

IEA International Smart Grid Action Network Annex 3 Kosten-Nutzen und sozio- ökonomische Analysen von Smart Grids

Arbeitsperiode 2015 - 2018

A. Kollmann, V. Azarova,
S. Goers, M. Schwarz

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

7/2019

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

Impressum

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

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

Auszugsweise Abdruck ist nur mit Quellenangabe gestattet. Es wird darauf verwiesen, dass alle Angaben in dieser Publikation trotz sorgfältiger Bearbeitung ohne Gewähr erfolgen und eine Haftung der Republik Österreich und der Autorin/des Autors ausgeschlossen ist. Nutzungsbestimmungen:
<https://nachhaltigwirtschaften.at/de/impressum/>

IEA International Smart Grid
Action Network Annex 3
Kosten-Nutzen und sozio-ökonomische
Analysen von Smart Grids
Arbeitsperiode 2015 - 2018

Dr. Andrea Kollmann, Valeriya Azarova, MSc.,
Dr. Sebastian Goers, DI (FH) Markus Schwarz
Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz

Linz, September 2018

Ein Projektbericht im Rahmen des Programms



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 gewährleistet wird.

DI Michael Paula

Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Inhaltsverzeichnis

1. Kurzfassung	4
2. Einleitung	6
3. Hintergrundinformation zum Projektinhalt.....	9
3.1. Struktur und Organisation.....	9
3.2. Aufgaben und Ziele des ISGAN-Annex 3	9
3.3. Ziele und Methoden der österreichischen Beteiligung	10
4. Ergebnisse des Projektes.....	14
4.1. Smartness, Bewertungsmodelle und sozio-ökonomische Faktoren – Zusammenfassender Überblick der vier verfassten Arbeitspapiere.....	14
4.2. Sozioökonomische Aspekte der Entwicklung hin zu Smart Grids	20
4.3. Die Smart Grids – Kosten und Nutzen Bibliographie	23
5. Vernetzung und Ergebnistransfer	24
6. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen	25
7. Literaturverzeichnis	26
8. Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	26
9. Anhang.....	28

1. Kurzfassung

Die Europäische Union hat sich ehrgeizige energiepolitische Ziele gesetzt, mit denen der vorschreitende Klimawandel eingedämmt, die Wettbewerbsfähigkeit der Europäischen Union gestärkt und die Energieimportabhängigkeit gesenkt werden sollen. Zur Erreichung dieser Ziele ist es notwendig eine Energieinfrastruktur zu schaffen, die ein hohes Potential an Flexibilität, Steuer- und Regelbarkeit aufweist: Smart Grids. Die Bewertung der Kosten und Nutzen, von in Smart Grids eingesetzten Technologien und Dienstleistungen in Hinblick auf ihren Beitrag zur Steigerung der Gesamteffizienz des Energiesystems, ist dabei essentiell.

Das Energieinstitut an der JKU Linz beteiligte sich im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie seit Mitte des Jahres 2013 in der Arbeitsgruppe Annex 3: Benefit & Cost analysis and Toolkits des International Smart Grid Action Networks (ISGAN) und hat gemeinsam mit Experten aus 11 Ländern Bewertungsmodelle analysiert und Vorschläge für deren Adaption und Weiterentwicklung entwickelt. Im Verlauf der Arbeiten hat sich das EI-JKU im Besonderen mit zwei Fragen beschäftigt: wie kann ein solches Bewertungsmodell auf österreichische Gegebenheiten hin angepasst werden und welche sozioökonomischen Faktoren beeinflussen die Frage, ob ein Endverbraucher als Gewinner oder Verlierer aus Smart Grids basierten Funktionalitäten hervorgeht.

Als Ergebnis dieser Ausarbeitungen liegt nunmehr ein Vorschlag für die Clusterung der Hauptfunktionen eines Smart Grids vor, die in einer *cost-benefit analysis* (CBA) berücksichtigt werden sollten: (1) *Einbindung der Endverbraucher*; (2) *Verknüpfung (interconnection)*; (3) *erhöhte Qualität und Stabilität der Versorgung durch Zwei-Wege-Kommunikation und umfassende Kontroll- und Überwachungsfunktionen*; (4) und *erhöhte Effizienz*. Außerdem wurden Leitlinien zu den Schlüsselparametern und -bedingungen für die Anwendung einer CBA für österreichische Projekte erarbeitet. Die Praktikabilität dieser Leitlinien wurde unter Verwendung von Daten des Forschungsprojektes „Flexible AC Distribution Systems“ (FACDS, FFG-Nr. 853555), das im Testbed der Aspern Smart City Research Batteriespeicher in Kombination mit einem Umrichter erprobt, getestet. Die Ergebnisse zeigen, dass der Nutzen des Einsatzes dieser Technologien aus Sicht eines privaten Investors abhängig vom jeweiligen Geschäftsmodell bzw. Speicherbetrieb ist, während der Nutzen aus gesellschaftlicher Sicht durchwegs positiv ausfällt.

Neben diesem Themengebiet hat sich das EI-JKU auch mit der Frage beschäftigt, ob soziale Ungleichgewichte durch die Verlagerung der Lasten der Finanzierung des Netzes in niedrigere Einkommensklassen ausgelöst werden. Dabei lag der Fokus darauf zu zeigen, wie die eigene, dezentrale Stromerzeugung Preis- und Tarifierungsmodelle verändert und welche sozioökonomischen Faktoren bei der Entwicklung neuer Kosten- und Nutzenmodelle zur Analyse und Bewertung von Investitionen in Smart Grids Technologien und Smart Grids Regelungen berücksichtigt werden sollten.

Diese Thematik wurde in der Projektlaufzeit noch weiter vertieft und in einem weiteren *working paper* diskutiert. In diesem stand die Frage im Vordergrund wie zukünftige Netztarifstrukturen aussehen könnten und welche Wirkung sie auf verschiedene Haushaltsgruppen haben. Im Ergebnis zeigt sich, dass alternative Netztarifsysteme, abhängig von den verwendeten Szenarien, (in extremen Fällen) eine Verringerung von 50% oder eine Zunahme von 500% der Ausgaben für Haushalte (verglichen mit dem Status quo) bringen.

Ziel des vorliegenden Berichtes ist es, einen breiteren Einblick der österreichischen Aktivitäten in der Arbeitsgruppe ISGAN-Annex 3 zu geben und die oben kurz skizzierten Ergebnisse detaillierter darzustellen.

Summary

The European Union has set itself ambitious energy policy targets to curb climate change, strengthen the competitiveness of the European Union and reduce energy import dependency. To achieve these objectives, it is necessary to create an energy infrastructure with a high potential for flexibility and controllability: smart grids. It is essential to assess the costs and benefits of technologies and services used in smart grids with a view to their contribution to increasing the overall efficiency of the energy system.

On behalf of the Federal Ministry of Transport, Innovation and Technology, the Energy Institute at JKU Linz has been participating in the working group Annex 3: Benefit & Cost analysis and Toolkits of the International Smart Grid Action Network (ISGAN) since mid-2013. Together with experts from 11 countries, it has analysed cost-benefit models and developed proposals for their adaptation and further development. In the course of the work, the EI-JKU dealt in particular with two questions: how such an evaluation model can be adapted to Austrian conditions and which socio-economic factors influence the question of whether an end consumer emerges as a winner or loser from smart Grid-based functionalities.

As a result of these elaborations, a proposal for clustering the main functions of a smart Grid is now available, which should be considered in a cost-benefit analysis (CBA): (1) involvement of end-users; (2) interconnection; (3) increased quality and stability of supply through two-way communication and comprehensive control and monitoring functions; (4) and increased efficiency. In addition, guidelines on key parameters and conditions for the application of a CBA for Austrian projects were developed. The practicability of these guidelines was tested using data from the research project "Flexible AC Distribution Systems" (FACDS, FFG No. 853555), which tests battery storage in combination with an inverter in the testbed of Aspern Smart City Research. The results show that the benefit of using these technologies from a private investor's point of view depends on the respective business model or storage operation, while the benefit from a societal point of view is consistently positive.

In addition to this topic, the EI-JKU also dealt with the question of whether social imbalances are triggered by shifting the burden of financing the network to lower income classes. The focus was to show how the own, decentralized power generation changes price and tariff models and which socio-economic factors should be considered in the development of new cost and benefit models for the analysis and evaluation of investments in smart grid technologies and regulations.

This topic was further deepened during the project and discussed in another working paper. In this state, the question was how future grid tariff structures could look like and what effect they would have on different household groups. The result shows that, depending on the scenarios used, alternative grid tariff systems (in extreme cases) reduce household expenditure by 50% or increase it by 500% (compared to the status quo).

The aim of this report is to give a broader insight into the Austrian activities in the ISGAN-Annex 3 working group and to present the results outlined above in more detail.

2. Einleitung

Der kontinuierliche Anstieg des Anteils erneuerbarer Energieträger in der österreichischen Elektrizitätserzeugung bedarf adäquater Übertragungs- und Netzkapazitäten und stellt neue Anforderungen an die technische, wirtschaftliche sowie sozioökonomische Bewertung von Investitionen in eine intelligente(re) Netzinfrastruktur. Gerade im Bereich der Elektrizitätsproduktion, -verteilung, und -speicherung prädestiniert seine geographische und topographische Lage Österreich dazu, eine wichtige Rolle im europäischen Energiesystem der Zukunft einzunehmen. Darüber hinaus gilt es die notwendigen regulatorischen Rahmenbedingungen zu schaffen und gerade in Zusammenspiel mit neuen Technologien wie intelligenten Netzen und Zählertechnologien die Nutzung intermittierender, erneuerbarer Energieträger weiter zu forcieren.

In vielen Ländern sind Aspekte der effizienten, sicheren und nachhaltigen Gestaltung der Elektrizitätsnetze von großer Bedeutung, sodass intelligenten Netztechnologien vermehrt hohe Bedeutung im internationalen Wettbewerb zukommen wird. Jene Volkswirtschaften, die mit vorhandenen Energieformen möglichst effizient umgehen, werden langfristig die mannigfaltigen ökonomischen Herausforderungen am besten meistern können. Die erstmals durch die fortschreitende europäische Integration mögliche Vernetzung der Elektrizitätsnetze verschiedener EU-Mitgliedsländer (Stichwort: *Energy Union*, siehe Fact Box) ist – bei durchdachter Umsetzung – dazu im Stande, zu einer Steigerung der Energieeffizienz und zu einer Reduktion der Verluste durch Reserveenergiehaltung beizutragen.

