

Smart Grids – Funktionalität, Nutzen und Kosten smarter Technologien in Österreich

(4) Stromnetze der Zukunft

Maria AIGNER^{1 (1)}, Ernst SCHMAUTZER⁽¹⁾, Alfons HABER⁽²⁾, Gernot BITZAN⁽³⁾

⁽¹⁾ Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz, +43 316 873-7567, maria.aigner@tugraz.at, www.ifea.tugraz.at

⁽²⁾ Allgemein beeideter und gerichtlich zertifizierter Sachverständiger, Viriotgasse 4/2/10, 1090 Wien, +43 664 4145428, alfons@haber.co.at

⁽³⁾ Energie Klagenfurt GmbH, St. Weiterstraße 31, 9020 Klagenfurt, +43 463 521 100, Gernot.Bitzan@energieklagenfurt.at, <http://energieklagenfurt.at>



Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.

Kurzfassung:

Die elektrischen Verteilernetze in Österreich weisen aufgrund des historischen Wachstums einen regional bedingten unterschiedlich hohen Ausstattungsgrad der Netzbetriebsmittel wie Leitungen, Transformatoren etc. auf. Die Einbindung einer hohen Anzahl von dezentralen Erzeugungsanlagen – vor allem in der Niederspannungsebene – bedarf einerseits Investitionen in die Verteilernetze andererseits werden Investitionen auf der Kundenseite notwendig.

Ausgehend von den Energiedienstleistungen, den Versorgungsaufgaben und netztechnischen Erfordernissen werden die Funktionalitäten technischer Komponenten unter Berücksichtigung des Anwenderverhaltens zur Erreichung der angestrebten Klimaziele 20-20-20 sowie der Nutzen für Verbraucher und Netzbetreiber dargestellt. Dies erfolgt unter Einbeziehung prognostizierter Werte für den Netzausbau (im vorliegenden Beitrag die sogenannten „ECONGRID-Szenarien“: diese berücksichtigen aktuelle politische Vorgaben, den verstärkten Ausbau von erneuerbaren Energien bzw. dezentraler Erzeugungsanlagen sowie ein realisierbares Lastverschiebepotenzial). Die Wechselwirkungen von Funktionalitäten, die durch den Einsatz smarter Technologien realisiert werden können, lassen sich anhand von neu entwickelten Abhängigkeitsmatrizen darstellen. Diese Abhängigkeitsmatrizen dienen in der Folge als Grundlage für die Ermittlung der auftretenden Kosten, welche für den notwendigen Verteilernetzaus- bzw. -umbau zur Erreichung der festgelegten Energiedienstleistungen unter Berücksichtigung der Kunden notwendig sind [1].

In der vorliegenden Arbeit wird eine Methode für die Darstellung erforderlicher Technologien, Funktionalitäten, des Nutzens smarter Technologien sowie der zugehörigen Kosten für die Realisierung von Smart Grids zur Erfüllung erhöhter Anforderungen bezüglich der Integration erneuerbarer Energien, Kostenoptimierung, Marktanforderungen, Hebung des Energiesparbewusstseins (Energieeffizienz) und der aktuellen klimapolitischen Zielsetzungen beschrieben.

¹ Jungautorin

Keywords: ECONGRID-Szenarien, Verteilernetze, Smart Grids, dezentrale Erzeugung, Abhängigkeitsmatrizen, Funktionalitäten, Nutzen, Kosten, smarte Technologien

1 Einleitung

Aktuelle Veränderungen, vor allem durch eine erhöhte Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen in bestehende Energieverteilungssysteme, erfordern einen Um- und Ausbau der Verteilernetze. Die Nutzung von erneuerbaren Energien, begleitet von kundenseitigen Veränderungen hinsichtlich des Verbrauchs und der Erzeugung, nehmen daher für die Erreichung klimapolitischer Zielsetzungen eine wichtige Rolle ein. Die in Smart Grids gegebenenfalls auftretende (lokale) Interaktion zwischen Verbraucher und Erzeuger an einem Netzananschlusspunkt führt zu einer aktiven Teilnahme der Kunden am Energiemarkt sowie am Netzbetrieb. Durch diese aktive Teilnahme werden vormals lediglich Kunden sowohl zum Erzeuger (PRODUCER) als auch zum Stromverbraucher (CONSUMER => „Prosumer“). Der „Prosumer“ kann infolgedessen individuell und kurzfristig auf Signale (Markt-, Preissignale, Netzregelungserfordernisse, ...) eigenständig oder extern angesteuert reagieren. Neben der leitungsgebundenen Vernetzung der einzelnen Betriebsmittel und der dezentralen Speicherung elektrischer Energie nimmt die Informations- und Kommunikationstechnologie (z.B. Smart Meter zur Energieerfassung und Laststeuerung durch erweiterte Leittechnik, Controller und Smart Home Appliances, ...) eine zentrale Funktion ein. Um die Frage zu klären, welche Wechselwirkungen und Einflussfaktoren zwischen Energiedienstleistungen bzw. Funktionalitäten der zur Umsetzung notwendigen Technologien auftreten, werden die vorherrschenden Zusammenhänge in Abhängigkeitsmatrizen dargestellt. Folglich liegt die Basis für die Ermittlung der Kosten bzw. des Nutzens der einzelnen betroffenen Gruppen vor. Fortführend wird darauf hingewiesen, dass in einer weiteren Publikation die Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte der Entwicklung in Richtung aktivere Verteilernetze - Smart Grids – aufgezeigt werden (Friedl et al., „Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte von Smart-Grids-Lösungen“ [2]).

