

Geschäftsmodelle für RegModHarz

Dokumententyp	Zusammenfassung Ergebnisbericht
Sichtbarkeit	Öffentlich sichtbare RegModHarz-Website
Arbeitspaket	AP 2.7:1 Entwicklung von Geschäftsmodellen
Editor	CUBE Engineering (Dirk Filzek, Peter Ritter, Lars Nicklaus) in.power (Katrin Oldenbourg, Josef Werum)
Beitragende	
Version	1.0
Letzte Änderung	11.12.2012
Seitenzahl	30
Dateiname	2013-01-28_Zusammenfassung_AP271_GM.docx

Gefördert durch das



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

im Rahmen von



Inhalt

1. ZIELSTELLUNG.....	3
2. ENTWICKLUNGSPROZESS.....	4
3. VERMARKTUNGSSTRATEGIE REGIONALER HAUSHALTSKUNDENSTROMTARIF.....	8
4. NETZBETRIEBSSTRATEGIE DYNAMISCHER HAUSHALTSKUNDENVERTRAG. 15	
5. DIREKTVERMARKTUNG ÜBER EINEN POOLKOORDINATOR	18
6. BÜRGERBETEILIGUNG AN DER STROMERZEUGUNG.....	21
7. DIREKTBELIEFERUNG VON ENDKUNDEN AUS EINEM WINDPARK.....	26
8. FAZIT.....	29

Gefördert durch das



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

im Rahmen von



1. Zielstellung

Fokus dieses RegModHarz-Arbeitspaketes war es, Geschäftsmodelle für das aufzubauende virtuelle Kraftwerk der Modellregion zu entwickeln. Ein Geschäftsmodell erläutert, wie ein Marktteilnehmer durch die Gestaltung eines Wertschöpfungsprozesses Werte schafft und Erträge erzielt. Der Begriff des „Geschäftsmodells“ ist für das Forschungsprojekt dabei so zu verstehen, dass die wirtschaftliche Tragfähigkeit noch nicht aktuell gegeben sein muss. Wäre dies der Fall, so wäre keinerlei Forschung mehr notwendig. Vielmehr ging es darum, zukunftsfähige Modelle zu beschreiben, die vielfach veränderte Rahmenbedingungen benötigen um tragfähig zu werden. Dabei richtet sich der Blick über die aktuelle Situation hinaus auf die Rahmenbedingungen, die bei einem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien zu erwarten sind. Auf dieser Grundlage können die politisch Verantwortlichen den Rechtsrahmen überprüfen/weiterentwickeln und Akteure virtueller Kraftwerke ihre Geschäftsstrategien vorausschauend angehen. Die entwickelten RegModHarz-Geschäftsmodelle werden in AP 2.7.2 im Rahmen von Simulationen auf Wirtschaftlichkeit für die Akteure geprüft. Dabei werden die RegModHarz-Leitszenarien herangezogen.

Bei der Entwicklung der Geschäftsmodelle für RegModHarz wurde sich an folgenden Kriterien im Sinne des energiepolitischen Zieldreiecks orientiert:

Klimaschutz:

- Maximaler Anteil erneuerbarer Energien
- Maximale Energieeffizienz
- Ausbau der erneuerbaren Energien auf 100%-Versorgung (viertelstündige Bilanz)
- Hohe Akzeptanz der erneuerbaren Energien in der Bevölkerung
- Reduzierte Emission klimarelevanter Gase

Versorgungssicherheit:

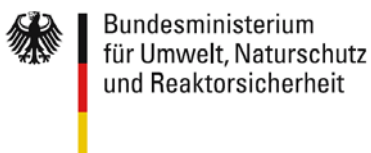
- Technische Integration in Hinblick eines Smart Grids
- Flexibilität von Last und/oder Erzeugung
- Ausgleich der Über- und Unterdeckung des Bilanzkreises
- Regelenenergiebereitstellung

Wirtschaftlichkeit:

- Marktintegration von erneuerbaren Energien
- Wirtschaftlichkeit für alle Beteiligten
- Steigerung der Wohlfahrt / Senkung der externen Kosten
- Markttransparenz
- Regionale Wertschöpfung

Bei einer Analyse der Geschäftsideen (Grundlage der entwickelten Geschäftsmodelle) zeigte sich, dass Geschäftsideen für bestimmte Kriterien einen deutlichen Fortschritt bedeuten können – je nach Ausrichtung/ Spezialisierung der Geschäftsidee. Auch wenn nicht jedes Geschäftsmodell für sämtliche Kriterien ein Entwicklungsschub bedeutet, so gilt, dass es sich den anderen Kriterien gegenüber neutral verhalten und nicht entgegengesetzt wirken soll. Dies wurde bei der Geschäftsmodellentwicklung berücksichtigt.

Gefördert durch das



im Rahmen von



2. Entwicklungsprozess

Aufgrund des Projektkonsortiums, das aus 18 Partnern gebildet wurde, bestand in RegModHarz die einzigartige Möglichkeit, die wesentlichen Markttrollen für mögliche Geschäftsmodelle für das virtuelle Kraftwerk wie Anlagenbetreiber, Netzbetreiber, Vertrieb oder Stromhändler an einen Tisch zu bringen und zu befragen, welche Anforderungen, Chancen und Risiken sie im Hinblick auf Geschäftsmodelle für das virtuelle Kraftwerk sehen. (Haushaltskunde). Dazu dienten gemeinsame Workshops zu Projektbeginn und im Projektverlauf.

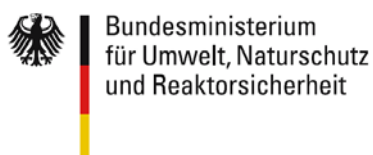
Recht frühzeitig kristallisierte sich heraus, dass es einer neuen Markttrolle bedarf, im weiteren Poolkoordinator genannt, die eine Händlerfunktion inne hat und den Strom der dezentralen Anlagenbetreiber bündelt.

CUBE und in.power identifizierten auf dieser Grundlage ein Set von fünf Geschäftsideen und analysierten für jede dieser Geschäftsideen die für eine Umsetzung notwendigen Rahmenbedingungen (siehe Arbeitspaketbericht 2.7.1. „Marktbedingungen und Zugangsvoraussetzungen zum Strommarkt“) und Prozesse. Die Geschäftsideen sind in der folgenden Tabelle 1 aufgeführt. Die zentrale Markttrolle ist Hauptakteur, trägt die Verantwortung für die Umsetzung des Geschäftsmodells und benötigt ein eigenes wirtschaftliches Interesse.

Tabelle 1: Geschäftsideen, jeweils zentrale Markttrollen und Zielstellung

Geschäftsidee	Zentrale Markttrolle	Zielstellung
G 1: Regionaler Innovativer Stromtarif aus Erneuerbaren Energien	Vertrieb (Stromlieferant)	Belieferung von Haushaltskunden mit dem in der Modellregion erzeugten Strom aus erneuerbaren Energie-Anlagen mit viertelstündiger Leistungsbilanz
G 2: Direktvermarktung von Energiemengen des virtuellen Kraftwerks	Poolkoordinator (neue Rolle für den deutschen Strommarkt)	Marktintegration der Erneuerbare Energie-Anlagen (Großhandelsmärkte); Bereitstellung von Regelleistung durch Erneuerbare Energien-Anlagen; Belieferung von Vertrieben mit EE-Strom.
G 3: E-KfZ als flexibler Verbraucher bei den Haushaltskunden	E-KfZ-nutzender Haushaltskunde	Geschäftsmodell in Ergänzung zu Harz.EE-Mobility und zu GM1 zur Optimierung des Strombezugs beim Haushaltskunden
G 4: Speicher-Dienstleistungen	Speicherbetreiber	Bereitstellung von Flexibilitäten für den Stromgroßhandel und den Netzbetreiber
G 5: Netzdienstleistungen im Verteilnetz	Verteilnetzbetreiber	Nutzung der Potenziale der dezentralen Anlagen zur Netzentlastung

Gefördert durch das



im Rahmen von



Für eine Auswahl aus diesen fünf Geschäftsideen, für die im weiteren Projektverlauf ein aussichtsreiches Entwicklungspotenzial diagnostiziert wurde, erfolgte eine Weiterentwicklung zu den RegModHarz-Geschäftsmodellen, wie sie im RegModHarz-Abschlussbericht dokumentiert sind. Der Fokus lag dabei auf Geschäftsidee 1 und Geschäftsidee 2. Die resultierenden „Geschäftsmodelle“ werden im Folgenden auch „Vermarktungsstrategien“ genannt, da dieser Begriff nicht impliziert, dass zum aktuellen Zeitpunkt Wirtschaftlichkeit für alle Akteure besteht bzw. die Umsetzung unter den gegebenen Rahmenbedingungen aktuell möglich ist.

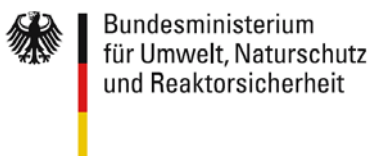
Weiterentwicklung von Geschäftsidee 1 „Regionaler Innovativer Stromtarif aus Erneuerbaren Energien“

Geschäftsidee 1 wurde weiterentwickelt zur „Vermarktungsstrategie Regionaler Haushaltskundentarif“ (siehe Kapitel 3). Dabei sollte gezeigt werden, wie der Erneuerbare Energien-Strom aus der Modellregion aus Sicht des Marktes direkt an die Haushaltskunden der Modellregion geliefert werden kann. Für den Stromhandel besteht dabei die Herausforderung, das Stromangebot der Anlagenbetreiber und die Stromnachfrage der Haushaltskunden zu jeder Viertelstunde wirtschaftlich aufeinander abzustimmen. Ein preisdynamischer Tarif wurde konzipiert, der eine Lastverlagerung durch den Haushaltskunden ermöglicht – mit dem Ziel, den Strombezug in Zeiten zu verlagern, zu denen der Strombedarf im Netz mit einem hohen Anteil Wind- und PV-Strom gedeckt werden kann. Diese im Forschungsprojekt erarbeitete „Vertriebsstrategie Regionaler Haushaltskundentarif“ wurde im Folgenden auf Umsetzbarkeit im Feldtest geprüft. Da für eine Umsetzung mit realem Stromhandel grundsätzliche wirtschaftliche und systemtechnische Hindernisse bestanden (siehe Kapitel 3), wurde eine auf den Feldtest zugeschnittene Alternativform eines preisdynamischen Haushaltskundentarifs entwickelt. Diese „Netzbetriebsstrategie dynamischer Haushaltskundentarif“ (siehe Kap. 4) sieht den Verteilnetzbetreiber (VNB) als zentrale Marktrolle vor. Die Haushaltskunden erhalten neben dem Stromliefervertrag mit festem Abnahmepreis je kWh, der unverändert mit dem Stromvertrieb bestehen bleibt, einen zusätzlichen Vertrag über einen preisdynamischen Tarif vom Verteilnetzbetreiber. Dieser nutzt die Flexibilität beim Endverbraucher, um dessen Strombezugslast zu verlagern: weg von Zeiten mit geringer prognostizierter Wind- und PV-Bedarfsdeckung und hin zu prognostizierten Stromüberschusszeiten.