Fact Box: The Energy Union

The Energy Union means making energy more secure, affordable and sustainable. It will facilitate the free flow of energy across borders and a secure supply in every EU country, for every European citizen. New technologies and renewed infrastructure will contribute to cutting household bills and creating new jobs and skills, as companies expand exports and boost growth. It will lead to a sustainable, low carbon and environmentally friendly economy, putting Europe at the forefront of renewable energy production, clean energy technologies, and the fight against global warming.¹

Für die Auswahl der bestgeeigneten Maßnahmen zur Neustrukturierung bzw. Modernisierung der Energienetze hin zu Smart Grids wird ein objektives Bewertungssystem benötigt, das es ermöglicht verschiedene, potentielle Systemlösungen aus betriebswirtschaftlicher, volkswirtschaftlicher, ökologischer aber auch sozialer Perspektive miteinander zu vergleichen. Solche Bewertungssysteme (oder auch eine zusammenhängende Gruppe von einzelnen Bewertungsmodellen) sind wichtige Tools für private und politische Entscheidungsträger, Interessensvertreter und Regulatoren. Sie können Bedarf an Technologien, Organisationsstrukturen, Regelwerken, Gesetzen, Forschung etc. aufzeigen und Stakeholdern auf allen Ebenen als objektive Grundlage zur Entscheidungsfindung dienen.

Bewertungsmodelle gewinnen laufend an Relevanz, insbesondere weil das Ausmaß der Investitionen in Smart Grids Technologien aktuell hoch ist (siehe Fact Box: European Energy Industry Investments). In den vergangenen Jahren wurden bereits elaborierte Vorschläge für Bewertungsmodelle entwickelt: den Anfang machte das US-amerikanische Electric Power Research Institute (EPRI), das im Jahr 2010 einen „Methodological Approach for Estimating

¹ Building the Energy Union: Website of the European Commission <https://bit.ly/2AOgwLR> (letzter Zugriff: 21/12/18).

the Benefits and Costs of Smart Grid Demonstration Projects”² präsentierte. Im Jahr 2012 stellte das Joint Research Center der Europäischen Union die „Guidelines for conducting a cost-benefit analysis of Smart Grids“³ vor. Diese Methode basiert auf den Arbeiten von EPRI und adaptiert deren Vorgehensweise für die europäischen Rahmenbedingungen und Energiemärkte.

Fact Box: European Energy Industry Investments

“Huge investments are needed for the energy transition to succeed. These investments are crucial to ensure access to secure, affordable and climate-friendly energy. It is estimated that annual investments of EUR 95 to 145 billion would be needed in the power sector in 2021-2050. These investment needs consist of:

- Electricity generation: EUR 54 to 80 billion per year, compared to current levels of EUR 50 to 60 billion.*
- Electricity transmission and distribution grids: EUR 40 to 62 billion per year, compared to EUR 35 billion currently.*
- Investments in storage and demand response are still rather low but should significantly increase in the near future.”⁴*

Ziel der Arbeiten im ISGAN-Annex 3 ist es, den Stand der Technik dieser verschiedenen Herangehensweisen systematisch zu sichten, laufend aktuell zu halten und weiterführende Vorschläge für einen möglichst praktikablen Einsatz der Modelle zu machen. Dabei ist es ein besonderes Ziel der Annex 3-Arbeitsgruppe *Toolkits* zu entwickeln, mit denen einzelne Technologien, die in Smart Grids Projekten eingesetzt werden, während und nach Abschluss der Projektlaufzeit hinsichtlich ihrer Kosten und Nutzen bewertet werden können. Diese Toolkits sollen einerseits so einfach und praktikabel wie möglich sein, und andererseits zuverlässige und vergleichbare Ergebnisse gewährleisten.

Innerhalb der IEA-ISGAN Annex 3 Arbeitsgruppe hatte die österreichische Beteiligung im Berichtszeitraum zwei wesentliche Ziele: erstens, sozioökonomische Aspekte verstärkt in die Diskussion geeigneter Bewertungsmodelle einzubringen und zweitens das vom JRC entwickelte Bewertungsmodell auf seine Adaptierbarkeit für Österreich zu prüfen und anhand eines Anwendungsfalles zu diskutieren. Um diesen Aufgaben gerecht zu werden, hat das Team des EI-JKU vier Arbeitspapiere verfasst, deren Ergebnisse in dem vorliegenden Bericht präsentiert werden. Diese vier Arbeitspapiere sind:

- Azarova, V. und A. Kollmann (2018). *JRC Models and guidelines for modelling of Smart Grids costs and benefits for Austrian stakeholders*. Working paper prepared for IEA-ISGAN Annex 3.
- Goers, S., Schwarz, M. und A. Kollmann (2018). *Applying the JRC cost and benefit analysis for smart grids to multiple usage concepts of battery storage systems: Preliminary results from the project “Flexible AC Distribution Systems”*. Working Paper prepared for IEA-ISGAN Annex 3.

² EPRI (Electric Power Research Institute), (2011) “Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid - A Preliminary Estimate of the Investment Requirements and the Resultant Benefits of a Fully Functioning Smart Grid”, EPRI report, <https://bit.ly/1Qjo1z5> (letzter Zugriff: 21/12/18).

³ Giordano et al. (2012) Guidelines for conducting a cost-benefit analysis of Smart Grid projects. JRC Reference Report EUR 25246 EN. <https://bit.ly/2Emn8WK> (letzter Zugriff: 21/12/18)

⁴ According to a study prepared at the request of the European Parliament's Committee on Industry, Research and Energy (ITRE) in 2017 by Van Nuffel (2017), Seite 16.

- Kollmann, A. und V. Azarova (2017) *Benefit and Cost Analyses and Toolkits: Asymmetric benefits of Smart Grids*. Discussion paper for IEA-ISGAN Annex 3, T4.5.
- Azarova, V., Engel, D., Ferner, C., Kollmann, A. und J. Reichl (2018). *Exploring the impact of network tariffs on household electricity expenditures using load profiles and socio-economic characteristics*, Nature Energy 3 (4), 317-325.

Nach dieser kurzen Einführung in das Thema werden im folgenden Kapitel 3 die Arbeitsschwerpunkte und Ziele des ISGAN-Annexes 3 vorgestellt. Anschließend werden in Kapitel 4 die Inhalte und Ergebnisse der österreichischen Beteiligung im Überblick dargestellt und in Kapitel 5 der bisherige Ergebnistransfer dargestellt. Der Bericht wird in Kapitel 6 mit Schlussfolgerungen abgeschlossen.

3. Hintergrundinformation zum Projektinhalt

3.1. Struktur und Organisation

Im Jahr 2011 wurde das International Smart Grid Action Network (ISGAN) gegründet, dessen Ziel und Aufgabe es ist eine Plattform für die internationale Zusammenarbeit von Regierungen und Experten zu sein, im Rahmen derer die Entwicklung von intelligenten Stromnetztechnologien, Anwendungen und Systemen vorangetrieben werden kann.



Im Rahmen von ISGAN wurden sieben Subprojekte definiert. Eines dieser Projekte ist ISGAN-Annex 3: Benefit & Cost Analyses and Toolkits. Aktuell (September 2018) sind 11 Länder (Italien, Österreich, Frankreich, Indien, Korea, Mexiko, Russland, Südafrika, Schweden, Schweiz, USA) und die Europäische Kommission an den Arbeiten im Annex 3 beteiligt. Die inhaltliche Leitung des Annexes 3 liegt bei Italien.

3.2. Aufgaben und Ziele des ISGAN-Annex 3

The objective of Annex 3 is to develop a global framework and related analyses that can identify, define, and quantify in a standardized way the benefits that can be realized from the demonstration and deployment of smart grids technologies and practices in an electricity system. The Annex will leverage existing knowledge and experience gained in different participating countries (e.g. in the U.S. through the DOE-EPRI methodology and computational tool, the EU through its approach based on Key Performances Indicators, etc.), as well as current international efforts underway and cooperation among major smart grids stakeholders globally.⁵

Der ISGAN-Annex 3 wurde eingerichtet, um die Nutzen und Kosten von Smart Grids Technologien, smarten Energiesystemen aber auch neuen Praktiken und Dienstleistungen aus bottom-up und top-down Sicht zu evaluieren. Für diese Evaluierungen werden im ISGAN-Annex 3 Bewertungsmodelle und Toolkits entwickelt, die es erlauben, auf unterschiedlichen Ebenen Investitionen in intelligente Energieinfrastrukturen zu bewerten und zu vergleichen. Damit soll es möglich werden, spezifische Geschäftsmodelle zu entwickeln und vorhandene Ressourcen optimal einzusetzen.

Zielgruppe für die entwickelten Modelle sind Regulatoren, Energieunternehmen und andere relevante Stakeholder. Ein weiteres Ziel der Arbeiten des Annexes 3 ist es die „Smartness“ eines Energienetzes zu bewerten. Der ISGAN-Annex 3 ist aktuell in vier Haupttasks unterteilt:

Task I: Assess current network maturity models and tools available

Ziel dieses Tasks ist die systematische Erfassung der verschiedenen verfügbaren Methoden, Algorithmen und Werkzeuge für die Bewertung der *Smartness* von Elektrizitätsnetzen sowie das Aufzeigen von Lücken und Überschneidungen zwischen den einzelnen verfügbaren Ansätzen. Basierend auf dieser Sammlung bestehender Bewertungsmodelle werden jene Methoden identifiziert, die sich am besten für die Erreichung der ISGAN-Annex 3 Ziele eignen. Task 1 ist in die folgenden fünf Subtasks unterteilt:

Subtask 1.1: Collecting and comparing maturity frameworks and tools

⁵ Workplan des ISGAN ANNEX 3, nicht öffentlich verfügbar.

