪ biomass 	
	Renewable production forecasting	Young/Existing
	Electrical energy storage	Young/Mature Existing/Mature Early/Existing
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ energy management ▪ bridging power ▪ power quality 	
	Economic dispatch, SCUC software	Mature
Resource planning techniques, tools	Mature	
Real-time grid operation tools	Mature	
Electricity demand	Many DSM techniques	Mature
	Automated DR devices	Young
	Pricing granularity (smart rates)	Early Existing
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Small customers ▪ Large customers 	
Consumer response and production	Early	
Communication, control and monitoring	Communication networks	Mature
	High-speed digital monitoring	Mature Mature Young Early
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Generation ▪ Transmission (EU) ▪ Transmission (USA) ▪ Distribution 	
	Smart meters deployment	Young/Existing
	Cyber-security	Young/Existing
	Interoperability	Existing
	Functional Automation/Monitoring	Mature Young
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ for large assets ▪ for DER 	
	Intelligence/Smart behaviour	Young
	User/primary process feedback	Young/Existing
Intelligent agents and distributed controllers	Young	
Communication semantic and content	Young/Existing	
Integration analytics	Modelling electricity system impacts	Young/Existing
	Understanding relative costs and benefits	Existing
	Controlling and coordinating parts	Young
	Good, real data	Early / Young

Regulation, policy and business	How to capture benefits	
	Incentives and subsidies	
	How to pay for everything	
	Taxation	
	Aggregator business	Young/Existing

6.3 Folgeprojekt Task XVII – Extension (Subtask 5-8)

Im Rahmen des Tasks wurden auf der Basis der Analyse die Themen für die zukünftige Fortsetzung der Arbeit diskutiert:

Die Fortsetzung dieses Tasks analysiert 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 sind unter anderen: Elektromobilität (PEV/PHEV), Wärmepumpen, Photovoltaik Anlagen und Kleinst -Kraftwärmekopplungen bei Endverbrauchern, sowie ihre Kombination mit elektrischen und thermischen Speicher.

Das Projektziel ist zu einem das Verständnis und eine quantitative / qualitative Analyse der Auswirkungen (Vorteile und Kosten) der verschiedenen Technologien (Plugin-Vehicles, Wärmepumpen, Kraftwärme-Kopplungen, Photovoltaik Anlagen, elektrische und thermische Speicher, etc.) auf das Energiesystem und die Stakeholder. Zum anderen das Verständnis über die Beteiligung (Vorteile und Kosten) verschiedener Stakeholder im Sinne der Integration dieser Technologien, und in welche (quantitativen und länderspezifische) Auswirkungen diese Beteiligung resultiert.

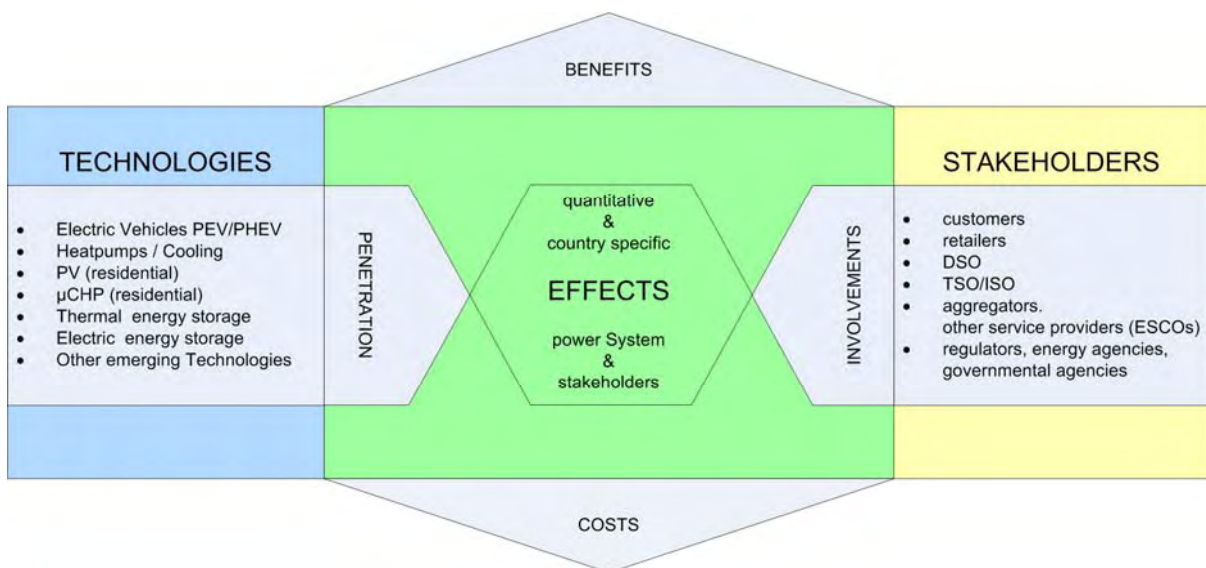


Abbildung 9: Auswirkungen der Technologie Verbreitung und der Stakeholder Beteiligung auf das Energiesystem

7 Know-How Transfer

Webseite des Task XVII:

<http://www.iea-dsm.org/ViewTask.aspx?ID=16&Task=17&Sort=0>

7.1 Zielgruppen

International sind die Ergebnisse nicht nur für die Teilnehmer des IEA-DSM Implementing Agreement und des Tasks von großer Bedeutung. Zielgruppen sind unter anderem Entscheidungsträger, Forschungseinrichtungen und die Industrie.

Unabhängige internationale Expertennetzwerke wie IEA-DSM spielen aufgrund ihrer Glaubwürdigkeit und umfassenden Expertise dabei eine besondere Rolle.