2 Methodische Vorgangsweise

Die im Rahmen des Projekts ECONGRID [1] definierten „ECONGRID-Szenarien“ stellen, unter Einbeziehung der künftigen Erzeugungs- und Verbrauchsentwicklung, die Voraussetzungen für die Entwicklung von Abhängigkeitsmatrizen dar.

2.1 ECONGRID-Szenarien

Anhand einer Bestandsaufnahme und technischen Beurteilung ausgewählter, typisch österreichischer Verteilernetzstrukturen unter Berücksichtigung städtischer, aufgelockerter Siedlungsstrukturen innerhalb einer Stadt sowie ländlicher Siedlungsstrukturen werden die netztechnischen Grenzen (z.B. von Leitungen, Transformatoren, Betriebsmittel) und die Voraussetzungen aus Kundensicht (z.B. Nutzung von Smart Metering, Laststeuerung, Informations- und Kommunikationstechnologie – IKT) aufgezeigt.

In den drei nachfolgenden „ECONGRID-Szenarien“ werden der zu erwartende Ausbau von Photovoltaik, biogener Energieträger, einer wachsenden Lastdichte, der Elektromobilität, eine Veränderung des Stands der Technik der Betriebsmittel im Verteilernetz sowie eine Effizienzsteigerung und Modernisierung von technischem Equipment in Kundenanlagen berücksichtigt.

Die drei „ECONGRID-Szenarien“ werden unter Einbezug des Bevölkerungswachstums, dem technologischen Fortschritt sowie einem gesetzlich vorgegebenen und ambitioniertem Ausbau der dezentralen Erzeugung für die Zeiträume bis 2020 bzw. bis 2030 untersucht und wie folgt definiert [1]:

Szenario 1 - „Current Policy Scenario“: Umsetzung gesetzlicher Vorgaben z.B. Ökostromgesetz [3]). Die Elektromobilität wird mit ca. 2 % der gesamten österreichischen Gesamtflotte berücksichtigt.

Szenario 2 - „Renewable“: Hier werden ambitioniertere Ausbauvorgaben für dezentrale Erzeugung gegenüber dem Szenario 1 angenommen, der Prozentsatz der Elektromobilität verändert sich gegenüber dem Szenario 1 nicht.

Szenario 3 - „Flexdemand“: Neben einer zum Szenario 2 gleichbleibenden, ambitionierteren Ausbauvorgabe dezentraler Erzeugung spielt die Erhöhung der Elektromobilität unter Berücksichtigung der Studie vom Umweltbundesamt (2010) [4] auf ca. 4 % der österreichischen Gesamtflotte bzw. ein hohes Lastverschiebepotenzial eine bedeutende Rolle.

In einem Sub-Szenario – „Energy self-sufficiency“ werden gegenüber dem Szenario 3 erhöhte Lastverschiebepotenziale (Demand Response Potenzial) durch den verstärkten Einsatz smarterer Technologien und einer höheren Anzahl von dezentralen Speichern im Bereich der Kunden angenommen. Dadurch wird eine weitere Optimierung des energetischen Systems hinsichtlich der Erzeugung, Verteilung und des Verbrauchs in der elektrischen Anlage des Kunden erreichbar.

Die durchzuführenden Maßnahmen zur Integration dezentraler Erzeugungsanlagen wurden einerseits unter Berücksichtigung smarterer Ausbaupfade (z.B. regelbare Niederspannungs/Mittelspannungs-(NS/MS)-Transformatoren, Zuwachs an dezentralen Speichern, netz- sowie kundenseitige Implementierung innovativer bzw. intelligenter (smarter) Technologien, ...) dargestellt. Andererseits wurden auch konventionelle Ausbaupfade (z.B. Ausbau konventioneller, nichtregelbarer NS/MS-Transformatoren, verstärkter Leitungsausbau) zur Erreichung der Zielvorgaben bis zum Jahre 2020 bzw. 2030 untersucht.

Nicht berücksichtigt wurde die Entwicklung der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur (zentral und dezentral), die sich allein aufgrund der Weiterführung des aktuellen Kunden- und Netzbetreiberhaltens „Business as Usual“ ergeben würden (ohne Berücksichtigung der geltenden gesetzlichen Zielvorgaben zum Einsatz erneuerbarer Energien).