Weiterentwicklung von Geschäftsidee 2 „Direktvermarktung von Energiemengen des virtuellen Kraftwerks“

Geschäftsidee 2 wurde weiterentwickelt zur „Strategie zur Direktvermarktung an Großhandelsmärkten über einen Poolkoordinator“ (siehe Kapitel 5). Der Poolkoordinator bündelt die dezentralen Anlagen und vermarktet Strom und Leistung, die durch den Pool angeboten werden können in einer für alle Seiten vorteilhaften Art und Weise. Dazu wurde die neue Marktrolle, die Handelsbeziehung zwischen Poolkoordinator und Anlagenbetreiber und die Aufgaben und Prozesse der Handelsabwicklung beim Poolkoordinator beschrieben.

Gefördert durch das



im Rahmen von



Für den Poolkoordinator bestehen unterschiedliche Möglichkeiten, an den Großhandelsmärkten aktiv zu werden. Die Wirtschaftlichkeit ist stark abhängig von Rechtsrahmen, ökonomischen Rahmenbedingungen und Förderprogrammen. Im Rahmen von Arbeitspaket 2.7.2 erfolgten hierzu diverse Simulationen, die v.a. auch die Wirtschaftlichkeit der neuen Regelungen zur Direktvermarktung in der zum 1. Januar 2012 im EEG aufgreifen.

Weiterentwicklung von Geschäftsidee 3 „E-KfZ als flexibler Verbraucher bei den Haushaltskunden“

Geschäftsidee 3, die den Haushaltskunden als E-KfZ-Nutzer in den Vordergrund stellt, wurde nur geringfügig weiterverfolgt, da es Überschneidungen mit dem separat durchgeführten Forschungsprojekt Harz.EE-Mobility gab. Im Rahmen von Arbeitspaket 2.7.2 wurde als Modul zur Abbildung flexibler Lasten für die Simulationssoftware energyPRO modelliert. Die Strombezugsoptimierung durch Haushaltskunden mit einem dynamischen Stromtarif für das Laden eigener E-KfZ-Batterien wäre vor allem für Haushalte mit PV-Eigenstromerzeugung und ggf. dezentralem Hausstromspeicher interessant gewesen. Diese Gruppe spielte im weiteren Projekt keine zentrale Rolle. Als ergänzende Geschäftsidee wurde Batteriecontracting für E-KfZ-Kunden, denn die Batterien stellen den bedeutendsten Kostenpunkt bei der Elektromobilität dar, sowie die Einbeziehung von E-KfZ in CarSharing-Projekte diskutiert. Diese Themen entwickelten sich jedoch nicht zu einem Schwerpunkt in RegModHarz.

Weiterentwicklung von Geschäftsidee 4 „Speicher-Dienstleistungen“

Bei Geschäftsidee 4 steht der Betreiber von Speichern im Mittelpunkt, wobei Speicherstrom und Netzdienstleistungen durch den Speicherbetreiber eigenständig vermarktet werden. Für diese Geschäftsidee wurden die Rahmenbedingungen untersucht. Im weiteren Projektverlauf wurde sich aber gegen die Entwicklung einer Vermarktungsstrategie als Schwerpunkt entschieden. Je nach Art und Größe des Speichers kann der Speicher als Einzelspeicher selbsttätig am Großhandel vermarktet werden oder von einem Poolkoordinator mit ins Portfolio aufgenommen werden. In einem angestrebten auf 100% erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgungssystem werden die unterschiedlichsten Stromspeicher benötigt: solche, die schnell reagieren und große Leistungen über einen kurzen Zeitraum zur Verfügung stellen (z.B. zur Kompensation von Kraftwerksausfällen Lastspitzen und Volatilität von Sonne und Wind) sowie solche, die kontinuierlich über einen längeren Zeitraum Strom ausspeisen können (z.B. zur Deckung einer längeren Windflaute). Für letzteres kommt v.a. Power2Gas in Frage. Beim Poolen von Speichern durch einen Poolkoordinator können Synergieeffekte unterschiedlicher Anlagentypen genutzt werden, so kann etwa ein Speicher mit hoher Kapazität mit einer Anlage mit schneller Reaktionszeit gekoppelt werden. Alle benötigten Speicherformen müssen jedoch ihre Investitionen refinanzieren können. Im Sinne der Markttransformation zur 100%ige Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien wäre ein Beladen der Stromspeicher mit Sonnen- und Windenergie zu Zeiten niedriger Residualer

Gefördert durch das



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

im Rahmen von



Last und eine Ausspeisung zu Zeiten hoher residualer Last anzudenken. Die für die Wirtschaftlichkeit eines solchen Modells notwendige Spreizung der Strompreise zwischen Hochpreiszeiten und mittlerem Preis ist derzeit nicht gegeben, wäre aber in einem Szenario der 100%igen Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien denkbar, da aufgrund von des wechselnden Angebots an Wind- und PV-Strom eine hohe Strompreisvolatilität entsteht, zumal insgesamt die Einspeiseleistungen deutlich höher sind als die Stromverbrauchsleistungen (vgl. Leitszenario 3 im AP-Bericht „Leitszenarien für RegModHarz“). Wegen der Wirkungsgradverluste durch die Ein- und Ausspeicherung sind die Kosten für Speicherstrom allerdings grundsätzlich höher als die Kosten für den ursprünglich eingespeicherten Strom. Speicher, die ausschließlich zur Langzeitspeicherung vorgesehen werden, haben das Problem, zu geringe Vollbenutzungszeiten aufzuweisen und können sich deshalb nur schwer refinanzieren. Am Wirtschaftlichsten ist ein Speicher dann, wenn die Ein- und Ausspeicherzeiten möglichst nah beieinander liegen. Sollten auch Kapazitätsmärkte dieses Problem nicht lösen, könnten staatliche Stromspeicherreserven ähnlich der Ölreserven notwendig werden. In der Übergangszeit bei weiterem Ausbau von Wind- und PV-Anlagen und dem Fortbestand zentraler Großkraftwerke ist davon auszugehen, dass geeignete Fördermechanismen zur Marktintegration zukünftig benötigter Speicher notwendig werden. Insgesamt bieten die wichtigsten Speichertechnologien noch erhebliche Kostensenkungspotentiale. Nach Einführung von Kapazitätsmärkten oder von Förderprogrammen wird eine Entwicklung angepasster Vermarktungsstrategien erfolgversprechend. Zur Laufzeit des Projekts war dies noch nicht gegeben und wurde daher nicht weiter verfolgt.

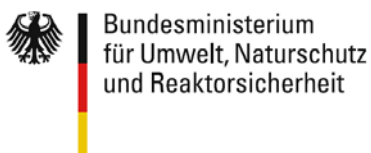
Weiterentwicklung von Geschäftsidee 5 „Netzdienstleistungen im Verteilnetz“

Geschäftsidee 5 sollte den Verteilnetzbetreibern die Möglichkeit geben, dezentrale Anlagen zur Vermeidung von Netzengpässen mit in den Netzlastausgleich einzubinden. Die Verteilnetzbetreiber aus dem RegModHarz-Projekt äußerten bei den Workshops jedoch keinen Bedarf für eine vertragliche Einbeziehung dezentraler Anlagen für Netzdienstleistungen (G5). Erst bei einem weiteren starken Ausbau von Wind- und PV-Anlagen könnten auch für das Verteilnetz vergütete Netzdienstleistungen durch dezentrale Anlagen interessant werden. Über die dann bestehenden rechtlichen und ökonomischen Rahmenbedingungen konnte zur Projektlaufzeit nur spekuliert werden. Aus diesem Grund wurde Geschäftsidee 5 nicht weiter verfolgt.

Ergänzende Strategien zur dezentralen Stromversorgung

Zusätzlich wurden verschiedene „Strategien zur dezentralen Stromversorgung“ untersucht. Dabei handelt es sich zum einen um die Bürgerbeteiligung an Stromerzeugung und –vertrieb (siehe Kapitel 6) und zum anderen um die Direktbelieferung von Endkunden mit Strom aus dezentralen Regenerativanlagen der Region (siehe Kapitel 7). Der Hintergrund für diese Ansätze wird deutlich, wenn man die Geschäftsideen für RegModHarz aus der Erzeugerperspektive betrachtet. Von entscheidender Bedeutung ist, wer die Rolle des Anlageneigentümers und –betreibers einnimmt und mit welchen Interessen diese Marktrollen

Gefördert durch das



im Rahmen von



agieren. Dies hat jeweils unterschiedlichen Einfluss auf die Akzeptanz der Energieanlagen vor Ort. Der weitere Ausbau in Richtung einer 100%-Versorgung mit erneuerbaren Energien setzt eine hohe Akzeptanz der Bürger voraus. Dies wird umso wichtiger, als EE-Anlagen in der Fläche errichtet werden und damit eine Vielzahl an Bürgern vor Ort betreffen. Werden Bürger aktiv in Planung, Errichtung und Betrieb der Anlagen eingebunden, auch wirtschaftlich bzw. unternehmerisch, so fördert dies erfahrungsgemäß stark die Akzeptanz der Energiewende vor Ort. Die Identifikation mit dem in den heimischen Energieanlagen produzierten Regenerativstrom kann zudem dadurch gefördert werden, dass den Bürgern vor Ort der Strom zum Direktbezug angeboten wird.

Resultierende Vermarktungsstrategien für RegModHarz

In den folgenden Kapiteln werden die im Abschlussbericht dokumentierten Geschäftsmodelle dargestellt. Weitere Informationen gibt es auf den Infoblättern auf der der RegModHarz-Website (www.RegModHarz.de), sowie bei den Konsortialpartnern CUBE Engineering und in.power. Dieser Arbeitspaketbericht wird ergänzt durch ein internes, nicht öffentliches Arbeitspapier.

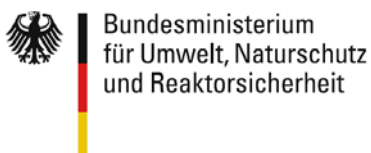
3. Vermarktungsstrategie Regionaler Haushaltskundenstromtarif

Eine Geschäftsstrategie für die regionale Vermarktung von erneuerbare Energien (EE)-Strom aus regionaler Erzeugung über einen Haushaltskundenstromtarif an Kunden der Modellregion wurde entwickelt und die Umsetzbarkeit geprüft.

Herausforderung

Die Bürger der Region sollen die Möglichkeit bekommen, den innerhalb der Modellregion produzierten Regenerativstrom per Liefervertrag zu beziehen. Dies fördert die Identifikation der Bürger mit dem in ihrer Region produzierten Strom und den Energieerzeugungsanlagen. Dazu ist eine tragfähige Handelskette vom Stromerzeuger bis zum Endkunden zu konzipieren. Die zentrale Marktrolle liegt beim Vertrieb, der den Haushaltskunden beliefert. Den Strom für die regionale Strommarke bezieht er über die neue Marktrolle des Poolkoordinators, einem Händler, der den erzeugten Regenerativstrom der Modellregion im Pool vermarktet (siehe Kapitel 5).