- Subtask 1.2: Trial application of two network maturity analysis tool and results discussion*
- Subtask 1.3: Guidelines for the development of a new ISGAN simplified maturity analysis tool*
- Subtask 1.4: Development of the questionnaire for the assessment of the level of smartness of transmission and distribution networks*
- Subtask 1.5: Development of a minimum data set to support smartness measurement of T&D networks with KPIs*

Task II: Assess Current Benefit-Cost Analytical Methodologies and Tool

Ziel dieses Tasks ist es die bestehenden Kosten-Nutzen-Bewertungsmodelle systematisch zu sichten und jene Modelle zu identifizieren, die am besten für die Ziele des ISGAN-Annexes 3 geeignet sind. Task 2 ist in zwei Subtasks unterteilt:

- Subtask 2.1: Collecting and comparing cost-benefits frameworks and tools*
- Subtask 2.2: Update of the cost-benefits frameworks and tools collection*

Task III: Develop Toolkits to Evaluate Benefit-Costs at the Technology or Sub-system Level

Ziel ist die Entwicklung der Rahmenbedingungen und Toolkits für die Bewertung der Nutzen und Kosten von Smart Grids Demonstration & Deployment Projekten auf Ebene einzelner, smarterer Technologien. Dabei wird der Fokus darauf gelegt, Bewertungsmethoden und -werkzeuge zu finden, die eine vergleichende Analyse verschiedener Systemlösungen erlauben.

- Subtask 3.1: Guidelines for the development of a new ISGAN cost-benefits analysis tool*
- Subtask 3.2: Development of a simplified ISGAN cost-benefits analysis toolkit*

Task 4: Further developments: Quantitative Regional and system-level Benefit-Cost Analysis

Im Rahmen von Task 4 werden bestehende Bewertungsansätze evaluiert und neue Lösungen entwickelt um langfristige (bis zum Jahr 2050) Evaluierungen der Kosten und Nutzen von Investitionen in Smart Grids vornehmen zu können. Dabei wird die Frage im Fokus stehen, welche Annahmen über die zukünftige Entwicklung ganzer Energiesysteme (auf nationaler aber auch regionaler Ebene) getroffen werden müssen (Nachfrage, Angebot, Energiemix, Preise, Diskontsätze etc.).

- Subtask 4.1: Application of ISGAN cost-benefits analysis toolkits to pilot projects*
- Subtask 4.2: Guidelines for the development of a ISGAN system cost-benefits analysis tool*
- Subtask 4.3: Development of a simplified ISGAN system cost-benefits analysis tool*
- Subtask 4.4: Extend/generalize the approach to more international cases*
- Subtask 4.5: Socioeconomic Benefits of Smart Grid and regulatory Implications*

3.3. Ziele und Methoden der österreichischen Beteiligung

Die aktuelle Relevanz der Bewertung von Smart Grids-Technologien und die Kosten und Nutzen ihrer Implementierung in ein nachhaltiges und von dezentralen Einspeiseanlagen gekennzeichnetes Elektrizitätsversorgungsnetz ist an der Fülle von Projekten in diesem

Themenfeld erkennbar (siehe Abbildung 1). Österreich ist hier international ein Vorreiter bei der Entwicklung und Erforschung von smarten Energiesystemen und der Umsetzung von Demonstrationsprojekten. Die Methoden zur Kosten-Nutzen-Analyse (costs-benefit analysis, CBA), die im ISGAN-Annex 3 entwickelt werden, sollen ein Instrument zur Abschätzung des Effekts von Investitionen in die Smartness von Stromnetzen, von neuen Geschäftsmodellen und auch von (bisher / aktuell / zukünftig einschränkenden) Regulierungen darstellen. Damit können Investitionen in Smart Grids im Zeitablauf bewertet werden. Idealerweise kann zusätzlich aber auch ein Querschnittsvergleich z.B. zwischen Ländern vorgenommen werden.

Mit einem solchen Bewertungstool kann Nachholbedarf sowohl in technologischer aber auch organisatorischer Hinsicht aufgezeigt werden, wodurch eine Fokussierung der nationalen Energieforschung erzielt werden kann: Vorteile, Errungenschaften, best-practise Strategien, die in anderen Ländern erreicht wurden, können als Anhaltspunkt für die Ausrichtung der nationalen Forschung herangezogen werden.

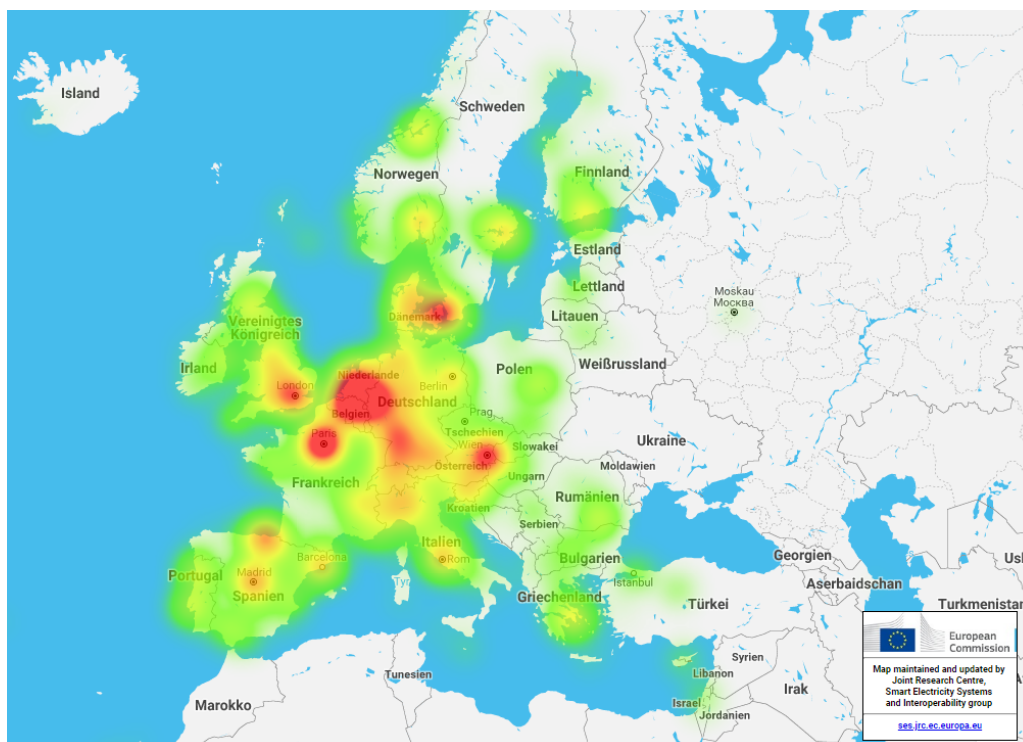


Abbildung 1: Smart Grid Projekte in Europa, Quelle: JRC Smart Grid Project Outlook (2017)⁶

Das Energieinstitut an der JKU Linz (EI-JKU) ist nicht nur sehr gut mit anderen Akteuren der österreichischen Energiebranche und Forschungslandschaft verknüpft, sondern ist als eines der größten außeruniversitären Forschungsinstitute im Bereich Energie auch selbst federführend in eine Vielzahl von Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsprojekten involviert. Dadurch ist es möglich, die Ergebnisse österreichischer Smart Grids Projekte in die Arbeiten im Annex 3 einzubringen und abzuleiten, welche neuen internationalen Methoden für Österreich von Interesse sein können. Dissemination und Feedback sind Grundvoraussetzungen, um einen neuen nationalen Wissensstand zu schaffen.

⁶ Joint Research Centre – Smart Electricity Systems and Interoperability, verfügbar unter: <https://ses.jrc.ec.europa.eu/smart-grids-observatory> (letzter Zugriff: 21/12/18).

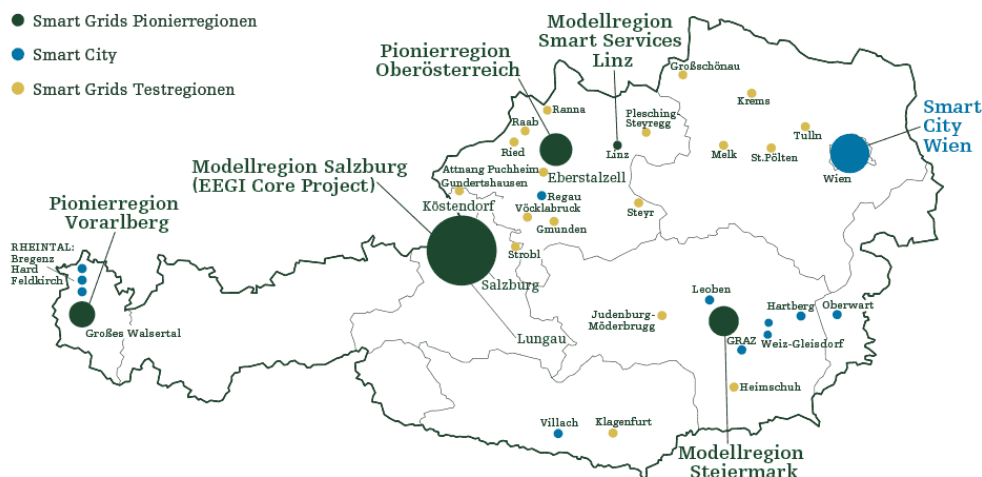


Abbildung 2: Smart Grids Modellregionen Österreich. Quelle: Technologieplattform SmartGrids Austria⁷

Die Beteiligung des EI-JKU in der IEA ISGAN Annex 3 Arbeitsgruppe im Berichtszeitraum verfolgte zwei wesentliche Ziele:

Das erste Ziel war es die Relevanz sozioökonomischer Faktoren in die Bewertung unterschiedlicher Smart Grids Lösungen hervorzuheben und dadurch neben technischen und wirtschaftlichen Faktoren, die in Investitionsentscheidungen klassischerweise prioritär behandelt werden, auch die Notwendigkeit der Berücksichtigung sozialer Auswirkungen einzelner Lösungen aufzuzeigen. Zu diesem Zweck wurden zwei Arbeitspapiere verfasst, die im Folgenden kurz beschrieben werden:

Azarova, V., Engel, D., Ferner, C., Kollmann, A. und J. Reichl (2018). **Exploring the impact of network tariffs on household electricity expenditures using load profiles and socio-economic characteristics**, Nature Energy 3 (4), 317-325.

Das Thema der Finanzierung der öffentlichen Netze bei einem sukzessiven Umbau des Strommarktes hin zu Smart Grids ist hochaktuell. Smart Grids und Smart Grids Technologien, wie etwa Smart Meter, werden es in Zukunft erlauben, neue Preis- und Tarifmodelle anzubieten bzw. anzuwenden. Um eine erste Quantifizierung der Auswirkungen neuer Netztarifsysteme geben zu können, wurde der Artikel „*Exploring the impact of network tariffs on household electricity expenditures using load profiles and socio-economic characteristics*“ verfasst, der sich mit der Frage, wie lastabhängige Netztarife auf verschiedene Haushaltsgruppen wirken und welche Haushaltscharakteristika die Frage beeinflussen, wer von lastabhängigen Tarifen profitieren kann und wer mit Mehrkosten zu rechnen hat, beschäftigt. Dieses Papier wurde in Kooperation mit dem Center for Secure Energy Informatics der Fachhochschule Salzburg verfasst, die u.a. die Aufbereitung des für diese Analysen notwendigen Datenmaterials vorgenommen hat.