3 Abhängigkeitsmatrizen

Aufbauend auf Erkenntnissen nationaler und internationaler Publikationen [5], [6], [7] werden anhand von Abhängigkeitsmatrizen die Zusammenhänge zwischen Funktionalitäten, Technologien, Nutzen und Kosten dargestellt. Bei der Entwicklung dieser Abhängigkeitsmatrizen wurde eine umfassende Analyse und Bewertung der einzelnen Abhängigkeiten von Funktionalitäten, Technologien, Nutzen und Kosten durchgeführt. Die folgende Abbildung 1 stellt die Interaktion der Funktionalitäten, Technologien, Nutzen sowie der daraus resultierenden Kosten dar. Zwischen Funktionalitäten und Technologien besteht eine Wechselwirkung, die anderen Bereiche sind direkt beeinflusst bzw. bei den Nutzen und Kosten besteht nur ein indirekter Zusammenhang.

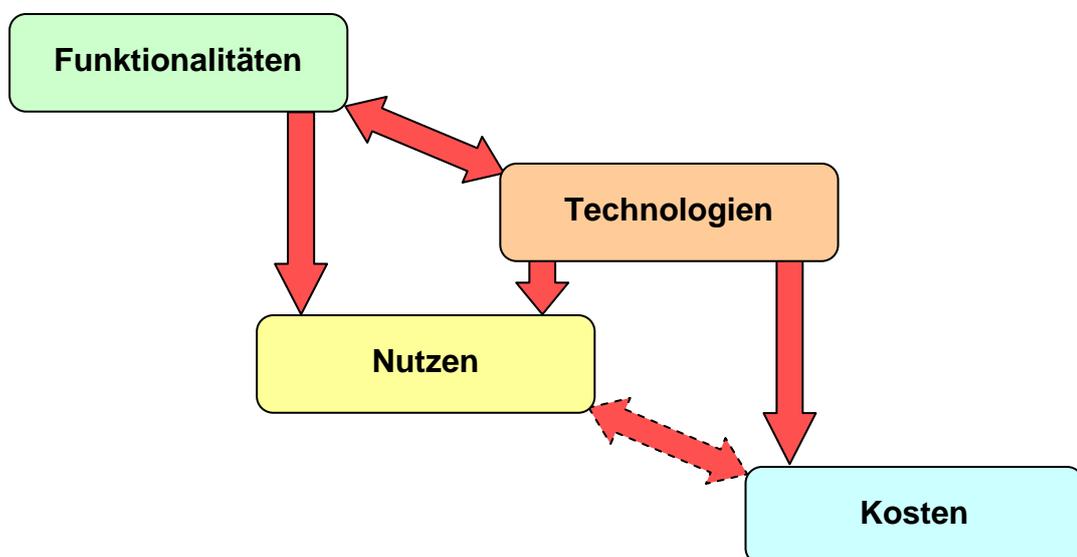


Abbildung 1: Zusammenhang zwischen Funktionalitäten, Technologien, Nutzen und Kosten von Smart Grids

Um weiterhin bei steigender dezentraler Erzeugung den gewohnten sicheren, stabilen und effizienten Netzbetrieb sowie die Versorgung mit gewohnter Qualität aufrechtzuerhalten, ist eine Weiterentwicklung und Umstrukturierung des Energieversorgungssystems unumgänglich. Durch den Zuwachs erneuerbarer Energien sowie dem technologischen Fortschritt ist zu erwarten, dass auf der Verteilernetzebene Betriebsmittel wie z.B. regelbare MS/NS-Transformatoren, FACTS, Netzkupplungen usw. zum Einsatz kommen, welche bisher in erster Linie in der Übertragungsnetzebene verwendet wurden.

Damit ergeben sich Änderungen hinsichtlich der Anforderungen an die Energieversorgung, welche Investitionen bei Energieversorgungsunternehmen und in Kundenanlagen für die Nutzung von Smart Grids und den damit möglichen Anwendungen erfordern. Investitionen vom Kunden können z.B. in Smart Home Appliances oder Speicher erfolgen, sodass eine nötige Flexibilisierung des Verbrauchs sowie eine Anpassung an neue Erfordernisse realisiert und damit ein „aktiverer, intelligenterer“ Verteilernetzbetrieb ermöglicht werden kann.

Dabei muss die Netzintegration der dezentralen Erzeugungsanlagen, der Speicher sowie das Last- und Erzeugungsmanagement beachtet und diese aktiv über IKT eingebunden werden.