Gefördert durch das



im Rahmen von



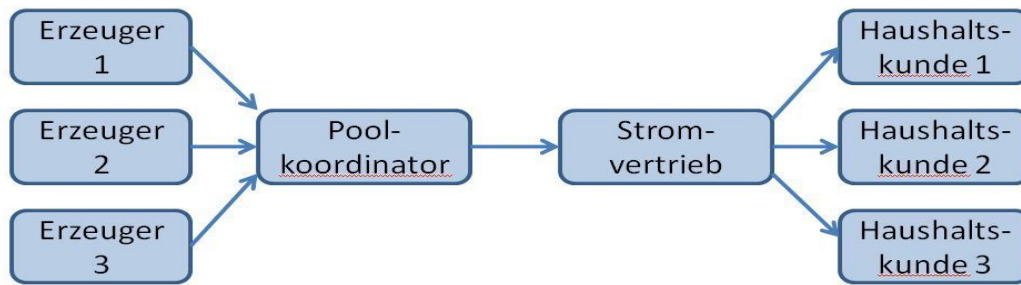


Abbildung 1: Beteiligte Markttrollen an der Stromlieferung

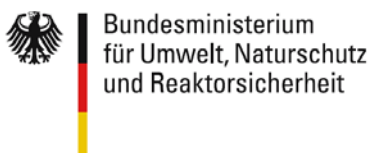
Charakteristika der entwickelten Vermarktungsstrategie

Wesentliche Anforderung an das zukünftige Energiesystem ist, dass die fluktuierende Einspeisung aus Wind- und PV-Anlagen möglichst vollständig genutzt wird, da diese elektrische Energie ohne den Einsatz von Brennstoff erzeugt wird. Die weiteren Energiemengen sollen bedarfsgerecht aus flexibler Erzeugung bzw. Speichern der Modellregion bereit gestellt werden, wobei die Stromzukäufe von außerhalb auf ein Minimum zu reduzieren sind.

Ein preisbewusstes Kundenverhalten soll kongruent dazu sein, dass die Kunden vorwiegend Wind- und PV-Strom beziehen. Dies bedeutet, dass ein zeitlich dynamischer Tarif zu konzipieren ist, bei dem der Strombezug genau zu den Stunden preisgünstig ist, zu denen Wind und PV einen hohen Anteil des Stromverbrauchs decken. Dementsprechend ist Strombezug in den Stunden teurer, zu denen Energiebezug aus flexiblen Anlagen und Stromspeichern erforderlich wird.

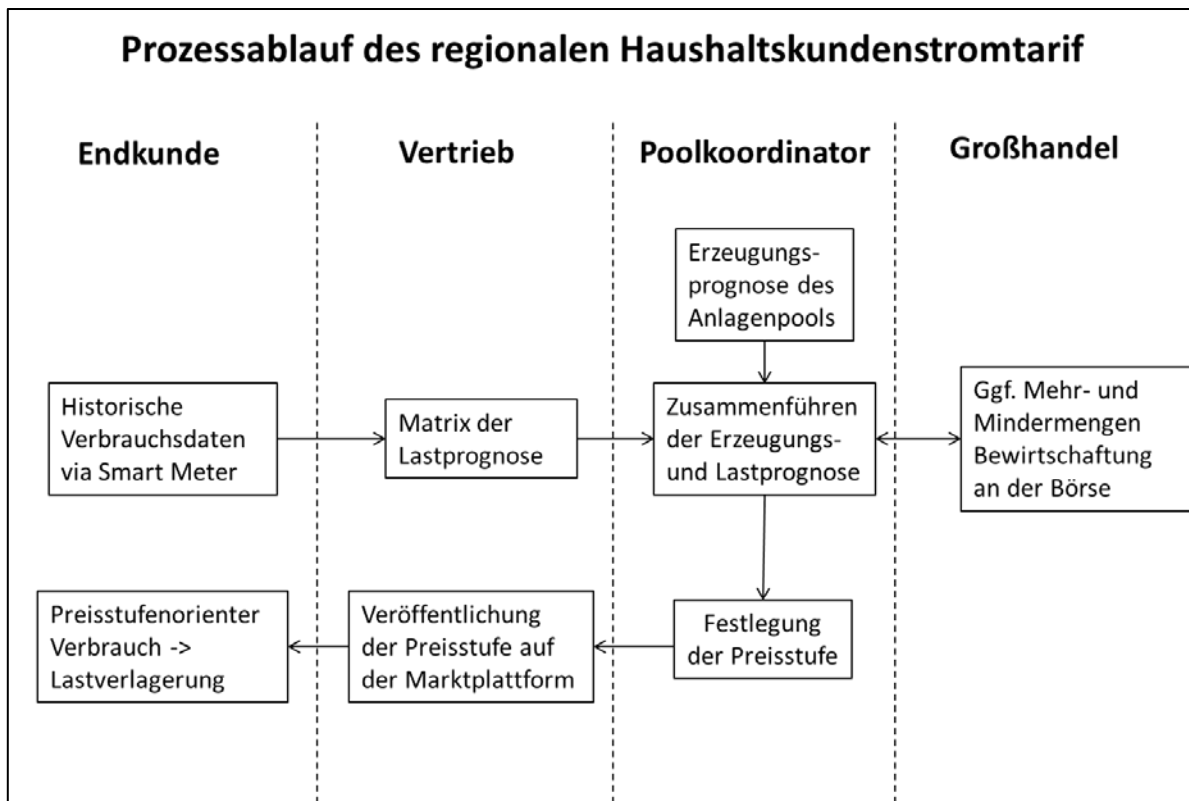
Die Preisstufen werden auf Basis von Prognosen berechnet und den Haushaltskunden bereits am Vortag verbindlich übermittelt, damit sie ihren Stromverbrauch planen können. Die Prognosegüte begrenzt die Lastverlagerungsmöglichkeiten qualitativ. Prognosen sind auch in der Handelskette unumgänglich, da der Poolkoordinator an den Großhandelsmärkten agiert. Neben dem Einkauf von Mindermengen zur Deckung des regionalen Verbrauchs poolt der Poolkoordinator die regionalen Erzeugungsanlagen auch zur Vermarktung an den Großhandelsmärkten. Somit sind die Prozessabläufe für die Bereitstellung des Haushaltskundentarifs auch an die Handelszeiten des Großhandels, hier des Day-Ahead-Spotmarkts gebunden, bei dem am Vortag der Lieferung auf Basis von Einspeiseprognosen gehandelt wird. Die folgende Abbildung gibt einen groben Überblick über die ablaufenden Prozessschritte im Rahmen des regionalen Haushaltskundenstromtarif.

Gefördert durch das



im Rahmen von





Umsetzungskonzept für den Vertrieb

Der Vertrieb übermittelt den Haushaltskunden die Preisstufen verbindlich für jede einzelne der 24 Stunden des Folgetages. Um eine differenzierte, an den Bedarf angepasste Lastverlagerung zu erreichen, sieht die Vermarktungsstrategie neun Preisstufen vor, wobei die mittlere Preisstufe 5 (gelb) dem üblichen Vertriebspreis (der Kunden ohne preisdynamischen Tarif) entspricht. Die Preisstufen 1 bis 4 (grün) bedeuten einen in gleichgroßen Stufen vergünstigten und die Preisstufen 6 bis 9 (rot) einen in gleichgroßen Stufen verteuerten Strompreis (vgl. auch Kap 5.2). Der Vertrieb übermittelt Transparenzinformationen an eine Marktplattform, so dass jeder Haushaltskunde nachvollziehen kann, wie sich in jeder einzelnen Stunde die Preisstufe bildet und aus welchen Erzeugungsanlagen die bezogene elektrische Energie in welchen Anteilen stammt.

Im Idealfall sind die Haushaltskunden jetzt aktiv in der Lage, preisbasiert Lastmanagement zu betreiben und je nach Verlauf der Preisstufen insgesamt mehr oder weniger Strom über einen bestimmten Zeitraum hinweg zu verbrauchen. Um den Strombedarf richtig abschätzen zu können, werden Strombedarfsprognosen benötigt. Bei gelingender Aktivierung der Kundenreaktion wird der Haushaltskundenstromverbrauch selbst dynamisch, denn je nach Preisstufe und Verbrauch in den vorhergehenden Stunden wird der Stromverbrauch unterschiedlich hoch sein. Der Vertrieb errechnet am Vortag der Lieferung vor Handelsbeginn den prognostizierten Strombedarf – und zwar als Matrix für jede Stunde für

Gefördert durch das

im Rahmen von

jede der neun möglichen Preisstufen. Mithilfe dieser preisstufenabhängigen Stromverbrauchsprognose kann der Vertrieb täglich – auf eigenes Risiko – eine Energiemengenbestellung beim Poolkoordinator aufgeben. Die Preisdynamik kann prognostiziert werden, indem mehrere Eingangsdaten zu jeder Zeiteinheit zeitnah in ein Prognosemodell einfließen: 1. Tag und Uhrzeit, 2. Preisstufe, 3. Stromverbrauch der belieferten Haushaltskunden, 4. Außentemperatur und 5. Sonderereignisse. Diese Parameter werden für jede Stunde des Folgetages intelligent mit der Prognose der Außentemperatur verrechnet. Das Prognosetool muss dabei berücksichtigen können, dass der Stromverbrauch jeweils auch von den vorherigen Stunden abhängig ist. Je nachdem, welchen Strompreis der Poolkoordinator für die einzelne Stunde realisieren kann, ist der prognostizierte Stromverbrauch größer oder geringer. Dies hat der Poolkoordinator bei der Belieferung des Vertriebs vertraglich zu berücksichtigen. Diese Form eines Prognosemodells, das Preisdynamiken einbeziehen kann, geht über die im Rahmen von RegModHarz entwickelte Lastprognose hinaus.

Für den Vertrag zwischen Vertrieb und Haushaltskunde ist eine Mindestlaufzeit von einem Jahr empfehlenswert. Dies hat den Hintergrund, dass die dynamische Abfolge der Preisstufen von der fluktuierenden Stromeinspeisung aus Wind- und PV-Anlagen abhängig ist. Während im Frühjahr regelmäßig Phasen mit hoher Windeinspeisung zu beobachten sind, und eine preisgünstige Stromlieferung möglich wird, gibt es im Sommer mit hoher Wahrscheinlichkeit Flauten der Windenergieeinspeisung, was zu einem höheren Bedarf an Strom aus flexiblen Anlagen (teils mit Brennstoffbedarf, teils mit Umwandlungsverlusten) und damit einem höheren Strompreis führt. Zudem streben Anlagenbetreiber wie auch Vertrieb eine gesicherte Abnahme bzw. Lieferung über in der Regel mindestens ein Jahr an.

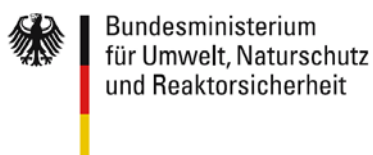
In der beschriebenen Form ist mit dem Strombezug noch keine direkte Förderung des Ausbaus von weiteren erneuerbare Energie-Anlagen in der Modellregion verbunden. Für den Zeitraum vor der Netzparität der unterschiedlichen EE-Anlagen wäre eine solche Ausbauförderung in der Praxis noch in den Stromtarif zu integrieren. Bei zertifizierten Ökostromanbietern ist dies derzeit Standard.