Kollmann, A. und V. Azarova (2017) **Benefit and Cost Analyses and Toolkits: Asymmetric benefits of Smart Grids**. Discussion paper for IEA-ISGAN Annex 3, T4.5.

Das zweite Papier zu diesem Thema ist ein *discussion paper* der IEA ISGAN Annex 3 Arbeitsgruppe. Es ist als Vorstudie zum oben beschriebenen Nature Energy Artikel konzipiert

⁷ Technologieplattform Smart Grids Austria, siehe www.smartgrids.at (letzter Zugriff: 21/12/18)

und gibt einen Überblick zum Thema „Asymmetrische Costs/Benefits“ von Smart Grids relevanten Anwendungen und Technologien. Zudem wurde im Rahmen dieses Papieres eine Literaturstudie durchgeführt um zu bestimmen, welche Charakteristika grundsätzlich bei der Analyse von „Gewinnern“ und „Verlierern“ der Entwicklung hin zu Smart Grids zu berücksichtigen sind. Dieses Papier liefert dabei einen Beitrag zu der Frage, wie sich die Nutzen, die aus neuen Smart Grids relevanten Technologien entstehen, auf Bevölkerungsgruppen je nach deren sozioökonomischen Eigenschaften (bspw. hinsichtlich Einkommen, Haushaltszusammensetzung, u.ä.) verteilen.

Das zweite Ziel war es das Bewertungsmodell des Joint Research Centers im österreichischen Kontext zu bewerten und anhand eines realen Anwendungsfalles zu prüfen. Das JRC hat dieses Modell bereits im Jahr 2012 in dem JRC Reference Report „Guidelines for conducting a cost-benefit analysis of Smart Grid projects“⁸ Auch hierzu wurden zwei Arbeitspapiere verfasst, die im Folgenden kurz beschrieben werden

Azarova, V. und A. Kollmann (2018). ***JRC Models and guidelines for modelling of Smart Grids costs and benefits for Austrian stakeholders***. Working paper prepared for IEA-ISGAN Annex 3.

Das Papier „*JRC Models and guidelines for modelling of Smart Grids costs and benefits for Austrian stakeholders*“ gibt einen Überblick zur Bewertung der Kosten und Nutzen von Smart Grids, wie sie vom Joint Research Center (JRC) entwickelt wurde, diskutiert die eigentliche Definition des Begriffs „Smart Grids“ und stellt den Ansatz des JRC im österreichischen Kontext dar. Der Hauptbeitrag dieses Papiers liegt – wie im folgenden Kapitel dargestellt – darin, dass die für die Anwendung des JRC-Modells notwendigen, länderspezifischen Parameter anhand von öffentlichen Statistiken und Literaturwerten für die spezifische österreichische Situation aufbereitet wurden. Das Arbeitspapier wird als *report* an den Arbeitsgruppenleiter Prof. Pilo zur weiteren Verwendung im IEA ISGAN Annex 3 übermittelt.

Goers, S., Schwarz, M. und A. Kollmann (2018). ***Applying the JRC cost and benefit analysis for smart grids to multiple usage concepts of battery storage systems: Preliminary results from the project “Flexible AC Distribution Systems”***. Working Paper prepared for IEA-ISGAN Annex 3.

Im zweiten Papier „*Applying the JRC cost and benefit analysis for smart grids to multiple usage concepts of battery storage systems*“ wurde in Kooperation mit dem Projekt FACDS (FFG-Nr. 853555) die JRC Methodik angewandt um die Kosten und Nutzen unterschiedlicher Einsatzstrategien von Batteriespeichern zu bewerten. Die Ergebnisse zeigen, dass der Nutzen aus Sicht eines privaten Investors abhängig vom jeweiligen Geschäftsmodell bzw. Speicherbetrieb ist, während der Nutzen aus gesellschaftlicher Sicht durchwegs positiv ausfällt. Sensitivitätsanalyse zeigen, dass die Ergebnisse robust bezüglich der Variation privater und sozialer Diskontraten sowie der Inflationsrate sind. Eine längere Projektdauer impliziert hingegen auch einen positiven Nutzen für den privaten Investor.

Im folgenden Kapitel wird näher auf einzelne Ergebnisse aus diesen vier Arbeitspapieren eingegangen.

⁸ Giordano et al. (2012) Guidelines for conducting a cost-benefit analysis of Smart Grid projects. JRC Reference Report EUR 25246 EN. <https://bit.ly/2Emn8WK> (letzter Zugriff: 21/12/18)

4. Ergebnisse des Projektes

Smart Grids sind ein wichtiger Meilenstein hin zu einer kohlenstoffarmen Energiezukunft. Sie werden auch als wesentlicher Bestandteil der Strategie "IKT für Energieeffizienz" der Europäischen Union ("ICT4EE") betrachtet. Auf Grundlage der Schätzungen der Europäischen Kommission⁹ könnten Smart Grids die CO₂-Emissionen in der EU um 9 bis 15% senken und den Primärenergieverbrauch des EU-Energiesektors bis 2020 um fast 9% reduzieren. Die Smart Grids Datenbank des JRC umfasst aktuell rund 950 verschiedene Smart-Grid-Projekte, aufgeteilt in F & E und Demo & Deployment, die im Zeitraum 2002 bis 2017 gestartet wurden und Investitionen in Höhe von 5 Milliarden Euro beinhalten.¹⁰

Wenngleich diese Datenbank und die aktuelle Literatur zeigen, wie intensiv an Smart Grids Technologien geforscht wird, so zeigt sich auch das zentrale Fragen noch nicht abschließend beantwortet sind. Dazu gehören Fragen wie: welche Investitionen sind sowohl betriebswirtschaftlich als auch volkswirtschaftlich am rentabelsten? Worin liegen die Vorteile für einzelne Marktteilnehmer und wer sind „Verlierer“ dieser Entwicklungen? Können die in den lokalen Pilotprojekten erarbeiteten Lösungen skaliert und repliziert werden?

Gleichzeitig ist klar, dass weitere bedeutende Investitionen noch mobilisiert werden müssen, um die nationalen und europäischen Energieziele zu erreichen und Smart-Grid-Projekte optimal weiterzuentwickeln. Um diese weitere Entwicklung zu fördern und neue Investitionen in intelligente Netze zu gewinnen, ist ein klares Verständnis darüber erforderlich, was die "Intelligenz" des Netzes ausmacht, sowie eine detaillierte Bewertung der damit verbundenen Kosten und Vorteile.

4.1. Smartness, Bewertungsmodelle und sozio-ökonomische Faktoren – Zusammenfassender Überblick der vier verfassten Arbeitspapiere

Aufgrund der hohen Komplexität von Smart Grids gibt es keine allgemein akzeptierte Definition dessen, was die *Smartness* des Grids wirklich ausmacht. Gleichzeitig ist ein konsistenter Rahmen erforderlich, der die Bewertung von Smart Grids für alle Beteiligten, einschließlich Industrie, Regulierungsbehörden, Verbraucher und Investoren, ermöglicht, um fundierte Entscheidungen treffen zu können, wenn es um die Beteiligung an Smart Grids Projekten geht.

Daher wurde im Rahmen der IEA-ISGAN Annex 3 Aktivitäten am EI-JKU damit begonnen, literaturbasiert die Definitionen von Smart Grids und die Hauptfunktionalitäten solcher Netze darzulegen, anhand derer die Kosten- und Nutzenbewertung der Smart Grids durchgeführt werden kann.

⁹ Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen (2011) Intelligente Stromnetze: von der Innovation zur Realisierung. KOM(2011) 202.

¹⁰ siehe Joint Research Centre – Smart Electricity Systems and Interoperability: Smart Grid Projects Outlook 2017. verfügbar unter: <https://ses.jrc.ec.europa.eu/smart-grids-observatory> (letzter Zugriff: 21/12/18).

Tabelle 1: Smart Grid functionalities. Basierend auf Tuballa and Abundo (2016)¹¹

Traditional Grid	Smart Grid
Mechanization	Digitization
One-way communication	Two-way real-time communication
Centralized power generation	Distributed power generation
Less data involved	Large volumes of data involved
Less automation and monitoring	Automatic monitoring (sensors, monitors, etc) control and recovery
Slow response to emergencies	Fast response to emergencies
Fewer user choices	Vast user choices
Simultaneous production and consumption of electricity	Use of storage systems

Azarova und Kollmann (2018) stellen einige aktuell verwendete Definitionen vor, wobei aus österreichischer Perspektive insbesondere die Definition der Technologieplattform SmartGrids Austria zu nennen ist.

Fact Box: Definition von Smart Grids von www.smartgrids.at

„Smart Grids sind Stromnetze, welche durch ein abgestimmtes Management mittels zeitnaher und bidirektionaler Kommunikation zwischen

- Netzkomponenten
- Erzeugern
- Speichern
- Verbrauchern

einen energie- und kosteneffizienten Systembetrieb für zukünftige Anforderungen unterstützen.“

Basierend auf der gesichteten Literatur wurden anschließend vier Hauptfunktionsgruppen (Cluster) eines Smart Grids definiert, die die *Smartness eines Netzes* definieren. Je mehr dieser Funktionen ein Smart Grids erfüllt, umso *smarter* ist es in unserem Verständnis der Literatur.

¹¹ Tuballa, M. and M.L. Abundo (2016) A review of the development of Smart Grid technologies, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 59, S. 710-725.

Involved participation of the consumer

smart metering, smart appliances, dynamic price signals and demand-side management enabling consumers to have greater control over their electricity consumption and to actively participate in the electricity market

Interconnection of the grid

including distributed generation and storage and integration of EVs in the system

Increased quality and stability of supply through two-way communication and comprehensive control and monitoring capabilities; as well as using automatic grid reconfiguration to prevent outages (self-healing capabilities), including advanced sensors and measurement technologies with possibility to be remotely monitored and controlled in real time enabling faster response to emergencies;

Increased efficiency through new energy services and tariffs, higher flexibility and interoperability, new business models and new market players.