3.1 Abhängigkeitsmatrix: Funktionalitäten – Technologien

Die gewünschten Energiedienstleistungen, z.B. im konkreten Fall Funktionalitäten, sowie die erforderlichen Versorgungsaufgaben - unter definierten technischen Anforderungen - werden den drei Hauptakteuren Elektrizitätsunternehmen (hier mit Schwerpunkt Netz), Markt bzw. Marktteilnehmer und Kunde für die Erstellung der Abhängigkeitsmatrizen zugeordnet und sind nachfolgend exemplarisch aufgelistet – siehe auch Abbildung 2:

Elektrizitätsunternehmen (Schwerpunkt Netz):

- Einbindung von Kunden mit neuen Anforderungen in das Verteilernetz (z.B. „Prosumer“)
- Erhöhung der Effizienz im alltäglichen Netzbetrieb, Verkürzung der Response-Zeit und damit verbessertes Störungsmanagement
- Neue Netzschutzkonzepte, Sicherstellung und Überwachung der Spannungsqualität
- Verbesserte Netzplanung bzw. –optimierung, Netzinvestitionen, Aufrechterhaltung der Versorgungszuverlässigkeit

Markt bzw. Marktteilnehmer:

- Verbessertes Funktionieren des Marktes und Kundenservice durch zeitnahe Energieerfassung

Kunde:

- Informationsbereitstellung, Bewusstseinsbildung, (aktive) Teilnahme des Kunden am Markt über z.B. Verbrauchssteuerung

Die zuvor beispielhaft angeführten Funktionalitäten, die auf den gewünschten Energiedienstleistungen basieren, der Markt bzw. Marktteilnehmer und die Unterstützung der Kunden tragen über die IKT-Anbindung in Smart Grids und der daraus resultierende Steuerung zur Verbesserung der Netzauslastung, der Spannungsqualität und der Nutzung erneuerbarer Energien bei. Gleichzeitig können volatile Erzeugungen (z.B. Photovoltaik) im Zusammenspiel mit konventionellen Großkraftwerken und dem charakteristischen Lastgang der Kunden über die zeitnahe und lokale Erfassung von Verbrauch und Erzeugung besser berücksichtigt werden.

Im Folgenden werden die Schwerpunkte der im Rahmen des eingangs angeführten Projektes (ECONGRID) berücksichtigenden Technologien dargestellt, um die notwendigen Funktionalitäten erfüllen zu können:

- Erweiterung des Netzes (z.B. Zubau von Transformatoren, Leitungsausbau)
- Last- und Verbrauchs-Management, Einspeisemanagement
- Verbrauchssteuerung über Fernwirktechnik
- Smart Metering inklusive IKT-An- bzw. Einbindung
- Smart Home, Smart Appliances (Smart Technologies)
- Dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA)
- Speicher, dezentral
- E-Fahrzeuge: Lade- und Speichersysteme im Verteilernetz

Die in Abbildung 2 dargestellte Matrix zeigt eine detaillierte Darstellung der oben angeführten Zusammenhänge, welche für dieses Projekt mit den beschriebenen Annahmen erstellt wurde. Zum Beispiel, dass erforderliche Funktionalitäten für einen smarten Netzausbau von mehreren Technologien abhängig sind, damit die in den „ECONGRID-Szenarien“ beschriebenen Zielvorgaben erreicht werden können. Mit dieser Matrix können in einem ersten Schritt basierend auf dem Zusammenhang zwischen Funktionalitäten und Technologien diese bestimmt und in einem zweiten Schritt die Zusammenhänge zwischen Funktionalitäten und Nutzen unter Einbeziehung der Wechselwirkungen berücksichtigt und daraus resultierend die Kosten der beteiligten Komponenten erfasst werden.

Technologien	Funktionalitäten					
	1. Einbindung von Kunden mit neuen Anforderungen in das Verteilernetz (z.B. Prosumer)	2. Erhöhung der Effizienz im alltäglichen Netzbetrieb, Verkürzung der Response-Zeit und damit verbessertes Störungsmanagement	3. Neue Netzschutzkonzepte, Sicherstellung und Überwachung der Spannungsqualität	4. Verbesserte Netzplanung bzw. -optimierung, Netzinvestitionen, Aufrechterhaltung der Versorgungszuverlässigkeit	5. Verbesserte Funktionieren des Marktes und Kundenservice durch zeitnahe Energieerfassung	6. Informationsbereitstellung, Bewusstseinsbildung, (aktive) Teilnahme des Kunden am Markt
Erweiterung des Netzes (z.B. Zubau von Transformatoren, ...)	1.1. Erhaltung der Spannungsqualität (Power Quality)	2.1. Netzautomatisierung, Netzüberwachung, Energieeffizienz und Kostensenkung	3.1. Netzregieserve	4.1. Netzüberwachung für eine bessere Speicher- und Laststeuerung	5.1. Erkennen bzw. Aggregation von Lasten am Netz	6.1. Regelmäßige Zählerstandsinformation (z.B. ...)
Last- und Verbrauchs-Management, Einspeisemanagement	1.2. Netzüberwachung (TOR DZ, DA) / Regulatorische Anschlussbedingung & Parallelbetrieb	2.2. Lastflüsse und Verringerung von Netzverlusten	3.2. Datenabtausch- und Fernsteuerung	4.2. Vorhersagemodelle für DEA, Speicher, verschobene Lasten	5.2. Teilnahme aller am Netz angeschlossener DEA am Markt	6.2. Fernab- bzw. Zurechnung über Smart Meter
Verbrauchssteuerung über Fernwirktechnik
Smart Metering inklusive IKT-An- bzw. Einbindung
Smart Home, Smart Appliances (Smart Technologies)
Dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA)
Speicher, dezentral
E-Fahrzeuge: Lade- und Speichersysteme im Verteilernetz

Abbildung 2: Auszüge des Zusammenhangs zwischen Funktionalitäten – Technologien

Über die durchgeführten Bewertungen der Zusammenhänge von Funktionalität und Technologien können der erreichbare Nutzen sowie die Erhebung der Kosten bis zum Jahre 2020 bzw. bis zum Jahre 2030 ermittelt werden und sind wie nachfolgend dargestellt.