Umsetzungskonzept für den Poolkoordinator

Der Poolkoordinator berechnet iterativ, welche Mengen er zu welchen Preisen liefern kann und legt damit die Preisstufe fest. Eine iterative Vorgehensweise ist notwendig, da je nach Preisstufe, die der Poolkoordinator über das Erzeugungsportfolio der Modellregion realisieren kann, für eine bestimmte Stunde eine unterschiedlich hohe Nachfrage besteht.

Da die 100%-EE-Stromversorgung nicht nur in der Jahresbilanz, sondern auch in der viertelstündigen Handelsbilanz erreicht werden soll, ist ein Portfolio zu bilden, bei dem sich die verschiedenen Erzeugungsanlagen sinnvoll ergänzen. So weit möglich gilt es, den – nunmehr variablen – prognostizierten Verbrauch mittels der prognostizierten Wind- und PV-Einspeisung abzudecken. Mengen der Überdeckung sind weiterzuverkaufen, entweder an Speicherbetreiber innerhalb der Region oder an den überregionalen (Grünstrom-)Spotmärkten. Mengen der Unterdeckung sind aus flexibler Erzeugung oder aus Speichern

Gefördert durch das



im Rahmen von



innerhalb des virtuellen Kraftwerks der Modellregion bereitzustellen oder von überregionalen (Grünstrom-)Großhandelsmärkten bzw. aus anderen Bilanzkreisen hinzuzukaufen.

Da der Poolkoordinator die Liefermengen am Vortag auf Basis von Prognosen zusammenstellt, sind am Liefertag die sich aus den Prognoseabweichungen ergebenden Ausgleichsenergiemengen auf eigenes Risiko nachzuhandeln. Ein Management von Rest- und Mindermengen wird notwendig. Gegenüber dem Vortag stehen innertägig verbesserte Einspeiseprognosen (Intraday-Prognosen) zur Verfügung. Da am Vortag auf Basis der Day-Ahead-Prognosen bereits ein Handel mit Mengen der Über- und Unterdeckung stattgefunden hat, gilt es innertägig die Differenz, die sich im Portfolio zwischen Vortagsprognosen und innertägigen Prognosen ergibt, nachzuhandeln. Strombedarfsseitig kann innertägig – im Gegensatz zu den Erzeugungsprognosen – nicht mit verbesserten Prognosen gearbeitet werden. Dies liegt daran, dass der Vertrieb seinen Endkunden die Preisstufen bereits am Vortag verbindlich mitteilt und sich die Endkunden auf diese Preisstufen einstellen. Eine Teilnahme am Intradayhandel ist allerdings sehr personalaufwändig und damit kostenintensiv. Der Poolkoordinator wird prüfen, ob es sinnvoll ist, im Nachgang nach dem Liefertag am Afterday-Handel teilzunehmen, bei dem zwei Partner über eine spezielle Marktplattform Ausgleichsenergiemengen mit gegenseitigem Vorzeichen untereinander ausgleichen können.

Umsetzungskonzept für den Haushaltskunden

Für die Praxis gilt bei der Ausgestaltung eines dynamischen Tarifs und der dazugehörigen Soft- und Hardware bei den Haushaltskunden, dass die (Umwelt-)Psychologie als Grundlage für eine dauerhafte Motivation und Verhaltensänderung in Richtung eines umweltgerechten Stromverbrauchsverhaltens zu berücksichtigen ist. Transparente Informationen über das Stromversorgungssystem und zeitnahe Rückmeldung über das Verbrauchsverhalten sind in dem Maße erforderlich, wie dadurch die Wirkungen des eigenen Handelns auf das Gesamtsystem zeitnah bewusst werden und in den Gesamtzusammenhang eingeordnet werden können. Zudem sind Möglichkeiten zu eröffnen, die das tägliche Handeln auf einfache Weise ermöglicht. Der Tarif muss einfach und ohne hohen Zeitaufwand verständlich und handhabbar sein. Der Haushaltskunde dürfte im Alltag nur wenig Aufwand für ein manuelles Management aufwenden, sofern der finanzielle Anreiz verhältnismäßig gering ist. Automatisierte Management-, Steuerungs- und Visualisierungssysteme, schalten je nach Rahmenvorgabe des Kunden und aktuellem Preis eigenständig Verbrauchsgeräte im Haushalt ein- und aus und ermöglichen so eine Reaktion auf den dynamischen Preis bzw. den entsprechenden Wind- und PV-Anteil der Bedarfsdeckung.

Ergebnisse der Untersuchungen zur entwickelten Vermarktungsstrategie

Die beschriebene Vermarktungsstrategie wurde auf ihre Umsetzbarkeit hin geprüft. Ein Geschäftsmodell entsteht dann aus der Vermarktungsstrategie, wenn ein wirtschaftlich tragfähiges Produkt besteht, das attraktiv ist und nachgefragt wird. Attraktiv ist besonders die regionale Komponente. Die Bürger der Region bekommen die Möglichkeit, den vor Ort

Gefördert durch das

im Rahmen von

produzierten Strom zu beziehen und werden am erzeugungskonformen Verbrauch des Wind- und PV-Stroms beteiligt. Dies fördert die Identifikation der Bürger mit dem in ihrer Region produzierten Strom und den Energieerzeugungsanlagen vor Ort. Die damit gesteigerte Akzeptanz von Energieerzeugungsanlagen unterstützt die Energiewende. Für den Feldtest wurde eine zeitweise reale Umsetzung angestrebt, bei der die gesamte Handelskette der regionalen Direktvermarktung in der Praxis vorgestellt werden sollte. Daraus hätte sich in der näheren Zukunft als Verwertung aus dem Projekt heraus eine regionale Strommarke entwickeln können. Die Prüfung der Durchführbarkeit eines Vermarktungsfeldtests erfolgte frühzeitig im Projektverlauf, um Chancen für die nähere Zukunft aufzuzeigen und im Rahmen der Projektverwertung mit vorzubereiten. Jedoch war die Umsetzbarkeit nicht gegeben, da zum einen mehrere Prozesse bei den Akteuren noch nicht realisierbar waren, zum anderen aber auch die Zusatzkosten im Rahmen des Forschungsprojekts nicht gedeckt gewesen wären. Basis der Prüfungen waren eine intensive Zusammenarbeit mit den verschiedenen Marktrollen innerhalb des Konsortiums, vertiefende Recherchen zu Markt und Prozessabläufen sowie Berechnungen mit Tabellenkalkulationsprogramm und Simulationen mit energyPRO.

Wirtschaftliche Hindernisse

Der Endkundenstrompreis darf den Preis für konventionelle Stromprodukte nur um einen geringen Premiumpreis für regionalen Ökostrom überschreiten, um am Markt konkurrenzfähig sein zu können. In diesem Preissegment war der Strompreis jedoch nicht kalkulierbar. Anlagenbetreiber liefern ihren EE-Strom nur dann an den Poolkoordinator, wenn dieser etwas mehr zahlen kann, als der Anlagenbetreiber auch anderweitig über die EEG-Vergütung (Festvergütung oder mit Marktprämie) erzielt. Die Einnahmen aus dem Stromhandel wären unter Berücksichtigung aller Kosten (Belieferung des Kundenprofils, Vermarktung von Überdeckungs- und Überschussmengen, Zukauf von Unterdeckungs- und Minderwegen, Ausgleichsenergiekosten, Marktanbindung, operatives Geschäft, zweiter Zählpunkt an den Erzeugungsanlagen, Handelsmargen) zu gering dazu gewesen. Bei Berücksichtigung aller Kosten auf der Erzeugungsseite wäre der Strompreis derzeit für den Endkunden zu hoch, um am Markt bestehen zu können. Eine große Zahl an Haushalten wäre zu beliefern, um die notwendigen Mengeneffekte zur Deckung der operativen Kosten zu erreichen. Die beobachtete vergleichsweise geringe Nachfrage nach vergleichbaren Produkten im Landkreis Harz lässt darauf schließen, dass ein Vertrieb allein nur schwer eine solche Strommarke etablieren könnte, und dies nur im Verbund aller Vertriebe in der Modellregion möglich wäre.

Voraussetzung für die Stromherkunft bei der Belieferung, nämlich der Rangfolge nach (1.) Wind- und PV-Strom, (2.) bedarfsgerechte Erzeugung aus flexiblen Anlagen der Region und (3.) hinzugekaufte Strommengen von außerhalb der Region, ist, dass auch die überregionalen Marktpreise diese Rangfolge widerspiegeln. Der Vorrang der erneuerbaren Energien muss also dementsprechend differenziert wirtschaftlich darstellbar sein. Für Wind- und PV-Strom dürfte langfristig gelten, dass er am preisgünstigsten zu beziehen ist, denn sind die Anlagen einmal abgeschrieben, sind die Erzeugungskosten im Vergleich zu

Gefördert durch das



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

im Rahmen von



brennstoffbetriebenen Anlagen gering. Damit wird die Umsetzung dieser Vermarktungsstrategie langfristig denkbar. Für die Übergangszeit wäre zu überlegen, in welcher Weise die Markt- und Handelsbedingungen angepasst werden können, damit Wirtschaftlichkeit einer regionalen Vermarktungsstrategie für Strom aus erneuerbaren Energien besteht.

Die mögliche Preisspreizung zwischen höchster und niedrigster Preisstufe des Endkundenpreises ist zu gering, um dem Endkunden einen ausreichend großen finanziellen Anreiz zum Lastmanagement im Haushalt zu bieten. Dies liegt daran, dass nur die Energiekosten, also die unterschiedlich hohen Einkaufspreise für die elektrische Energie, im Zusammenwirken mit der Umsatzsteuer die Preisspreizung bestimmen. Die Stromerzeugungskosten machen derzeit weniger als ein Viertel der Stromkosten des Haushaltskunden aus und haben noch eine dem Zweck entsprechend geringe Volatilität. Die weiteren Preisbestandteile (EEG- und KWK-Umlage, Stromsteuer, Netznutzungsentgelte, Konzessionsabgabe, Messkosten, Sonderabgabe / siehe Grafik weiter unten) sind nicht flexibilisierbar.

Je nachdem, wie die Vertriebsmarge ausgestaltet ist (fest - variabel), bedeutet der dynamische Tarif, dass Vertriebe je nach Stromabsatz zu verschiedenen Zeiten unterschiedlich hohe Erlöse zu verbuchen haben. Da der Grundbedarf der Haushaltskunden nur begrenzt zeitlich verlagerbar ist, dürfte sich dieses Risiko jedoch in Grenzen halten.

Systemtechnische Hindernisse

Die Abrechnungssysteme bei den Vertrieben entsprechen noch nicht den notwendigen Voraussetzungen für den preisdynamischen Endkundentarif. Ein spezieller Tarif, wie in RegModHarz entwickelt, lässt sich nicht in die bestehenden Abrechnungssysteme integrieren.