Abbildung 3: Smart Grids „Smartness“ Cluster, eigene Darstellung

Am Beginn der Bewertung eines Smart Grids Projektes steht die Diskussion der Frage, welche dieser Funktionen in dem jeweiligen Projekt adressiert werden. Sobald diese Zuordnung zu einer Funktionsgruppe erfolgt ist, kann die Kosten-Nutzen-Analyse unter Berücksichtigung aller von einem zu bewertenden Projekt ermöglichten Funktionalitäten fortgesetzt werden. Nachdem wir die Bedeutung der "Smartness" und die Hauptfunktionen des Smart Grids im Vergleich zu den herkömmlichen Funktionen definiert haben, können wir einen weiteren Schritt in Richtung der Kosten- und Nutzenbewertung setzen.

Für diese Bewertung wird das Kosten- und Nutzenbewertungsmodell (cost-benefit analysis, CBA) des JRC herangezogen, das sich insbesondere dadurch auszeichnet, dass explizit der Versuch unternommen wird, sozioökonomische Faktoren sowie nicht monetär bewertbare Faktoren mit zu berücksichtigen. Um unter Verwendung des JRC Modells die Kosten und Nutzen von Investitionen von Smart Grids zu bestimmen, gilt es die folgenden vier Analyseschritte durchzuführen.

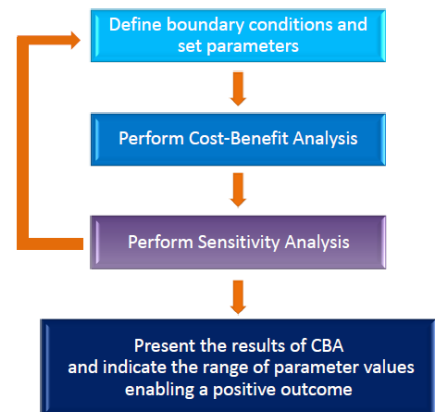


Abbildung 4: Bewertungsschritte gemäß JRC-Modell

- [1] Definieren der Rahmenbedingungen (*boundary choices*), d.H. der Parameter, die den Kontext definieren, der der Realisierung des Projekts zugrunde liegt (z.B. Nachfragewachstumsprognose, Diskontrate, lokale Netzeigenschaften) und der *implementation choices* (z. B. Roll-out-Zeit, ausgewählte Funktionalitäten);
- [2] Ermitteln von Kosten und Nutzen, die sich aus dem Projekt ergeben; diese diskontieren und summieren, um den Projektkapitalwert (net present value, NPV), den internen Ertragswert (internal rate of return, IRR) oder Nutzen/Kosten zu erhalten;

- [3] Durchführen einer Sensitivitätsanalyse, um die Robustheit des CBA-Ergebnisses zu testen, wenn Variationen in den im ersten Schritt festgelegten Schlüsselvariablen / Parametern auftreten;
- [4] Durchführen einer qualitativen Folgenabschätzung, um nicht quantifizierbare oder nicht monetarisierbaren Nutzen des Projekts zu identifizieren und zu berücksichtigen.

Als erster Schritt der JRC CBA wird eine detaillierte Zusammenfassung des evaluierten Projekts erstellt. Das Hauptziel dieser Zusammenfassung besteht darin, die allgemeinen Ziele und Lösungen des Projekts, die wichtigsten Komponenten und Technologien sowie die Funktionen, die durch die Hauptkomponenten des Projekts ermöglicht werden, zu definieren. Damit liegt ein Überblick über das gesamte Projekt, seine Ziele und die verwendeten Technologien vor. Bei der Definition der Annahmen und der Festlegung kritischer Parameter muss der lokale, regionale bzw. nationale Kontext berücksichtigt werden. Auf der Grundlage der JRC-Leitlinien werden hierfür die folgenden Parameter je nach Projektspezifikation festgelegt:

- Diskontrate
- Zeitraum der Betrachtung
- Zeitplan für die Implementierung
- Einfluss der regulatorischen Rahmenbedingungen auf Annahmen und Berechnungsparameter
- Makroökonomische Faktoren
- Eingesetzte Technologien
- Spitzenlastverschiebungen und Verbrauchsreduktion
- Elektrizitätsnachfrage

Die Liste der Parameter kann je nach Projekt und seinen Zielen und Technologien variieren, Hat man diese Parameter bestimmt, so beginnt die eigentliche Bewertung des Projektes nach den oben gezeigten Einzelschritten. Im Rahmen des Arbeitspapiers „JRC Models and guidelines for modelling of Smart Grids costs and benefits for Austrian stakeholders“ wurden diese Parameter aus österreichischer Perspektive diskutiert und Annahmen über ihren Wert abgeleitet. Eine detaillierte Beschreibung der gewählten Vorgehensweise findet sich in Azarova und Kollmann (2018), ein Überblick der Ergebnisse wird in der folgenden Tabelle gegeben.

Tabelle 2: Schlüsselparameter für die Anwendung des JRC-Modells in Österreichischen Smart Grids Projekten

Schlüsselparameter	Einheit	Wert	Bandbreite
Diskontrate	% Jahr	3,5	2,60 – 4,10
<i>Weighted average cost of capital (WACC)</i>	% Jahr	5,1	5,10 – 5,90
Zeitraum der Betrachtung	Jahre	15,0	15,0 – 30,0
ETS Preis	€	20,0	20,0 – 45,0
Inflationsrate	% Jahr	2,0	1,70 – 2,20
Elektrizitätsnachfrage	% Jahr	1,0	0,80 – 1,50
Value of lost load (VLL)	€/kWh _{nichtgeliefert}	9,01	9,01 – 17,1

Im nächsten Schritt gilt es dann die folgenden sieben Subschritte umzusetzen. Diese einzelnen Schritte werden ebenfalls in Azarova und Kollmann (2018) detaillierter dargestellt.

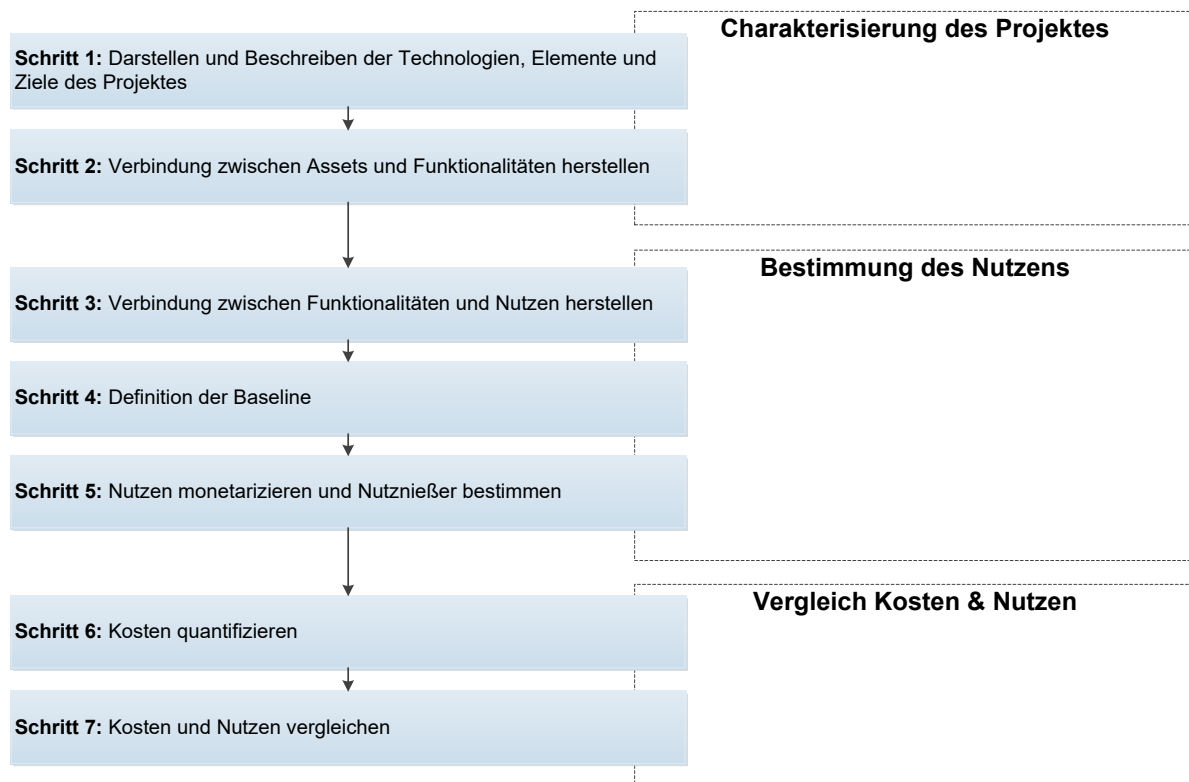


Abbildung 5: Darstellung der schrittweisen Durchführung einer CBA bei Verwendung der JRC Methode, eigene Darstellung basierend auf JRC (2012)¹²

Im Projektverlauf standen für das Team des EI-JKU als nächste Schritte ein Test dieses Modells und eine Anwendung dieses siebenstufigen Verfahrens auf ein reales Projekt an. Hierfür konnte die Kooperation mit dem Forschungsprojekt „Flexible AC Distribution Systems“ (FACDS, FFG-Nr. 853555) genutzt werden, in dem im Testbed der Aspern Smart City Research verschiedene Einsatzstrategien für Batteriespeicher erprobt werden.

Das Forschungsprojekt FACDS untersucht ein Smart Grids Konzept, das Speichersysteme im Verteilnetz einsetzen soll, um auf Netz- und Marktanforderungen vorbereitet zu sein. Ein Batteriespeichersystem wird in Kombination mit einem Wechselrichter implementiert, der das Netz mit verschiedenen Diensten versorgen kann, um Versorgungssicherheit und -qualität zu gewährleisten. Der Hauptvorteil des Systems besteht darin, dass Produktion oder Speicherung und Verbrauch zeitlich entkoppelt sind. Darüber hinaus wird eine lokale Kopplung von dezentraler Erzeugung und Speicherung von Energie ermöglicht, die anschließend vor Ort wiederverwendet werden kann (Kahler und Zoll, 2017, Kahler und Zoll, 2018)¹³.