3.2 Abhängigkeitsmatrix: Funktionalitäten – Nutzen

Der lukrierbare Nutzen durch Bereitstellung der angeführten Funktionalitäten mittels zuvor genannter Technologien, die den Stand der Technik entsprechen, lässt sich den folgenden Gruppen zuordnen:

Wirtschaft

- Verbesserte Anlagenbewirtschaftung
- Übertragung/Verteilung elektrischer Energie, Kapitaleinsparungen
- Übertragung/Verteilung elektrischer Energie, effizientere Betriebs- und Erhaltungskosten
- Energieeffizienz, Stromverbrauchseinsparungen

Betriebs- und Ausfallssicherheit

- Sicherstellung des Netzbetriebes (z.B. umfassendere Informationen über Power Quality (Spannungsqualität, Versorgungszuverlässigkeit, ...))
- Beitrag zur Versorgungszuverlässigkeit (Versorgungsunterbrechungen)

Ökologie (die Umwelt betreffend)

- Emissionen
- Feinstaub

Sicherheit (Versorgungssicherheit)

- Energieverfügbarkeit
- Nutzung der heimischen Ressourcen (z.B. Reduktion von Importen)

Der daraus ableitbare Nutzen kann den Begünstigten bzw. wie oben ausgeführt den Hauptakteuren Elektrizitätsunternehmen, Kunde sowie der Gesellschaft zugeordnet werden.

Dabei ist zu beachten, dass der lukrierbare Nutzen oftmals mehreren Begünstigten zu Gute kommt. Vor allem der erhaltene Nutzen hinsichtlich des positiven Einflusses auf die Umwelt (z.B. Reduktion von CO₂-Emissionen, Treibhausgasen) bzw. die Versorgungssicherheit (z.B. reduzierte Versorgungsunterbrechungen) wirkt sich u.a. wirtschaftlich und ökologisch positiv auf Elektrizitätsunternehmen, Kunde und auf die Gesellschaft aus – siehe Abbildung 3.