Haushaltskunden werden vom Vertrieb mit Hilfe von Standardlastprofilen in entsprechenden Bilanzkreisen geführt. Um eine Bilanzierung entsprechend des tatsächlichen Verbrauchsprofils zu ermöglichen, müsste bei jedem Haushaltskunden eine mindestens viertelstundenscharfe Messung durchgeführt werden, was bis dato nicht der Fall ist, da die im Haushaltsbereich überwiegend installierten Zähler nur die verbrauchte Arbeit messen. Mit einer viertelstündlichen Leistungsmessung würde im zweiten Schritt die Verpflichtung für den Vertrieb einhergehen, den einzelnen Kunden bzw. Gruppen sich ähnlich verhaltender Kunden täglich zu prognostizieren und einen dementsprechenden Fahrplan an den Netzbetreiber zu senden. Dieses Vorgehen, das der Belieferung von Industriekunden ähnlich wäre, ist jedoch bei den geringen Verbräuchen der Haushaltskunden im Verhältnis zur Industrie derzeit nicht rentabel. Zwar könnte der Vertrieb durch Anreize zur Lastverlagerung durch die Endkunden möglicherweise die Energiebeschaffungskosten verringern, jedoch würde diese Einsparung nicht ausreichen, um die mit der Abwicklung verbundenen Kosten zu decken.

Weitere Hindernisse für eine Umsetzung im Feldtest

Gefördert durch das



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

im Rahmen von



Für die Umsetzung im Feldtest kamen weitere Hindernisse hinzu: Zum einen wären bindende Verträge zu den real zu tätigen Stromlieferungen zwischen allen Beteiligten zu schließen gewesen (Anlagenbetreiber und Poolhändler, Poolhändler und Vertriebe, Vertriebe und Haushaltskunden), was einen hohen Aufwand bedeutet, da alle betroffenen Konsortialpartner diese hätten prüfen und umsetzen müssen. Weiterhin bestand ein Konflikt in Vertragsbindungen der akquirierten Haushaltskunden für den Feldtest hinsichtlich ihres Strombezugs. Zudem waren die regionalen Vertriebe im Konsortium des Forschungsprojekts nicht beteiligt, sondern ausschließlich die Netzbetreiber der EVU der Modellregion. Weiterhin wurden auch für einen kurzzeitigen Feldtest Handelsrisiken identifiziert, die von einzelnen Konsortialpartnern zu tragen gewesen wären und die sich für die beteiligten Akteure im Projekt als nicht verhältnismäßig herausstellten.

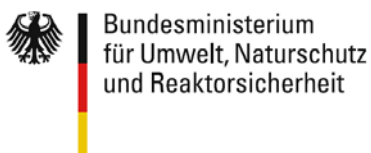
4. Netzbetriebsstrategie dynamischer Haushaltskundenvertrag

Geschäftsmodell und Umsetzung im Feldtest

In einem zukünftigen Energiesystem kann es notwendig sein, das Flexibilitätspotenzial der Haushalte zu erschließen. Für den Feldtest wird ein preisdynamischer Tarif als Anreiz zur Verschiebung von Haushaltslasten entwickelt und bei den Feldtest-Haushaltskunden erprobt. Dazu wurden Führungsgrößen, Handhabung, Zeiträume und notwendige Anreize ermittelt und für den Feldtest festgelegt. Der Feldtesttarif orientiert sich an der Stromvertriebsstrategie „Regionaler Haushaltskundenstromtarif“ (siehe Kapitel 5.1), unterscheidet sich aber hinsichtlich der zentralen Marktrolle. Die Haushaltskunden verbleiben bei ihren jeweiligen Stromlieferanten und beziehen ihren Strom nach den dort bestehenden Tarifen. Stattdessen bietet der Netzbetreiber vertraglich einen zeitdynamischen Zusatztarif mit 9 Bonus-/Malusstufen an, mit dessen Hilfe er bei den Haushaltskunden Anreize zu netzentlastendem Verhalten beim Strombezug setzen kann. Ziel ist eine Verlagerung der Endverbraucherlast weg von Zeiten mit geringer prognostizierter Wind- und PV-Bedarfsdeckung hin zu prognostizierten Stromüberschusszeiten. Verhält sich der Feldtestkunde systemgerecht, so deckt sich auch im Feldtest der Strombezug zu Bonuszeiten mit einem hohen Anteil von Wind und PV in der Bedarfsdeckung der Modellregion.

Die Feldtestkunden erhalten täglich um 14 Uhr verbindlich die Preisstufen für die 24 Stunden des Folgetages. Die 9 Preisstufen können stündlich wechseln. Als Führungsgröße wird beim Feldtest die Prognose der Residuallast der Modellregion verwendet, berechnet aus der Prognose der Stromverbrauchsleistung abzüglich der Prognose der Wind- und PV-Einspeiseleistung. Der Verteilnetzbetreiber zahlt den Haushaltskunden zu einer „Bonus-Zeit“ (Grüne Preisstufen 1 bis 4) einen Bonus auf die verbrauchte kWh auf einem Kundenkonto gut. Bei Strombezug während einer „Malus-Zeit“ (rote Preisstufen 6 bis 9) wird ein Malusbetrag je kWh abgezogen. Die Preisstaffelung beträgt 4 ct/kWh zwischen allen

Gefördert durch das



im Rahmen von



Preisstufen. Die Preisspreizung des Tarifs liegt demnach bei 32 ct/kWh. Die mittlere Preisstufe 5 ist neutral. Bei einem kontinuierlichem Strombezug mit gleichbleibender Leistung zu jeder Zeit gleichen sich Bonus- und Maluszeiten innerhalb eines Jahres im Mittel annähernd wieder aus, so dass ein Kontostand annähernd Null resultiert – annähernd, da die prognostizierte Häufigkeitsverteilung bestimmter Situationen im Netz für die folgenden 12 Monate immer etwas von der späteren Beobachtung abweichen wird. Zudem erfolgt die Festlegung, welcher Wert der Residuallast zu welcher Preisstufe führt, anhand von Vergangenheitswerten der Residuallast in der Modell- bzw. Netzregion. Die im Jahresverlauf variierende Menge der Windenergieeinspeisung beeinflusst den monatlichen Anteil an Bonus- und Maluspreisstufen. Dementsprechend ist es nicht sinnvoll, den Tarif mit monatlicher Möglichkeit der Kündigung vorzusehen. Die monatlichen Unterschiede müssen sich im Jahresverlauf ausgleichen können.

Ein wesentlicher Vorteil der Umsetzung des dynamischen Tarifs durch den Verteilnetzbetreiber besteht darin, dass sich die Höhe des finanziellen Anreizes an der Zielgruppe sowie am Bedarf nach Netzentlastung orientieren kann. Weiterhin muss der Anreiz nicht innerhalb der – derzeit noch – engen Grenzen eines variablen Energiebezugspreises umgesetzt werden muss. Für die (fernere) Zukunft kann allerdings ab einem bestimmten Anteil bundesweit sehr hoher Anteile erneuerbarer Energien mit einer hohen Preisvolatilität an der Strombörse gerechnet werden, die zusammen mit der Mehrwertsteuer ggf. ausreichend hohe Anreize beim Endkunden aus den Energiekostenanteilen der Strompreise setzen könnte.

Zentrales Element des Haushaltskunden-Stromtarifs ist die Transparenz. Über die Marktplattform erfährt der Haushaltskunde zu jeder Zeit für jede aktuelle Stunde und die Vergangenheit, welche Stromeinspeisung aus welchen Anlagen und welcher Strombezug in der Modellregion vorliegt und welche Werte prognostiziert werden. Über einen persönlichen Bereich werden weiterreichende Informations- und Auswertemöglichkeiten bereitgestellt (siehe Kapitel 3.4). Diese direkte Rückmeldung ist wichtig, um die Motivation der Haushaltskunden für eine kontinuierliche Verhaltensänderung zu erzielen. Da für jede Stunde die Einspeisung der EE-Anlagentypen im Netz der Modellregion transparent dokumentiert wird und der Haushaltskundenstromverbrauch mittels Smart Meter stündlich mitgeschrieben wird, können die Haushaltskunden für jede Stunde auswerten, wie hoch der Anteil der aus dem Netz bezogenen Strommenge je Erzeugertyp im Netz war.

Gefördert durch das



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

im Rahmen von



5. Direktvermarktung über einen Poolkoordinator

Neue Marktrolle des Poolkoordinators

Für die Teilnahme der dezentralen Anlagen an den Märkten ist ein Zwischenhändler oder Dienstleister erforderlich, der eine Pooling-Funktion einnimmt, da so

- die notwendigen Mindestangebotsgrößen erreicht werden können,
- Aufwand und Risiko des Stromhandels beim Poolkoordinator auf viele Einzelanlagen verteilt werden,
- Portfolien bedarfsgerecht zusammengestellt werden können und
- für die Bereitstellung von Regelleistung die hohen Zuverlässigkeitsanforderungen eher erfüllt werden könnten, da im Pool Reservekapazitäten leichter vorgehalten werden können.

Eine zentrale Rolle bei der Direktvermarktung von Energiemengen und Regelleistung des virtuellen Kraftwerks hat damit der Poolkoordinator. Er kann grundsätzlich auf zwei Arten die Direktvermarktung unterstützen. Als Dienstleistung kann er u. a. die Anmeldung der Anlagen bzw. den Wechsel in die Direktvermarktung, die Zustellung von abrechnungsrelevanten Daten an den Netzbetreiber und die Abrechnung der Anlagen für den Anlagenbetreiber übernehmen. Des Weiteren kann er selbst mit Strom handeln und einen eigenen Bilanzkreis bewirtschaften. Gemäß der Rollendefinition in RegModHarz hat der Poolkoordinator eine Händlerrolle inne. In seinem Bilanzkreis kann er die dezentralen Anlagen zur Stromerzeugung, aber auch Speicher und Verbraucher bündeln. Damit ermöglicht er folgende Ziele in RegModHarz:

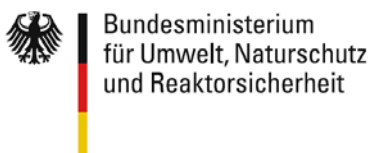
1. Die Vertriebe erhalten regionalen Strom aus erneuerbaren Energien bedarfsgerecht für ihr Portfolio geliefert, um die Endkunden in der Region zu beliefern.
2. Die Anlagenbetreiber aus der Region erhalten einen Marktzugang und können Mehreinnahmen erwirtschaften.
3. Die Bereitstellung von Regelleistung durch die dezentralen Anlagen der Modellregion (wobei für fluktuierende Erzeuger Anpassungsbedarf im Präqualifikationsverfahren besteht).

Beziehung zwischen Poolkoordinator und Anlagenbetreiber

Zwischen dem Poolkoordinator und dem Betreiber der dezentralen Anlage ist eine vertragliche Bindung, der u. a. die Stromlieferung, die Vergütung und die Haftung regelt. Die Vereinbarung der Stromlieferung und der Haftung bei Abweichungen zwischen Anlagenbetreiber und Poolkoordinator kann in drei mögliche Abnahmevereinbarungen unterschieden werden:

- a) unregelte Abnahme
- b) Fahrplanlieferung
- c) Leistungsbereitstellung.