Im Rahmen des Projekts wurden fünf Speichersysteme, eine Lithium-Eisen-Phosphat-Batterie mit einer Leistung von 100 kW und einer Leistung von 120 kWh in Kombination mit einem Wechselrichter, in Umspannwerken im Testfeld Aspern Smart City Research in der Seestadt Aspern installiert. Erste FACDS-Simulationen zeigten, dass Netzverluste nicht durch Netzspeichersysteme reduziert werden können (Kahler und Zoll, 2017, Kahler und Zoll, 2018). Darüber hinaus wird eine mögliche Mehrfachnutzung von Speicher durch den Zugriff mehrerer

¹² Giordano et al. (2012) Guidelines for conducting a cost-benefit analysis of Smart Grid projects. JRC Reference Report EUR 25246 EN. <https://bit.ly/2Emn8WK> (letzter Zugriff: 21/12/18)

¹³ Kahler, C., Zoll, R. (2017). FACDS - Flexible AC Distribution Systems. Science Brunch – Smart Grids, Linz, Austria. Kahler, C., Zoll, R. (2018). Netzspeichersysteme für Netzdienstleistungen im Verteilnetz. Energieinnovation, Graz, Austria.

Akteure im FACDS-Projekt bewertet. Ein Speichersystem kann einerseits von Betreibern dezentraler Systeme zur Optimierung des Eigenverbrauchs genutzt werden. Auf der anderen Seite können Energieversorger Strom zu Zeiten niedriger Großhandelspreise speichern und die gespeicherte Energie nutzen, um die Verbraucher in Zeiten höherer Preise zu versorgen. Verteilnetzbetreiber können den gespeicherten Strom für Netzdienste nutzen (Kahler und Zoll, 2017; Kahler und Zoll, 2018).

Vorläufige Ergebnisse¹⁴ spezifischer Geschäftsmodelle für die Mehrfachnutzung von Speichersystemen wurden in diesem Papier für die Kosten-Nutzen-Analyse von Smart-Grid-Konzepten gemäß den bereits oben beschriebenen Leitlinien der Europäischen Kommission verwendet (JRC, 2012, JRC, 2015)¹⁵. Im *First-come, first serve-Geschäftsmodell* kann der erste Agent, der über Überschuss verfügt, diese dem Speichersystem zuführen. Beim Entnehmen kann nur die gespeicherte Menge entnommen werden. Im Geschäftsmodell *Dynamisches Speichervolumen* wird das individuelle Speichervolumen täglich von jedem Betreiber in Abhängigkeit vom individuellen Lastprofil und Eigenverbrauch ermittelt. Bei beiden Ansätzen hat der Energieversorger Zugriff auf das verbleibende verfügbare Speichervolumen und kann es abhängig vom Marktpreis wiederverwenden. Das Baseline-Szenario, das im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse verglichen werden soll, wird über den Netzausbau auf der Verteilnetzebene definiert.

Unter Berücksichtigung der in Azarova und Kollmann (2018) vorgeschlagenen Parameter der Kosten-Nutzen-Analyse für Smart Grids für österreichische Stakeholder ergeben sich aus Investorensicht unabhängig vom jeweiligen Geschäftsmodell negative Kapitalwerte. Der soziale Nettogegenwartswert, der den Nutzen (in Form des monetären Nutzens für die Haushalte durch die Beteiligung am Speichersystem) unter Berücksichtigung eines sozialen Diskontsatzes widerspiegelt, ist unabhängig vom Geschäftsmodell positiv.

Sensitivitätsanalysen (siehe die folgenden beiden Illustrationen) zeigen, dass die Ergebnisse hinsichtlich der Variation der privaten und sozialen Diskontsätze sowie der Inflationsrate robust sind. Auf der anderen Seite bedeutet eine längere Projektdauer positive Vorteile für den privaten Investor.

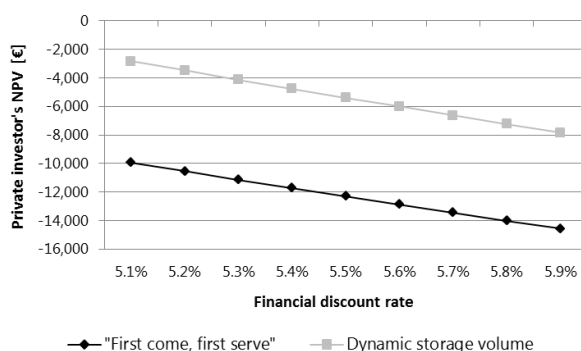


Abbildung 6: Sensitivitätsanalysen des NPV des privaten Kapitalgebers für die Vorteile der Nutzung mehrerer Batteriespeicher im Hinblick auf den (finanziellen) Diskontsatz; siehe Goers et al. (2018)

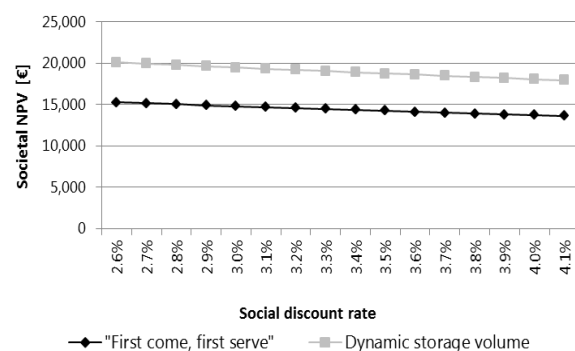


Abbildung 7: Sensitivitätsanalysen des gesellschaftlichen Nettogegenwartswerts für den Nutzen der Nutzung mehrerer Batteriespeicher im Hinblick auf den sozialen Diskontsatz; siehe Goers et al. (2018)

¹⁴ Das Projekt FACDS läuft noch bis Ende 2018.

¹⁵ Giordano et al. (2012) Guidelines for conducting a cost-benefit analysis of Smart Grid projects. JRC Reference Report EUR 25246 EN. <https://bit.ly/2Emn8WK> (letzter Zugriff: 21/12/18)

Mit der Definition der Smartness eines Netzes, dem Vorschlag von Parametern für die Verwendung des JRC Modells im österreichischen Kontext sowie der Anwendung des Modells auf ein aktuelles österreichisches Smart Grids Forschungsprojekt, die in den oben diskutierten zwei Arbeitspapieren dargelegt wurden, konnte das erste Ziel der IEA-ISGAN Annex 3 Beteiligung des EI-JKU erfolgreich erreicht werden.

4.2. Sozioökonomische Aspekte der Entwicklung hin zu Smart Grids

Im Zuge der Auseinandersetzung mit dem JRC Modell hat das EI-JKU im weiteren Projektverlauf einen Schwerpunkt auf die Frage gelegt, welche Kosten und Nutzen Smart Grids relevante Technologien bzw. darauf basierende Dienstleistungen für Endverbraucher mit sich bringen. Dabei wurden zwei weitere Papiere verfasst, die im Folgenden dargestellt werden.

Das erste Papier, Kollmann und Azarova (2017) liegt als Discussion Paper der IEA ISGAN Annex 3 Arbeitsgruppe vor und stellt eines von drei Deliverables da, die im Subtask 4.5 erarbeitet wurden. Das EI-JKU war dabei für das *Deliverable 2: Asymmetric benefits of Smart Grids* zuständig.

In diesem Rahmen diskutieren wir in diesem Paper die Herausforderungen vor denen die Elektrizitätsinfrastruktur steht, insbesondere in Bezug auf die zunehmende Integration variabler, dezentraler und erneuerbarer Energiequellen und Plug-in-Elektrofahrzeugen, die Notwendigkeit, die Versorgungssicherheit zu aufrechtzuerhalten, sowie die CO₂-Emissionen zu reduzieren.

Fact Box: Sozioökonomische Analysen

Sozioökonomische Analysen sind solche, die darauf abzielen, Unterschiede zwischen Gruppen zu identifizieren, die ähnliche Merkmale aufweisen, wie beispielsweise ihr Bildungsniveau, Beschäftigungsstatus, Lebensbedingungen, Beruf und Einkommen. Bei der Bewertung intelligenter Technologien und des regulatorischen Rahmens im Zusammenhang mit intelligenten Netzen weisen sozioökonomische Analysen auf die damit verbundenen sozialen Auswirkungen hin und untersuchen, wie sich entsprechende Maßnahmen auf den Energieverbrauch, die Einkommens- und Vermögensverteilung, die Gerechtigkeit und die Beteiligung auswirken.

Unser Ausgangspunkt war auch hier jener, dass Smarts Grid-Technologien eine effiziente Möglichkeit bieten, diese Herausforderungen zu bewältigen und eine sauberere und effizientere Energieversorgung zu entwickeln. Nationale und regionale Gegebenheiten, wie etwa verfügbare Versorgungsquellen, Netzstruktur und rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen, werden jedoch zu einer erheblichen Vielfalt bei der Implementierung verschiedener Smarts Grid Technologien und -Systemlösungen führen. Um Erfahrungen und Schlussfolgerungen zu Kosten und Nutzen dieser verschiedenen Projekte effizient und systematisch verbreiten zu können, muss ein Rahmen für sozioökonomische Kosten-Nutzen-Analysen in Bezug auf Smart Grids Lösungen entwickelt werden. Ex-ante zu wissen, wie die sozioökonomischen Effekte verteilt sind, kann die Gestaltung neuer Politiken, die Reform des Regulierungsrahmens sowie die Priorisierung von Initiativen unterstützen und Forschungslücken aufdecken. Ziel war es (literaturbasiert) zu zeigen, ob soziale

Ungleichgewichte durch die Verlagerung der Lasten der Finanzierung des Netzes in niedrigere Einkommensklassen ausgelöst werden. Diese Ungleichgewichte können auch durch eine gewisse Tendenz hin zur Versorgungsautarkie weiter verstärkt werden.

Der Bericht konzentriert sich insbesondere auf die Frage, wie die eigene, dezentrale Stromerzeugung Preis- und Tarifierungsmodelle verändert und welche sozioökonomischen Faktoren bei der Entwicklung neuer Kosten- und Nutzenmodelle zur Analyse und Bewertung von Investitionen in Smart Grids Technologien und Smart Grid Regelungen berücksichtigt werden sollten.

Das zweite Papier „Exploring the impact of network tariffs on household electricity expenditures using load profiles and socio-economic characteristics“ beschäftigt sich mit der Frage, wie lastabhängige Netztarife auf verschiedene Haushaltsgruppen wirken und welche Haushaltscharakteristika die Frage beeinflussen, wer von lastabhängigen Tarifen profitieren kann und wer mit Mehrkosten zu rechnen hat. Das Thema der Finanzierung der öffentlichen Netze bei einem sukzessiven Umbau des Strommarktes hin zu einem Smart Grids ist hochaktuell.