Die Dauerhaftigkeit und Regelmäßigkeit der IEA Plattform stellt dabei einen besonderen Wert dar und hat das Potential intensive F&E-Kontakte zwischen heimischen und internationalen Experten bzw. Expertenorganisationen zu institutionalisieren.

Bereits in der Vergangenheit konnten durch die österr. Teilnehmer am IEA-DSM Programm immer wieder erfolgreich Kontakte zwischen internationalen Experten und heimischen Unternehmen hergestellt werden, was auf die guten und dauerhaften persönlichen Kontakte in dieser Expertenplattform zurückzuführen ist.

Viele der Projektergebnisse sind in weiterführende Forschungsaktivitäten eingegangen.

7.2 Veröffentlichungen

Folgende Publikationen wurden im Task XVII veröffentlicht:

Artikel und Poster (Siehe Anhang):

Seppo Kärkkäinen, Matthias Stifter

"IEA-DSM Task XVII - Integration of Demand Side Management, Distributed Generation, Renewable Energy Sources and Energy Storages – Visions of successful integration and conclusion";

3rd International Conference on Integration of Renewable and Distributed Energy Resources, 10-12 Dezember 2008. Nice, France

Endbericht:

[Final report – main report \(Vol.1\)](#)

[Final report – Annex report \(Vol.2\)](#)

Beschreibungen ausgewählter Projekte (~50)

(Zugang nur für teilnehmende Länder – siehe Anhang)

Workshop Proceedings

[Siehe Webseite - Events](#)

- Petten (NL)
- Seoul (Korea)

7.3 Kommunikation

National erfolgte die Wissensverbreitung und Austausch durch die Teilnahme und Mitarbeit an verschiedenen Konferenzen und Tagungen, national und international:

- Projektforum Smart Grids 2009 (29.05.2009)
- Smart Grids Tagung in Salzburg 2009 (13-15.05.2009)
- Workshop im Rahmen des Projekts Kondea der TU-Wien EEG. Thema des Vortrags Intelligente Verteilnetze / Integration von DG, DSM, ES. (13.5.2009 – Salzburg)
- Workshop: Demand Side Management (DSM) und Energieeffizienz (01.04.2009 Wien)
- Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (11.-13.02.2009)
- Diskussion in Kleingruppen mit Netzbetreiber und Industrie (Thema Netzentgelte, unterbrechbare Tarife, ToU und DSM) – CIRED 09 Prag (8.-11.06.2009).
- 3rd Conference on Integration of Renewable and Distributed Energy Resources – (10-12.Dezember 2008, Nice France) – Präsentation Poster IEA-DSM Task XVII
- Österreichische Aktivitäten im Technologieprogramm der IEA – Netzwerktreffen (30.10.2008, Wien)
- IEA-DSM Task XVII Workshop in Seoul (Korea) (9.09.2008)
- IEA-DSM Task XVII Workshop in Petten (NL) (08.06.2008)
- Workshop und Kick-Off Meeting des Implementing Agreements IEA-ENARD – Annex II: DG System Integration in Distribution Networks. In Anwesenheit des Operation Agent IEA-DSM-Task XVII (13-14.5.2008 Parkhotel Schönbrunn)
- Smart Grids Tagung in Wien 2008 (13-16.5.2008)
- 10. Symposium EnergiInnovation EnInnov08 – (10-12. 02. 2008)

Elektronische Korrespondenz per Email wurde mit verschiedenen Interessenten und Forschungsmitarbeiter geführt. Unter anderem:

- Betreuung von Diplomanten
- Diskussionen mit Experten
- Netzbetreibern
- Industriepartnern
- Energieagenturen

Mailinglist und Newsletter wurden an folgende Interessenten verschickt:

- Netzbetreiber,
- Industrie,

- Universitäten und Fachhochschule,
- Smart Grids Technologieplattform
- Energieagenturen
- u.a.

8 Abbildungsverzeichnis / Tabellenverzeichnis

Abbildung 1: Vernetzung der dezentralen Energieressource (DER) mit dem Verteilnetzwerk und dem Strommarkt.....	8
Abbildung 2: Wind Energie Produktion (2400MW) und Verbrauch in West-Dänemark	9
Abbildung 3: Auswirkungen auf das el. Energiesystem, eingeteilt in verschiedene Zeitskalen (siehe Task 25 des IEA Implementing Agreements WIND).....	9
Abbildung 4: Zusammenhänge der Strukturen bei Einsatz von DER	19
Abbildung 5: Architektur eines Virtuellen Kraftwerks	23
Abbildung 6: Beispiel für die Architektur des Kommunikationssystems (Quelle: EU-DEEP)	24
Abbildung 7: Kategorien der Werkzeuge (Zweck und Einsatzgebiet)	25
Abbildung 8: Verbraucher und Aggregator im zweiten EU-DEEP Geschäftsmodell.	26
Abbildung 9: Auswirkungen der Technologie Verbreitung und der Stakeholder Beteiligung auf das Energiesystem	33
Tabelle 1: DEA basierende Lösungsansätze bei verschiedenen Zeitskalen	10
Tabelle 2: Installierte Leistung (in MW) für DG und Erneuerbare	17
Tabelle 3: Kapazitäten der Energiespeicher	18
Tabelle 4: Vorhandene DR Optionen in den teilnehmenden Ländern	21
Tabelle 5: Anreize für Erneuerbare Energietechnologien	25
Tabelle 6: Projekte zu autonomen Netzen.....	27
Tabelle 7: Projekte welche die Erzeugung durch DR/DSM regeln.....	28
Tabelle 8: Projekte zu Aggregation und Virtuellen Kraftwerken.....	29
Tabelle 9: Zusammenfassung des Status der Integration	32