Gefördert durch das



im Rahmen von



a) Die unregelmäßige Abnahme, bei der die gesamte erzeugte Energie so abgenommen wird, wie sie gerade produziert wird, eignet sich vor allem für Wind- und Solarenergie sowie für Laufwasserkraft. Die Verantwortung zur Planung bzw. Prognose der Erzeugung ebenso wie das Risiko von Prognoseabweichungen liegt dann beim Poolkoordinator. Die Vergütung des Stroms sollte mengenabhängig sein. Wenn die Höhe der Vergütung vom Marktwert abhängt, liegt das Vermarktungsrisiko beim Anlagenbetreiber. Bei einer festen Vergütungshöhe (in Zusammenhang mit der Marktprämie) liegt das Vermarktungsrisiko beim Poolkoordinator. Der Poolkoordinator kann durch die Bündelung vieler großräumig verteilter Anlagen eines Energieträgers sowohl das Vermarktungs- als auch das Prognoserisiko reduzieren.

b) Eine Fahrplanlieferung, bei der der Anlagenbetreiber nach kurzfristigen Vorgaben bzw. einer längerfristigen festen Vereinbarung ein Lastprofil an den Poolkoordinator liefert, eignet sich vor allem für thermische Stromerzeuger (Biomasse, KWK-Anlagen, Geothermie) und Speicher, insbesondere wenn eine flexible Lieferung vereinbart wird. Die Haftung im Fall von ungeplanten Ausfällen muss geregelt werden. Des Weiteren sollten Vertragsstrafen zumindest für signifikante Abweichungen vom vereinbarten Lastprofil geregelt werden, um die Zuverlässigkeit der Lieferung zu erhöhen. Die Vergütung des Stroms müsste eine finanzielle Absicherung des Anlagenbetreibers enthalten, da der Anlagenbetreiber sonst vom Vermarktungsgeschick des Poolkoordinators abhängig ist. Das Vermarktungsrisiko liegt damit beim Poolkoordinator.

c) Die Leistungsbereitstellung bedeutet, dass der Poolkoordinator eine Änderung des aktuellen Betriebszustandes mit unmittelbarer Gültigkeit bewirken kann, z. B. im Rahmen der Vermarktung von Regelleistung. Der Poolkoordinator muss die Anlage so einplanen, dass die Leistung und Energie verfügbar ist und muss entsprechend einen Zeitplan für die Leistungsbereitstellung der Anlage erstellen. Der Anlagenbetreiber ist dafür verantwortlich, dass die vom Poolkoordinator geplante Leistung und Energie abrufbar ist. Eine Kombination der Leistungsbereitstellung mit einer unregelmäßigen Abnahme (a) oder einer Fahrplanlieferung (b) ist erforderlich, wenn z. B. Regelleistung mit Windenergie- oder Biogasanlagen vermarktet werden soll. Eine Leistungsbereitstellung ohne Stromlieferung kann vereinbart werden, wenn z. B. Regelleistung mit Notstromaggregaten oder mit Lasten, die den Strom von einem anderen Händler bzw. Energieversorger beziehen, angeboten wird. Die Vergütung ist entweder abhängig von der bereitgestellten Leistung oder wird in Zusammenhang mit der Stromlieferung nach a) oder b) abgerechnet.

Aufgaben und Prozesse der Handelsabwicklung des Poolkoordinators

Sobald eine EEG-Anlage aus der EEG-Festvergütung in die Direktvermarktung wechselt, sind Prognosen, Energiehandel und Fahrplanmeldungen (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) maßgebliche Prozesse im Ablauf eines Handelstages.

Gefördert durch das



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

im Rahmen von



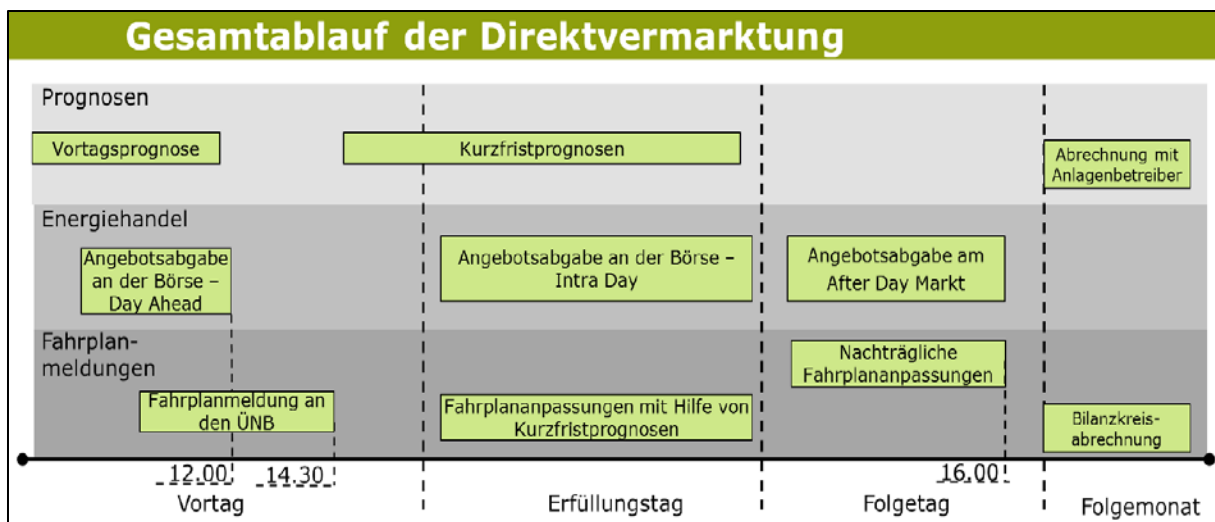
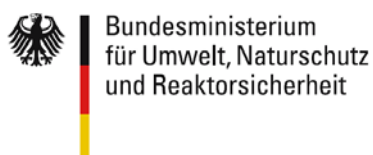


Abbildung 4: Aufgaben eines Poolkoordinators bei der Vermarktung

Grundlage der Fahrplanmeldung des Händlers an den Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) ist die gehandelte elektrische Energie. Die gehandelte Energie basiert auf Prognosen z. B. für die Wasserkraft, die Wind- und Solarenergie sowie auf der sonstigen Planung der Stromerzeugung z. B. aus Biomasseanlagen und Speicherwasserkraftwerken. Bei flexibel einsetzbaren Anlagen, wie z. B. Biogasanlagen, wird ein Energiemanagement auf Basis von Preisprognosen eingesetzt. Für den Bezug von Prognosen und die sonstige Planung ist der Poolkoordinator (s. o.) verantwortlich.

Um eine Kurzfristprognose mit einer hohen Qualität zu erhalten, wird neben der regelmäßigen Aktualisierung der Wetterprognosen ein Monitoring der Anlagen mit einer regelmäßigen Übermittlung des Anlagenzustandes notwendig. Dieser Informationsfluss ist im Rahmen der EEG-Festvergütung nicht erforderlich und muss daher bei einem Wechsel in die Direktvermarktung technisch eingerichtet und personell betrieben werden. Auf Basis der verbesserten Kurzfristprognose können am Intraday-Markt Ausgleichsmengen gehandelt und entsprechende Fahrplananpassungen dem ÜNB mitgeteilt werden. Eine signifikante Verbesserung bei der Vermarktung wird erzielt, wenn der Händler über geplante und ungeplante Ausfälle vom Anlagenbetreiber unterrichtet wird. Geplante Anlagenstillstände können am Vortag in die Vermarktung einbezogen werden. Aufgrund von (ungeplanten) Anlagenausfällen und Abweichungen der Erzeugung von der letzten Prognose entstehen offene Lieferpositionen, die der Händler weiter ausgleichen kann. Neben dem Intraday-Handel, der eine Vorlaufzeit von 45 Minuten hat, kann dieser Ausgleich auch rückwirkend am IntradayS-Markt erfolgen. Für die verbleibenden Abweichungen muss monatlich eine MaBiS Bilanzkreisabrechnung mit dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber durchgeführt werden. Dazu müssen täglich die abrechnungsrelevanten Erzeugungsdaten in viertelstündlicher Auflösung zwischen Verteilnetzbetreiber und Poolkoordinator ausgetauscht werden. Wegen der monatlichen Abrechnung der EEG-Einspeisevergütung war dieser Datenfluss nicht notwendig und muss eingerichtet werden.

Gefördert durch das



im Rahmen von



6. Bürgerbeteiligung an der Stromerzeugung

Neben den ökonomischen und technischen Belangen der erneuerbaren Energien, setzt der Erfolg der Energiewende eine hohe Akzeptanz der Bürger voraus. Dies wird umso wichtiger, als Erneuerbare Energien-Anlagen in der Fläche errichtet werden und damit eine Vielzahl an Bürgern vor Ort betreffen. Zahlreiche Beispiele belegen, dass eine offene und weitreichende Einbindung der Bürger zu Beginn des Planungsprozesses, wie z.B. bei der Standortwahl und Dimensionierung der Anlage, genauso wie die Beteiligung Betroffener an der ökonomischen Wertschöpfung der Anlage die Akzeptanz wesentlich beeinflussen. Für erfolgreiche Umsetzung der Energiewende gilt es deshalb, adäquate Beteiligungskonzepte zu entwickeln und zu praktizieren. Im Rahmen des Arbeitspakets Geschäftsmodelle wurden daher – ergänzend zur regionalen Direktvermarktung – die rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen einer unternehmerischen Beteiligung von Bürgern an Energieprojekten anhand ausgewählter Praxisbeispiele untersucht.

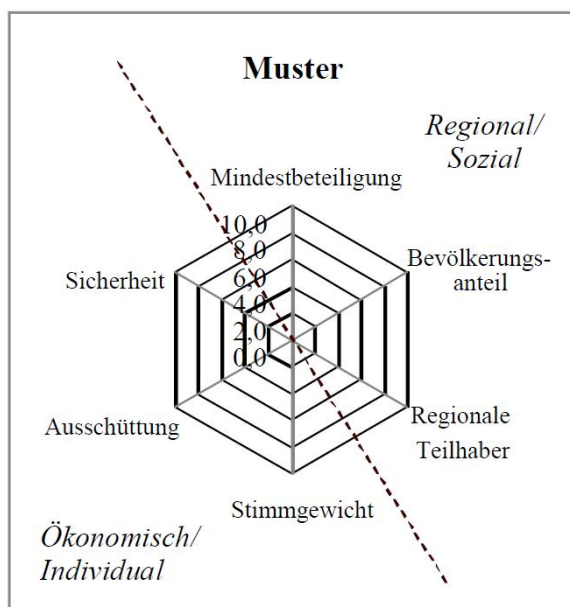


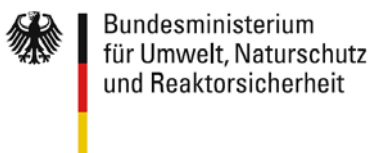
Abbildung 5: Bewertung von Beteiligungsmodellen

Grundlage der Studie bilden die Definition und Abgrenzung von Bürgerenergieprojekten sowie Bewertungskriterien einer optimalen Bürgerbeteiligung. Die Gegenüberstellung untersuchter Beteiligungsmodelle wurde anhand von Netzdiagrammen visualisiert (vgl. Abbildung 5). Jede Netzachse zeigt unter Verwendung einer einheitlichen Skalierung die Ausprägung des analysierten Kriteriums für das jeweilige Praxisbeispiel. Grundsätzlich gilt: je größer die von den Netzlinien umschlossene Innenfläche, desto größer der Mehrwert der Beteiligungsstruktur für die Bürger. Eine stärkere Ausprägung der Aspekte rechts der gestrichelten Linie zeugt von einer Unternehmensstruktur, die verstärkt auf eine breite, regionale Beteiligung setzt, während die Kriterien links der Linie den ökonomischen Nutzen des einzelnen Teilhabers betonen.