Es wird erwartet, dass die zunehmende Eigenerzeugung und Speicherung zu erheblichen Veränderungen bei den Stromnutzungsmustern in Haushaltsbereich führen wird. Bislang angewandte volumetrische Netztarife können dabei zu einem Ungleichgewicht zwischen verschiedenen Gruppen von Haushalten und ihren jeweiligen Beitrag zur Finanzierung des öffentlichen Netzes führen. Ein besseres Verständnis des Verbraucherverhaltens und der Gerätenutzung gekoppelt mit der Kenntnis sozio-ökonomischer Faktoren kann dabei helfen, Netzentgelte fair an die neuen Gegebenheiten anpassen.

In diesem Papier untersuchen wir die Auswirkungen von 11 Netztarifszenarien auf die Haushaltsbudgets anhand von realen Lastprofilen von 765 österreichischen Haushalten. Wir untersuchen die möglicherweise disruptiven Auswirkungen der Anwendung von Spitzenlast-basierten Tarifen auf Haushaltsbudgets. Unsere Analyse schätzt die Veränderung der Haushaltsnetztarifaufgaben für verschiedene Kombinationen von Energie-, Spitzen - und Pauschalkosten, und kann dazu beitragen, Tarife zu entwickeln, die den nachhaltigen Betrieb des Netzes unterstützen.

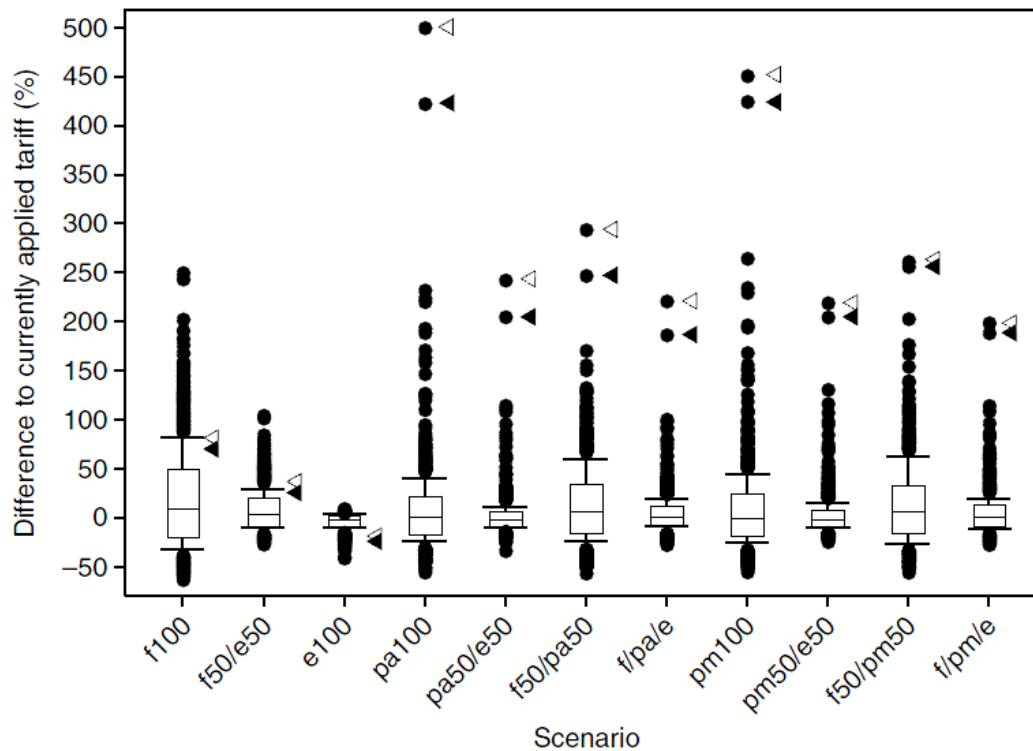


Abbildung 8: Änderung der jährlichen Ausgaben für Netztarife unter verschiedenen Tarifen-Szenarien. Die gesamte Stichprobe von 765 Haushalten wird in jedem der Szenarien analysiert. Der Boden jeder Box ist das 25. Perzentil, die horizontale Linie in der Mitte jeder Box repräsentiert den Median und der Anfangswert der Box ist das 75. Perzentil. Vertikale Linien außerhalb der Box (Whisker) enden auf dem 10. und 90. Perzentil. Die Punkte werden als Ausreißer betrachtet. Zur Veranschaulichung, die beiden Haushalte mit dem höchsten Anstieg des Ausgaben in den Szenarios mit einer Spitzenlastkomponente sind mit offenen und gefüllten Dreiecken gekennzeichnet. Details siehe Azarova et al. (2018).

Unsere Ergebnisse zeigen, dass die Bandbreite der Mehrkosten von der Hälfte bis zum Fünffachen der bisherigen Kosten reicht. Besonders negativ betroffen sind dabei Haushalte, die keine Möglichkeit haben, ihre Lastspitzen zu senken, weil sie entweder nicht über neue, energiesparende Geräte verfügen oder ihren Verbrauch nicht flexibel auf den Tag verteilen können. Beide Faktoren treffen tendenziell eher auf sozioökonomisch schwache Gruppen zu. Die Frage der Gestaltung neuer Netztarifsysteme wird somit auch darauf hinauslaufen, wie einzelne Haushaltsgruppen reagieren können und darauf, Wege zu finden jene, die besonders negativ von neuen Tarifen betroffen sind, zu kompensieren bzw. ihnen Wege aufzuzeigen, ihre Flexibilität zu erhöhen.

4.3. Die Smart Grids – Kosten und Nutzen Bibliographie

Für Österreich hat die Entwicklung von Kosten-Nutzen Bewertungsmodellen eine hohe Bedeutung, da es national noch keine einheitlichen Methoden gibt und es daher äußerst schwierig ist, die Ergebnisse unterschiedlicher relevanter Smart Grids Projekte in Österreich zu vergleichen. Um eine Basis für die Erstellung eines Österreich-spezifischen Zuganges zu schaffen, hat das Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz im Vorgängerprojekt AUT@ISGAN (FFG-Nr. 839561) damit begonnen eine umfassende Literatur- und Projektrecherche durchzuführen. Der Schwerpunkt wurde dabei auf nationale Projekte gelegt, aber auch europäische und außereuropäische Projekte wurden miteingefasst. Im Zuge der Aktivitäten in IEA ISGAN Annex 3 wurde ein Update dieser Datenbank vorgenommen.

Das grundsätzliche Ziel dieser Recherche war es Projekte nach den folgenden Gesichtspunkten zu identifizieren:

- 1) Werden in dem Projekt Aussagen über Nutzen und Kosten von Smart Grids relevanten Anwendungen, Technologien und Dienstleistungen aus volkswirtschaftlicher und/oder betriebswirtschaftlicher Sicht gemacht?
- 2) Können aus dem Projekt Verbindungen zwischen Investitionen und Funktionalitäten gewonnen werden?
- 3) Liefert das Projekt Beiträge zum besseren Verständnis von Kosten-Nutzen Bewertungsmethoden?
- 4) Kann aus den Ergebnissen des jeweiligen Projektes eine Aussage über die Kosten und Nutzen der im jeweiligen Projekt untersuchten Smart Grids relevanten Anwendungen, Technologien und Dienstleistungen im Falle eines up-scalings oder eines Einsatzes in anderen Fällen/Ländern/Regionen getroffen werden?

Das Ergebnis der Recherche ist eine – in Microsoft Excel implementierte – Liste von Projekten, aus denen Erkenntnisse für die Bewertung der Kosten und Nutzen von Investitionen in Smart Grids gewonnen werden können. Für alle Projekte liegen die folgenden Informationen vor:

- **Thema:** alle Projekte wurden beschlagwortet um dem Nutzer die Möglichkeit zu geben, aus der Liste, die für die jeweilige Fragestellung relevanten Projekte zu finden (siehe Tabelle 3).
- **Titel / Name des Projektes:** Lang- und Kurztitel des Projektes, in der jeweiligen Originalsprache.
- **Autoren / Projektteam:** Angabe der Projektumsetzer. Zusätzlich wurde eine Liste aller identifizierter Unternehmen, Forschungseinrichtungen etc. erstellt, die an den untersuchten Projekten gearbeitet haben. Das xls-File enthält auch ein Tabellenblatt mit weiteren Daten zu diesen Unternehmern (Ort, Webseite).
- **Land:** Angabe zu dem Land in dem das Projekt umgesetzt wurde; bzw. Land aus dem der Projektleiter stammt.
- **Status:** Angabe zum Status des Projektes, wann es abgeschlossen wurde oder ob es noch läuft.
- **„Warum soll ich das lesen“:** Kurze Beschreibung der Projekthalte, der Forschungsfragen, Ziele, Nutzen, Visionen: soweit aussagekräftige Kurzfassungen/Abstracts der Projekte verfügbar waren, wurden diese in gekürzter Variante verwendet. Waren keine aufzufinden, so hat das EI-JKU die Projekthalte kurz zusammengefasst.

Tabelle 3: Schlagwörter in der Smart Grids Bibliographie, eigene Darstellung

Building Management	New Energy Services	Economic Assessment	Impact Analysis
Demand Response	Guideline	Demand Side Management	Smart Heat Grids
Load Management	ICT	Legal Issues	Microgrid
CB analysis	New Market Model	Consumer Integration	Active Network Control
Policy Report	Intelligent Control Concept	Smart Metering	Benefits of SG
Visualization			

5. Vernetzung und Ergebnistransfer

Die im Bereich Smart Grids aktiven österreichischen Akteure aus Politik, Verwaltung, Regulierung, Forschung und Unternehmen sind eng vernetzt und stehen in laufendem Austausch miteinander. Diese Vernetzung wird insbesondere durch die Forschungs-, Technologie- und Innovations- (FTI-) Strategie Smart Grids 2.0 des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (bmvit) ermöglicht.