		Funktionalitäten										Kunde			
		Elektrizitätsunternehmen (Schwerpunkt Netz)	4. Verbesserte Netzplanung bzw. -optimierung, Netzoperationen, Aggregation der Versorgungs-zuverlässigkeit	5. Verbesserte Funktionen des Marktes und Kundenservice durch zeitliche Energieerfassung	6. Informationsbereitstellung, Bewusstseinsbildung, (betrof.) Teilnahme des Kunden am Markt	1. Einbindung von Kunden mit neuen Anforderungen in das Verteilernetz (z.B. Prosumer)	2. Erhöhung der Effizienz im alltäglichen Netzbetrieb, Verkürzung der Responsezeit und damit verbesseretes Störungsmanagement	3. Neue Netzschutzkonzepte, Sicherstellung und Überwachung der Spannungsqualität	4.1 Netzüberwachung für eine bessere Netzplanung	4.2 Vorhersagemodelle für DEA, Speicher, verschärfbare Lasten	5.1 Erkunden bzw. Aggregatoren können Funktionalitäten bereitstellen und Konsumieren	5.2 Teilnahme aller an das Netz angeschlossener DEA am Markt	6.1 regelmäßige Zählerstandsinformation (1-s, 15h, 1-h, ...)	6.2 Fernab- bzw. Zuschaltung über SM	
Wirtschaft	Nutzen	Verbesserte Anlagebewirtschaftung	1.1 Erhaltung der Spannungsqualität (Power Quality, EN 50160 und EN 61000)	1.2 Netzüberwachung DEA (TOR D2, D4), verspartete Anschlussbedingung & Parallelbetrieb	1.3 Netzüberwachung	1.4 Identifikation von Kunden mit neuen Anforderungen in das Verteilernetz (z.B. Prosumer)	1.5 Erhöhung der Effizienz im alltäglichen Netzbetrieb, Verkürzung der Responsezeit und damit verbesseretes Störungsmanagement	1.6 Neue Netzschutzkonzepte, Sicherstellung und Überwachung der Spannungsqualität	1.7 Netzüberwachung für eine bessere Netzplanung	1.8 Vorhersagemodelle für DEA, Speicher, verschärfbare Lasten	1.9 Erkunden bzw. Aggregatoren können Funktionalitäten bereitstellen und Konsumieren	1.10 Teilnahme aller an das Netz angeschlossener DEA am Markt	1.11 regelmäßige Zählerstandsinformation (1-s, 15h, 1-h, ...)	1.12 Fernab- bzw. Zuschaltung über SM	
			optimierter Erzeugungsbetrieb	reduzierte Investitionskosten	reduzierte Betriebskosten	reduzierte Kosten für zeitliche Differenz	reduzierte Energiekosten	reduzierte Investitionen in Übertragungssysteme	reduzierte Investitionskosten in Verteilernetze	reduzierte Betriebskosten	reduzierte Betriebskosten für die Verteilung	reduzierte Betriebskosten	reduzierte Kosten	reduzierte Kosten	reduzierte Kosten
			Übertragung/Verteilung elektr. Energie, Kapitaleinsparungen	reduzierte Betriebskosten	reduzierte Kosten für die Verteilung	reduzierte Kosten	reduzierte Investitionen in Übertragungssysteme	reduzierte Investitionskosten in Verteilernetze	reduzierte Betriebskosten	reduzierte Betriebskosten für die Verteilung	reduzierte Betriebskosten	reduzierte Kosten	reduzierte Kosten	reduzierte Kosten	reduzierte Kosten
			Übertragung/Verteilung elektr. Energie, effizientere Betriebs- und Erhaltungskosten	reduzierte Betriebskosten	reduzierte Kosten für die Verteilung	reduzierte Kosten	reduzierte Investitionen in Übertragungssysteme	reduzierte Investitionskosten in Verteilernetze	reduzierte Betriebskosten	reduzierte Betriebskosten für die Verteilung	reduzierte Betriebskosten	reduzierte Kosten	reduzierte Kosten	reduzierte Kosten	reduzierte Kosten
			Deckschablücken	reduzierte Betriebskosten	reduzierte Kosten für die Verteilung	reduzierte Kosten	reduzierte Investitionen in Übertragungssysteme	reduzierte Investitionskosten in Verteilernetze	reduzierte Betriebskosten	reduzierte Betriebskosten für die Verteilung	reduzierte Betriebskosten	reduzierte Kosten	reduzierte Kosten	reduzierte Kosten	reduzierte Kosten
			Energieeffizienz	reduzierte Betriebskosten	reduzierte Kosten für die Verteilung	reduzierte Kosten	reduzierte Investitionen in Übertragungssysteme	reduzierte Investitionskosten in Verteilernetze	reduzierte Betriebskosten	reduzierte Betriebskosten für die Verteilung	reduzierte Betriebskosten	reduzierte Kosten	reduzierte Kosten	reduzierte Kosten	reduzierte Kosten
			Rückgewonnene Einkünfte	reduzierte Betriebskosten	reduzierte Kosten für die Verteilung	reduzierte Kosten	reduzierte Investitionen in Übertragungssysteme	reduzierte Investitionskosten in Verteilernetze	reduzierte Betriebskosten	reduzierte Betriebskosten für die Verteilung	reduzierte Betriebskosten	reduzierte Kosten	reduzierte Kosten	reduzierte Kosten	reduzierte Kosten
			Stromverbrauchseinsparungen	reduzierte Betriebskosten	reduzierte Kosten für die Verteilung	reduzierte Kosten	reduzierte Investitionen in Übertragungssysteme	reduzierte Investitionskosten in Verteilernetze	reduzierte Betriebskosten	reduzierte Betriebskosten für die Verteilung	reduzierte Betriebskosten	reduzierte Kosten	reduzierte Kosten	reduzierte Kosten	reduzierte Kosten
			Versorgungszuverlässigkeit (Versorgungsunterbrechungen)	reduzierte Betriebskosten	reduzierte Kosten für die Verteilung	reduzierte Kosten	reduzierte Investitionen in Übertragungssysteme	reduzierte Investitionskosten in Verteilernetze	reduzierte Betriebskosten	reduzierte Betriebskosten für die Verteilung	reduzierte Betriebskosten	reduzierte Kosten	reduzierte Kosten	reduzierte Kosten	reduzierte Kosten
			Power Quality	reduzierte Betriebskosten	reduzierte Kosten für die Verteilung	reduzierte Kosten	reduzierte Investitionen in Übertragungssysteme	reduzierte Investitionskosten in Verteilernetze	reduzierte Betriebskosten	reduzierte Betriebskosten für die Verteilung	reduzierte Betriebskosten	reduzierte Kosten	reduzierte Kosten	reduzierte Kosten	reduzierte Kosten
Betriebs- und Ausfallsicherheit	Emissionen	Energie (Verfügbarkeit, Importe, ...)	reduzierte CO ₂ -Emissionen	reduzierte SO _x , NO _x und PM ₁₀ -Emissionen	reduzierte Primärenergiepotenziale	reduzierte CO ₂ -Emissionen	reduzierte SO _x , NO _x und PM ₁₀ -Emissionen	reduzierte Primärenergiepotenziale	reduzierte CO ₂ -Emissionen	reduzierte SO _x , NO _x und PM ₁₀ -Emissionen	reduzierte Primärenergiepotenziale	reduzierte CO ₂ -Emissionen	reduzierte SO _x , NO _x und PM ₁₀ -Emissionen		
			reduzierte CO ₂ -Emissionen	reduzierte SO _x , NO _x und PM ₁₀ -Emissionen	reduzierte Primärenergiepotenziale	reduzierte CO ₂ -Emissionen	reduzierte SO _x , NO _x und PM ₁₀ -Emissionen	reduzierte Primärenergiepotenziale	reduzierte CO ₂ -Emissionen	reduzierte SO _x , NO _x und PM ₁₀ -Emissionen	reduzierte Primärenergiepotenziale	reduzierte CO ₂ -Emissionen	reduzierte SO _x , NO _x und PM ₁₀ -Emissionen	reduzierte Primärenergiepotenziale	reduzierte CO ₂ -Emissionen
Ökologie (die Umwelt betreffend)	Sicherheit (Versorgungssicherheit)	Energie (Verfügbarkeit, Importe, ...)	reduzierte CO ₂ -Emissionen	reduzierte SO _x , NO _x und PM ₁₀ -Emissionen	reduzierte Primärenergiepotenziale	reduzierte CO ₂ -Emissionen	reduzierte SO _x , NO _x und PM ₁₀ -Emissionen	reduzierte Primärenergiepotenziale	reduzierte CO ₂ -Emissionen	reduzierte SO _x , NO _x und PM ₁₀ -Emissionen	reduzierte Primärenergiepotenziale	reduzierte CO ₂ -Emissionen	reduzierte SO _x , NO _x und PM ₁₀ -Emissionen		
reduzierte CO ₂ -Emissionen			reduzierte SO _x , NO _x und PM ₁₀ -Emissionen	reduzierte Primärenergiepotenziale	reduzierte CO ₂ -Emissionen	reduzierte SO _x , NO _x und PM ₁₀ -Emissionen	reduzierte Primärenergiepotenziale	reduzierte CO ₂ -Emissionen	reduzierte SO _x , NO _x und PM ₁₀ -Emissionen	reduzierte Primärenergiepotenziale	reduzierte CO ₂ -Emissionen	reduzierte SO _x , NO _x und PM ₁₀ -Emissionen	reduzierte Primärenergiepotenziale	reduzierte CO ₂ -Emissionen	