Bürgerenergieprojekte

Kennzeichnend für Bürgerenergieprojekte ist, dass betroffene Bürger mehrheitlich, unternehmerisch und wirtschaftlich beteiligt sind und die Betreibergesellschaft ihren Sitz in der Standortregion der Anlage hat. Diese Voraussetzungen können u. a. durch die Wahl einer geeigneten Rechtsform für ein Bürgerunternehmen, die Ausgestaltung demokratischer Entscheidungsstrukturen, die Anteilsausgabe mit niedriger Mindestbeteiligung und ein ausgewogenes Rendite-Risiko-Verhältnis erfüllt werden.

Gefördert durch das



im Rahmen von



Durch Bürgerenergieanlagen profitieren Bürger und Standortgemeinde von der ökonomischen und sozialen Wertschöpfung, die durch den Anlagenbetrieb generiert wird. Regionale Wertschöpfungseffekte ergeben sich dabei bei Planung, Installation, Betrieb, Wartung und Finanzierung regenerativer Energieanlagen und den weiteren damit indizierten Werten wie der zusätzlichen Kaufkraft der regionalen Akteure. Diese entstehen durch die Nettogewinne beteiligter Unternehmen, die Nettoeinkommen beschäftigter Mitarbeiter sowie zu entrichtende Steuerabgaben.

Für die Bürger ist es interessant, den vom Bürgerunternehmen produzierten Strom direkt per Liefervertrag beziehen zu können. Dies ist derzeit allerdings nur in Sonderfällen wirtschaftlich umsetzbar (siehe Kap. 7).

Bürgerbeteiligungsmodelle

Für die Realisierung eines Bürgerenergieprojektes bedarf es der Gründung einer Betreiber-gesellschaft, an der sich Bürger als Mitunternehmer beteiligen. Die Wahl der Rechtsform wirkt sich maßgeblich auf die Rahmenbedingungen der Beteiligung aus und betrifft Verwaltungsaufwand, Mitspracherechte, Haftungsübernahme, Flexibilität bei Ein- und Austritten sowie Versteuerung der Unternehmensgewinne. Die Untersuchung praktizierter Bürgerbeteiligungsmodelle hat gezeigt, dass sich als Rechtsform der Betreibergesellschaft sowohl die GmbH & Co.KG als auch die Genossenschaft eignen. Risikoarme, kleine Projekte wie z.B. PV-Anlagen lassen sich auch unter dem Dach einer GbR verwalten.

a) Beteiligung als Gesellschafter einer GmbH & Co. KG

Als gängigste Rechtsform für Bürgerenergieparks hat sich seit den 90´er Jahren die GmbH & Co. KG etabliert. Durch den Erwerb von Kommanditanteilen werden die Bürger Miteigentümer der Anlagen, haften aber nur beschränkt im Falle möglicher Verluste in Höhe ihrer Einlage. Üblich ist es, die finanziellen Mittel für Errichtung und Betrieb in einen geschlossenen Fonds zusammenzutragen, der innerhalb eines festgelegten Zeitraums gezeichnet werden kann. Die Einlage ist in der Regel über eine feste Laufzeit gebunden. Ein Austritt aus der Gesellschaft ist somit meist nur mit Verkauf der Anteile und notarieller Unterstützung möglich.

Die Rolle des haftenden Komplementärs der Kommanditgesellschaft wird von der GmbH übernommen. Eine GmbH kann auch Komplementär mehrerer Kommanditgesellschaften sein. Meist sind die Initiatoren des Projekts auch Gesellschafter der GmbH und somit berechtigt Geschäftsführung und Vertretung der Betreibergesellschaft zu übernehmen. Auch hier kann die Haftung der GmbH-Gesellschafter auf deren Kapitaleinlage beschränkt werden. Die Mitverwaltungsrechte der Kommanditisten sind im Gesellschaftsvertrag vereinbart. Dabei wird das Stimmrecht meist in Abhängigkeit der finanziellen Einlage vergeben. Für die Ausgabe von mehr als 20 Geschäftsanteilen, unterhalb einer Beteiligungssumme von 200 Tsd. Euro, ist ein Verkaufsprospekt des Wertpapiers aufzusetzen. Dieser informiert den Anleger über die Rahmenbedingungen und Risiken seiner Beteiligung. Vor dem öffentlichen Angebot des Anlageprodukts muss der Prospekt bei der Bundesanstalt für Finanzdiens-

Gefördert durch das



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

im Rahmen von



leistungsaufsicht vorgelegt und von dieser freigegeben werden. Der Herausgeber haftet dabei für die Richtigkeit des Prospektinhalts.

b) Beteiligung als Mitglied einer Energiegenossenschaft

Speziell wenn große Teile der regionalen Bürgerschaft flexibel an Projekten der kommunalen Energiewende beteiligt werden sollen, ist die Genossenschaft eine geeignete Unternehmensform. Durch den Erwerb von Geschäftsanteilen werden die Bürger Mitglieder und Miteigentümer der Gesellschaft. Ein- und Austritte sind problemlos durch Beitrittserklärung bzw. Kündigung ohne notarielle Mitwirkung oder Unternehmensbewertungen möglich. Steuerrechtliche Nachteile der Genossenschaft im Vergleich zu Personengesellschaften können durch die Ausgabe einfach besteuert Darlehen an die Mitglieder vermindert werden. Sind die Mitglieder der Genossenschaft auch zugleich deren Kunden und beziehen den gesamten oder einen Teil ihres Stroms von den Energieanlagen der Genossenschaft, kann zudem der steuerliche Vorteil einer Rückvergütung genutzt werden (vgl. §22 KStG).

Unabhängig von der Einlagenhöhe erhält jedes Mitglied nach dem Prinzip „Ein Mensch – eine Stimme“ Mitspracherechte. Dies ermöglicht die demokratische Einbindung vieler Bürger und stellt die Förderung aller Mitglieder über die Interessen Einzelner. Genossenschaftlich organisierte Energieprojekte stehen daher in einem übergreifenden Zusammenhang von Klimaschutz und kommunaler Lebensqualität.

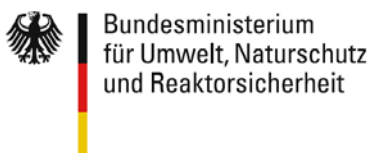
Die Einbindung eines hohen Bevölkerungsanteils der Standortregion der Energieanlagen trägt maßgeblich zur Akzeptanz der erneuerbaren Erzeugungsanlagen bei. Aus diesem Grund sind Bürgerenergie-Genossenschaften für die CUBE Engineering und in.power ein entscheidendes Geschäftsmodell für den Betrieb von erneuerbaren Erzeugungsanlagen.

c) Dachgesellschaften zur Finanzierung von Großprojekten

Hohe Investitionsvolumina, die Beteiligung eines großen Anteils der regionalen Bevölkerung sowie verschiedener Akteure oder auch die Nutzung kommunaler Flächen mehrerer Gemeinden erfordern Geschäftsmodelle, die eine Einbindung unabhängiger juristischer Personen unter dem Dach einer Betreibergesellschaft ermöglichen. Denkbare Konstellationen sind dabei eine GmbH & Co. KG als Dach-Gesellschaft, an der sich Bürgerunternehmen als Kommanditisten beteiligen oder eine Meta-Genossenschaft, deren Mitglieder einzelne Energiegenossenschaften sind. Der Unterschied der Unternehmensmodelle besteht in der steuerlichen Behandlung ihrer Gewinne, ihrer verwaltungsrechtlichen Struktur und dem Stimmgewicht beteiligter Bürger.

Ist die Dach-Gesellschaft eine GmbH & Co. KG, können mehrere Bürgerunternehmen über Kommanditanteile an Investition und Betrieb der Anlagen beteiligt werden. Auch Großinvestoren oder Kommunen – letztere je nach Landesrecht zur wirtschaftlichen Betätigung – können Anteile erwerben. Dabei sollte die Mehrheit in der Hand der Bürger liegen. Andernfalls profitieren die Bürger zwar finanziell, erhalten aber nur geringen Einfluss auf Entscheidungen der Dachgesellschaft.

Gefördert durch das



im Rahmen von



Die Meta-Genossenschaft eignet sich insbesondere für interkommunal angelegte Energieprojekte zur Einbindung mehrerer regionaler Energiegenossenschaften in einer übergreifenden Projektgesellschaft. Nach dem Genossenschaftsprinzip erhalten alle beteiligten Mitgliedsunternehmen unabhängig ihrer finanziellen Beteiligung eine Stimme bei Unternehmensentscheidungen der Generalversammlung. Grundsätzlich könnten der Meta-Genossenschaft auch nicht-genossenschaftlich organisierte Unternehmen, Privatpersonen oder Kommunen beitreten. Aus Bürger-Sicht ist darauf zu achten, dass die Stimmenmehrheit bei den Genossenschaften liegt, die regionale Bürger beteiligen.

Aus steuerrechtlichen Gründen – aber auch wegen den schlanker gehaltenen Verfahren zur Mitbestimmung – ist in vielen Fällen die GmbH & Co. KG als Dach-Gesellschaft einer Meta-Genossenschaft vorzuziehen.

d) Bürgerbeteiligung am Risikokapital der Projektentwicklungsphase

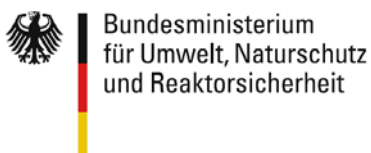
Für den Erhalt einer Baugenehmigung von erneuerbare-Energie-Anlagen sind – insbesondere bei der Projektierung von Windenergieanlagen – umfangreiche, kostenintensive Standortuntersuchungen und Gutachten durchzuführen. Die Kosten der Planungsphase vor Genehmigungserteilung können nur bei einer positiven Bewertung des Vorhabens durch das zuständige Bauamt amortisiert werden. Im Vorfeld der Genehmigung getätigte Zahlungen sind Risikokapital, dessen Finanzierung sich in der Regel schwierig gestaltet. Es empfiehlt sich zu Beginn der Planung eine eigenständige Projektentwicklungsgesellschaft zu gründen, in die ein kleinerer Kreis an Bürgern, der sich zukünftig an den Anlagen beteiligen möchte, Risiko-Anteile einbringen. Als juristische Form der Gesellschaft eignet sich grundsätzlich eher die GmbH oder die GmbH & Co. KG. Bei Genossenschaften hingegen besteht die Gefahr, durch den Einsatz von Risikokapital, den gesetzlich verankerte Förderzweck der Mitglieder zu verletzen.

e) Zusammenfassende Ergebnisse

Der Vergleich praktizierter Gesellschaftsmodelle hat gezeigt, dass Bürgerenergieprojekte sowohl ökonomischer als auch regional-sozialer Motivation sind. Dabei wurden die untersuchten Beteiligungsmodelle anhand entwickelter Bewertungskriterien hinsichtlich ihrer Eignung für eine Bürgerbeteiligung gegenübergestellt und die Ergebnisse anhand von Netzdiagrammen visualisiert.