Die Arbeitsgruppe Smart Grids 2.0 ist Teil des breiter angelegten Strategieprozesses Smart Energy des bmvit, der unter anderem auch das Innovationsfeld Smart Cities umfasst und dessen Ergebnisse in die FTI-Strategie des Bundes einfließen werden. Das Energieinstitut an der JKU Linz ist in dieser Arbeitsgruppe durch Dr. Andrea Kollmann vertreten, wodurch ein kontinuierlicher Austausch und Ergebnistransfer stattgefunden hat. Weiters ist das EI-JKU Mitglied der Nationalen Technologieplattform Smart Grids Austria und stellt auch auf diesem Wege sicher, dass relevante Ergebnisse aus ISGAN-Annex 3 umgehend zu den österreichischen Stakeholdern gelangen.

Für die österreichische Forschungslandschaft, sowohl im universitären, als auch im außeruniversitären Bereich liefern die Ergebnisse Arbeitsgrundlagen sowohl in der Konzeption eines Smart Grids relevanten Forschungsprojektes als auch in der Bewertung der Projektergebnisse. Schlussendlich, richtet sich die Arbeit im IEA-ISGAN Annex 3 an Elektrizitätsnetzbetreiber, sowohl auf Übertragungs- als auch auf Verteilnetzebene, für die mit den in Annex 3 entwickelten Toolkits ein Werkzeug entwickelt werden soll, das es ihnen erlaubt verschiedene Smart Grids Systemlösungen miteinander zu vergleichen, Investitionsentscheidungen zu beurteilen und – dadurch das bei Anwendung der Toolkits internationale Vergleichbarkeit gegeben ist – diese auch mit Investitionsentscheidungen, die in anderen Ländern für ähnliche Anwendungsfälle getätigt wurden, zu vergleichen.

Aus Sicht des EI-JKU stellt die Vernetzung mit anderen Experten innerhalb der IEA ISGAN Annex 3 Aktivitäten, und hier insbesondere mit dem Annex 3 Leiter einen positiven Effekt dar. Wie die obigen Ausführungen gezeigt haben, hat das EI-JKU im Rahmen seiner Aktivitäten den Schwerpunkt auf das Verfassen publizierbarer Artikel und Working Paper gelegt um den Ergebnistransfer zur interessierten Fachöffentlichkeit zu optimieren. Ein Artikel (Azarova et al., 2018) wurde bereits in einem Fachmagazin veröffentlicht und ist auf positive Resonanz bei den nationalen Stakeholdern im Energiebereich gestoßen. Aber auch die allgemeine Öffentlichkeit wurde durch einen Artikel auf science.orf.at über diese Arbeit informiert. Die drei anderen Papiere (Goers et al., 2017; Azarova und Kollmann, 2018; Kollmann und Azarova,

2017) werden in jedem Fall als ISGAN Reports auf iea-isgan.org veröffentlicht. Eine weiterführende, auf diesen drei Artikeln aufbauende Veröffentlichung ist geplant. Abschließend ist – nach Rücksprache mit dem Auftraggeber – geplant, die Smart Grids Bibliographie auch auf der Webseite des EI-JKU (energieinstitut-linz.at) zur Verfügung zu stellen.

6. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

Für die Auswahl der bestgeeigneten Maßnahmen zur Neustrukturierung bzw. Modernisierung des Elektrizitätsnetzes hin zu einem Smart Grid wird ein objektives holistisches Bewertungssystem benötigt, welches es ermöglicht verschiedene Systemlösungen miteinander zu vergleichen. Ein solches Bewertungssystem kann nationalen Stakeholdern als objektive Entscheidungsgrundlage für Investitionen dienen und Nachholbedarf sowohl in technologischer, wissenschaftlicher aber auch organisatorischer Hinsicht aufzeigen. Die Mitarbeit an der ISGAN-Annex 3 Arbeitsgruppe gewährleistet, dass ein solches Bewertungssystem keine spezifische österreichische Lösung darstellt, sondern den nationalen Stakeholdern auch die Möglichkeit gibt, Lösungsansätze mit internationalen Erfahrungen zu vergleichen. Die Zusammensetzung der Arbeitsgruppe mit Vertretern aus 11 verschiedenen Ländern erlaubt Einblicke in internationale Aktivitäten in der Erforschung verschiedener Smart Grids Systemlösungen, die einem Außenstehenden nicht möglich wären. Insbesondere daher nicht, da die Arbeitsergebnisse mit einer mindestens sechsmonatigen Publikationssperre belegt sind.

Die österreichische Smart Grids Forschungslandschaft entwickelt sich sehr dynamisch, dabei ist Österreich insbesondere auch durch seine Smart Grids Pionierregionen international führend und Vorreiter bei der realen Demonstration der Nutzen, die Smart Grids für die Weiterentwicklung der Energiemärkte bringen können. Jedoch werden österreichische Smart Grid Projekte aktuell nicht nach einheitlichen Key Performance Indikatoren bewertet; aus Sicht des EI-JKU sollte darüber eine nationale Diskussion angestoßen werden. Mit dem Papier Azarova und Kollmann (2018) in dem einheitliche, Österreich-spezifische Parameter für diese Bewertung vorgeschlagen werden, ist im Zuge der Mitarbeit an IEA ISGAN Annex 3 eine Grundlage dafür geschaffen worden. Auf diese Weise könnten die vielfältigen Beiträge, die nationale Forschungsprojekte zur Weiterentwicklung der Energienetze liefern, auch quantitativ erfasst werden.

Die Beauftragung des EI-JKU mit der Teilnahme an IEA ISGAN Annex 3 ist mit September 2018 beendet. Das EI-JKU plant jedoch in Abhängigkeit seiner Ressourcenverfügbarkeit die Aktivitäten der Arbeitsgruppe weiter zu beobachten. Insbesondere wenn aktuell geplante bzw. bereits eingereichte Forschungsprojekte, die sich den Themen „Bewertung von Smart Grids“, „Innovative Netztarifsystem“ etc. verwirklicht werden können.

7. Literaturverzeichnis

Azarova, V. und A. Kollmann (2018). JRC Models and guidelines for modelling of Smart Grids costs and benefits for Austrian stakeholders. Working paper prepared for IEA-ISGAN Annex 3.

Azarova, V., Engel, D., Ferner, C., Kollmann, A. und J. Reichl (2018). Exploring the impact of network tariffs on household electricity expenditures using load profiles and socio-economic characteristics, *Nature Energy* 3 (4), 317-325.

EPRI (Electric Power Research Institute), (2011) "Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid - A Preliminary Estimate of the Investment Requirements and the Resultant Benefits of a Fully Functioning Smart Grid", EPRI report, <https://bit.ly/1Qjo1z5> (letzter Zugriff: 21/12/18).

Giordano et al. (2012) Guidelines for conducting a cost-benefit analysis of Smart Grid projects. JRC Reference Report EUR 25246 EN. <https://bit.ly/2Emn8WK> (letzter Zugriff: 21/12/18)

Goers, S., Schwarz, M. und A. Kollmann (2018). Applying the JRC cost and benefit analysis for smart grids to multiple usage concepts of battery storage systems: Preliminary results from the project "Flexible AC Distribution Systems". Working Paper prepared for IEA-ISGAN Annex 3.

Kahler, C., Zoll, R. (2017). FACDS - Flexible AC Distribution Systems. Science Brunch – Smart Grids, Linz, Austria. Kahler, C., Zoll, R. (2018). Netzspeichersysteme für Netzdienstleistungen im Verteilnetz. Energieinnovation, Graz, Austria.

Kollmann, A. und V. Azarova (2017) Benefit and Cost Analyses and Toolkits: Asymmetric benefits of Smart Grids. Discussion paper for IEA-ISGAN Annex 3, T4.5.

Tuballa, M. and M.L. Abundo (2016) A review of the development of Smart Grid technologies, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, S. 710-725.

Van Nuffel, L., Rademaekers, K., Yearwood, J. and V. Graichen (2017) European Energy Industry Investments. Study for the ITRE Committee, PE 595.356. Siehe <https://bit.ly/2l7xAaM> (letzter Zugriff: 21/12/18).

8. Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 1: Smart Grid Projekte in Europa	11
Abbildung 2: Smart Grids Modellregionen Österreich	12
Abbildung 3: Smart Grids „Smartness“ Cluster	16
Abbildung 4: Bewertungsschritte gemäß JRC-Modell	16
Abbildung 5: Darstellung der schrittweisen Durchführung einer CBA bei Verwendung der JRC Methode	18
Abbildung 6: Sensitivitätsanalysen des NPV des privaten Kapitalgebers für die Vorteile der Nutzung mehrerer Batteriespeicher im Hinblick auf den (finanziellen) Diskontsatz	19
Abbildung 7: Sensitivitätsanalysen d. gesellschaftlichen Nettogegenwartswerts für den Nutzen der Nutzung mehrerer Batteriespeicher im Hinblick auf den sozialen Diskontsatz	19
Abbildung 8: Änderung der jährlichen Ausgaben für Netztarife unter verschiedenen Tarifen- Szenarien..	22

Tabelle 1:	Smart Grid functionalities. Baiserend auf Tuballa and Abundo (2016).....	15
Tabelle 2:	Schlüsselparameter für die Anwendung des JRC-Modells in Österreichischen Smart Grids Projekten	17
Tabelle 3:	Schlagwörter in der Smart Grids Bibliographie, eigene Darstellung	24

9. Anhang

Diesem Bericht werden die folgenden drei Arbeitspapiere beigelegt:

- Azarova, V. und A. Kollmann (2018). **JRC Models and guidelines for modelling of Smart Grids costs and benefits for Austrian stakeholders**. Working paper prepared for IEA-ISGAN Annex 3.
- Goers, S., Schwarz, M. und A. Kollmann (2018). **Applying the JRC cost and benefit analysis for smart grids to multiple usage concepts of battery storage systems: Preliminary results from the project “Flexible AC Distribution Systems”**. Working Paper prepared for IEA-ISGAN Annex 3.
- Kollmann, A. und V. Azarova (2017) **Benefit and Cost Analyses and Toolkits: Asymmetric benefits of Smart Grids**. Discussion paper for IEA-ISGAN Annex 3, T4.5.

Der vierte in diesem Ergebnisbericht diskutierte Artikel, unterliegt Copyright-Bestimmungen und wird nur dem Auftraggeber in einem separaten Dokument zur Verfügung gestellt.

- Azarova, V., Engel, D., Ferner, C., Kollmann, A. und J. Reichl (2018). **Exploring the impact of network tariffs on household electricity expenditures using load profiles and socio-economic characteristics**, Nature Energy 3 (4), 317-325.



Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien
bmvit.gv.at