Abbildung 3: Beispiele des Zusammenhangs zwischen Funktionalitäten – Nutzen

4 Kostenzuordnung unter Berücksichtigung konventioneller Ausbau-Szenarien sowie der „ECONGRID-Szenarien“

Die Zuordnung der Kosten unter Berücksichtigung konventioneller Ausbau- sowie der „ECONGRID-Szenarien“ zu den Technologien und Funktionalitäten dient in weiterer Folge als Basis für Kosten-Nutzen-Analyse. Es gilt zu berücksichtigen, dass einzelne Komponenten mehrfache Abhängigkeiten voneinander aufweisen können.

4.1 Implementierung wesentlicher Technologien und Kostenzuordnung

Um die Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte der zuvor beschriebenen Szenarien zu ermitteln, sind die Kosten der Netzumstrukturierungs- und Netzausbaumaßnahmen sowie die Kosten für den Kunden darzustellen. Neben den Kosten für einen smarten Netzausbau wurden die Kosten für einen konventionellen Netzausbau (z.B. Zubau bzw. Verstärkung von Transformatoren, Leitungen) zur Erzielung der in den „ECONGRID-Szenarien“ beschriebenen Vorgaben dargelegt. Die Kosten der erhobenen Technologien werden den jeweiligen Sektoren gemäß ÖNACE 2008 [8] zugeordnet, diese dienen in weiter Folge zur Bestimmung der Wertschöpfung [2].

Insbesondere folgende Faktoren verlangen vorab Investitionen bei Energieversorgungsunternehmen, Marktteilnehmern und dem Kunden, um in Folge Nutzeneffekte zu lukrieren, welche aber erst im Laufe der Zeit eintreten werden:

- die bis 2020 auf Basis des Ökostromgesetzes [3] angenommenen Einspeisemengen aus erneuerbaren Energien,
- die zu erwartende Erhöhung des Stromverbrauchs,
- die zukünftige Konzentration der Bevölkerung in Ballungsräumen,
- die Erhöhung der Lasten durch vermehrtes Aufkommen von Elektro-Fahrzeugen,
- der technologische Fortschritt von Netzbetriebsmitteln und in Kundenanlagen,
- Speicher (Elektro-Fahrzeuge sowie Installation von (Klein)-Speichern z.B. Akkumulatoren),
- Ausbau und Verknüpfung der Informations- und Kommunikationstechnologien,
- Flexibilisierung von Verbrauchsgewohnheiten im Haushaltssektor (z.B. Smart Home),
- Schaffung neuer variabler Tarife etc.

Der resultierende Nutzen sowie die Wertschöpfungen entstehen im Zuge der gesamten Kette (Funktionalitäten - Technologien) – siehe auch [2].

Durch die Erhebung der nötigen Technologien und daraus resultierender Investitionen (Anschaffungskosten sowie aliquotierte, gleichverteilte Kosten (Monat, Jahr)) können die auftretenden Kosten aggregiert pro Zählpunkt dargestellt werden. Durch die Angabe der anfallenden Kosten pro Zählpunkt wird eine Hochrechnung der Kosten auf Österreich sowie eine Zuordnung zu den Sektoren gemäß ÖNACE 2008 [8] - als Basis für die Darstellung der

Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte [2] - möglich und erkennbar. Zudem können die Aufwendungen den von den Investitionen betroffenen Gruppen Elektrizitätsunternehmen, Marktteilnehmer und Kunde zugeordnet werden.

5 Zusammenfassung

Die Abhängigkeitsmatrizen Funktionalitäten – Technologien und Funktionalitäten – Nutzen stellen die Grundlage für die Kosten- und Nutzenzuordnung unter Berücksichtigung smarter („ECONGRID-Szenarien“) und konventioneller Ausbaupfade in der Verteilernetzebene dar.

Der Kunde, der bisher als reiner Verbraucher auftritt, wird nun unterstützt durch IKT als Erzeuger mittels kleiner, volatiler Erzeugungsanlagen eine wichtige Rolle einnehmen. Aus den bisherigen Betrachtungen folgt, dass für einen Aufbau dezentraler intelligenter, effizienter und ressourcenschonender Energieinfrastrukturen, für z.B. Erzeugungsanlagen, Smart Home Anwendungen usw. der Kunde selbst für Investitionen in seiner Anlage aufkommen muss.

Im vorliegenden Projekt werden die Zusammenhänge zwischen gewünschten Funktionalitäten bzw. Energiedienstleistungen und den dafür notwendigen Technologien im Überblick dargestellt. Die Kosten resultieren aus den umzusetzenden Technologie sowie den damit einhergehenden Anpassungen des Verteilernetzes und des Marktes an die Erfordernisse der Smart Grids. Der Nutzen, den der Kunde lukrieren kann, wird um den Nutzen, den Elektrizitätsunternehmen, Erzeuger, Lieferanten von elektrischen Betriebsmitteln inkl. IKT und Dienstleistern aufgewertet. Bevor durch diese anfallenden Kosten Nutzeneffekte realisiert werden können, sind im Vorfeld Investitionen aller beteiligten Akteure erforderlich. Anhand der Darstellung der erforderlichen Funktionalitäten und den dafür notwendigen Technologien wird die Grundlage für Erhebung der Investitionskosten in Verteilernetzen und Kundenanlagen geliefert. Die Ergebnisse der Abhängigkeitsmatrizen Funktionalität, smarte Technologie, Nutzen und Kosten liefern die Ausgangsbasis für volks- bzw. gesamtwirtschaftliche Untersuchungen.

Literatur

Sofern Verweise in der gegenständlichen Veröffentlichung nicht direkt referenziert sind, sind die angeführten Quellen als weiterführende Literatur zu verstehen.

- [1] Institut für Höhere Studien Kärnten (2012): Smart Grids und volkswirtschaftliche Effekte: Gesamtwirtschaftliche Bewertung von Smart-Grids-Lösungen. Laufendes Forschungsprojekt
- [2] Friedl B., Bliem M., Miess M., Schmelzer S., Aigner M., Haber A., Schmutzger E.; Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte von Smart-Grids-Lösungen, Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Februar 2013
- [3] Ökostromgesetz 2012 – ÖSG 2012: 75. Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Ökostromgesetz 2012 – ÖSG 2012), (NR: GP XXIV RV 1223 AB 1302 S. 113. BR: 8521 AB 8532 S. 799.) [CELEX-Nr.: 32006L0032, 32009L0028, 32009L0072], Ausgegeben am 29. Juli 2011
- [4] Umweltbundesamt (2010): Elektromobilität in Österreich Szenario 2020 und 2050. Wien
- [5] EPRI, Electric Power Research Institute, Methodological Approach for Estimating the Benefits and Costs of Smart Grid Demonstration Projects, 1020342, Final Report, January 2010
- [6] European Commission, Institute for Energy and Transport, JRC Reference Reports, Guidelines for conducting a cost-benefit analysis of Smart Grid project, 2012
- [7] A EURELECTRIC paper, The Smartness Barometer – How to quantify smart grid projects and interpret results, February 2012
- [8] <http://www.statistik.at/>, Klassifikationsdatenbank, Wirtschaftstätigkeiten (ÖNACE, NACE)
- [9] Mayer, C.; Breuer, A.; Dänekas C.; Drzisga T.; König A.; Luhmann T.; Maerten M.; Rohjans S.; Stadler M.; Terzidis O.; Theisen T.; Weidlich A.: Technologische Migrationpfade in das Smart Grid; VDE-Kongress, Stuttgart, 05.-06.2012