Abbildung 4 und 5 zeigen – auszugsweise – die Bewertung zweier Bürgerwindgesellschaften, die sich unter der Rechtsform der GmbH & Co. KG oder der Genossenschaft organisieren.

Gefördert durch das



im Rahmen von



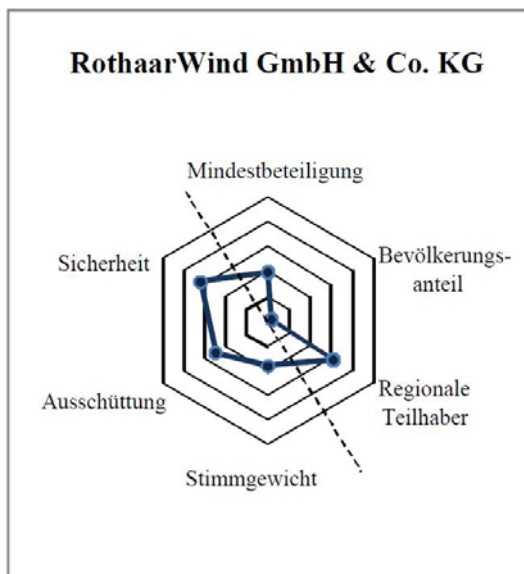


Abbildung 6: Beteiligungskonstruktion RothaarWind GmbH & Co.KG

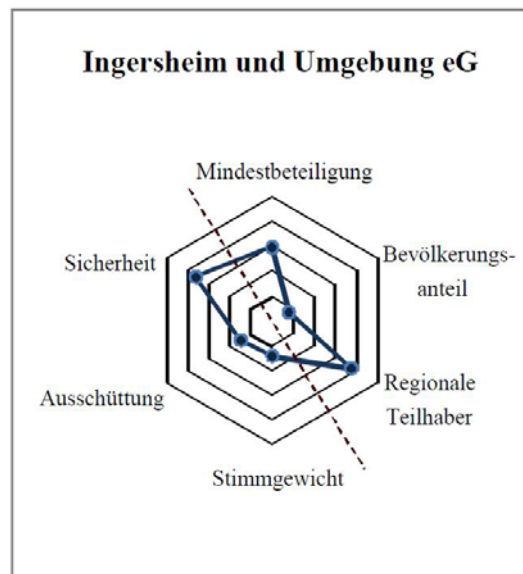


Abbildung 7: Beteiligungskonstruktion Ingersheim und Umgebung eG

Die Untersuchung verschiedener Praxisbeispiele zeigt, dass die GmbH & Co. KG eher die Umsetzung ökonomischer Interessen der Beteiligten (links der Linie) begünstigt, wobei die Rechtsform der Genossenschaft eine gleichberechtigte, flexible Einbindung vieler Bürger auch mit kleineren Geldbeträgen vorsieht (Erfüllung regional-sozialer Aspekte rechts der Linie).

Eine gleichberechtigte Umsetzung ökonomischer und sozial-regionaler Interessen gelingt in der Praxis nur schwer. Nur durch das Engagement und die Übernahme von Planungsrisiken einzelner Initiatoren zu Gunsten der Gesellschaft können die Potenziale eines Bürgerwindprojekts voll ausgeschöpft werden. Ehrenamt und niedrige Geschäftsführungskosten sowie zeitintensive Informationsarbeit und Transparenz sind Grundvoraussetzung eines hohen Anteils regional-bürgerschaftlicher Beteiligung. Welches Beteiligungsmodell sich am besten für die Umsetzung eines Bürgerenergieprojektes eignet, hängt daher auch von der Bereitschaft der Initiatoren und Bürger ab, Haftung für den Projekterfolg zu übernehmen und Aufwand in einen größtmöglichen Gewinn für die Region zu investieren. Professionalisierung und Standardisierung der Projektierung sowie Vernetzung aktueller und zukünftiger Akteure einer demokratisch-solidarischen Energieversorgung helfen die Verbreitung von Bürgerenergieprojekten voranzutreiben.

Neben der Beteiligung der Bürger als Eigentümer an regenerativen Stromerzeugungsanlagen, wurden im Rahmen des Forschungsprojekts die rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen einer Direktbelieferung der Teilhaber oder naheliegender Haushaltskunden durch einen Windpark untersucht.

Gefördert durch das



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

im Rahmen von



7. Direktbelieferung von Endkunden aus einem Windpark

Am Beispiel des Windparks Druiberg wurde untersucht, welche rechtlichen Möglichkeiten sich Windparkbetreibern bieten, den erzeugten Strom direkt an Haushalte oder Gewerbe in der Region zu liefern. Die Wirtschaftlichkeit der untersuchten Modelle lässt sich, unter Berücksichtigung der Opportunitätskosten der Windparkbetreiber, anhand eines marktfähigen Endkundenpreises beurteilen.

Dem Windparkbetreiber bieten sich neben der Direktbelieferung an den Endkunden folgende Vermarktungsoptionen:

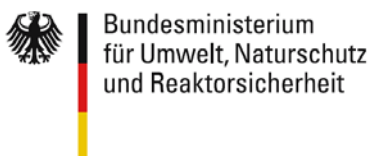
1. Einspeisung gemäß EEG-Festvergütung
2. Direktvermarktung an der Börse durch einen Stromhändler (mit EEG-Marktprämie)
3. Vermarktung an einen Stromvertrieb zur Einbindung in ein Grünstromprodukt
4. Vermarktung von Regelleistung/Regelenergie

Zwischen 2008 und 2011 stellte der Bezug der EEG-Festvergütung die für den Betreiber von Windenergieanlagen wirtschaftlichste Vermarktungsoption dar. Zudem war die Nutzung des Grünstromprivilegs gemäß EEG 2009 interessant, indem die elektrische Energie an einen Anbieter eines Grünstromprodukts für Endkunden vermarktet wird. Dies galt insbesondere für Anlagen, die gemäß EEG 2009 nur eine geringe Grundvergütung erhielten. Mit der Novellierung des EEGs 2012 ist die Vermarktung der Windenergie über einen Stromhändler an der Strombörse EPEX unter Inanspruchnahme der Marktprämie die wirtschaftlichste Option für Anlagenbetreiber. Für die Vermarktung von Regelenergie konnten sich Windparkbetreiber im Projektzeitraum noch nicht präqualifizieren lassen (vgl. Kap. 4.4 und 4.5). Die Belieferung von Haushaltskunden der umliegenden Kommunen mit Windstrom aus eigenen Anlagen war im Regelfall nicht wirtschaftlicher als die genannten Optionen.

Die Herausforderung besteht in der Gestaltung eines attraktiven Endkundenpreises, der dennoch die derzeit höheren Einkaufskosten des Grünstroms deckt. Es ist daher zu untersuchen, in welcher Form Einsparungen der Kostenanteile des Grünstrompreises erzielt werden können. Ein vergleichbarer Haushaltskundenpreis setzt sich 2012, wie in

Abbildung 8 dargestellt, aus den Kosten der Energieerzeugung, der Netznutzung, des Energievertriebs, der EEG-Umlage, der KWK-Umlage, der Stromsteuer, der Sonderkundenumlage, der Konzessionsabgabe und der Mehrwertsteuer zusammen.

Gefördert durch das



im Rahmen von



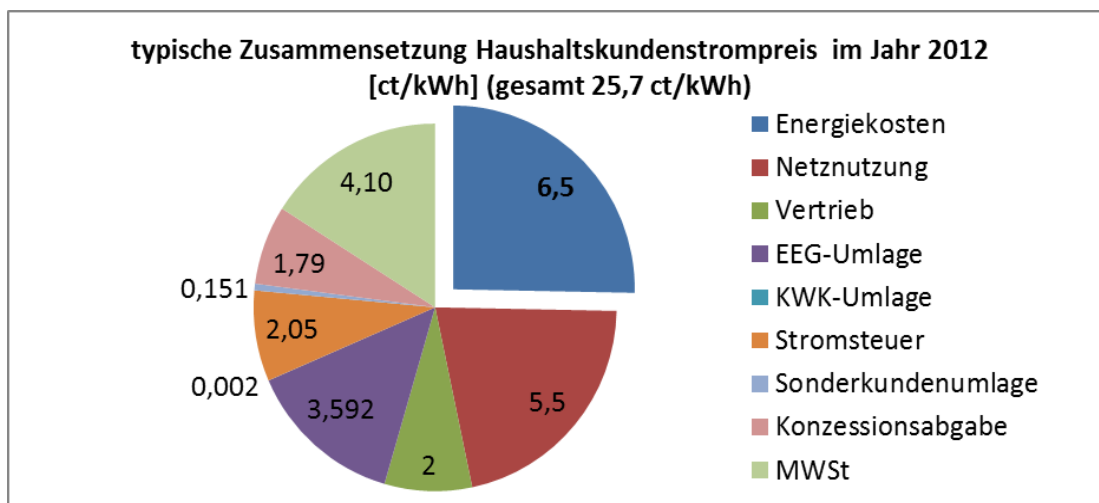


Abbildung 8: typische Zusammensetzung des Haushaltskundenstrompreises im Jahr 2012

Im Allgemeinen wird eine Mindestkundenanzahl erforderlich sein, denn Mengeneffekte reduzieren den spezifischen, mit dem Produkt verbundenen Aufwand je Haushaltskunde. Unter bestimmten Voraussetzungen (s.u.) ermöglichen die gesetzlichen Rahmenbedingungen die Befreiung von Strompreisbestandteilen, wie der Stromsteuer, der EEG-Umlage und den Netznutzungsentgelten, auf Seiten der Endkunden. Der Gesetzgeber fördert hiermit die Einhaltung der geforderten Bedingungen.

Grundsätzlich gilt: Wer Strom an Letztverbraucher liefert, hat die gesetzlichen Auflagen zur Energielieferung zu erfüllen, und dies ist damit verbunden, Umlagen und Steuern von Letztverbrauchern zu erheben und abzuführen (vgl. §5 EnWG 2011). Ein vollständiges Vertriebsunternehmen zu führen, ist sehr prozess- und personalaufwändig und mit den erwirtschafteten Erlösen durch die Vermarktung des Stroms eines Windpark an eine vergleichsweise kleine Kundenzahl, kaum eigenständig umsetzbar. Alternativ dazu bestehen Versorgungsmodelle zur Vermarktung regionalen Windstroms in Kooperation mit Dienstleistern und Händlern. Werden Haushaltskunden ausschließlich „innerhalb einer Kundenanlage oder eines geschlossenen Verteilernetzes sowie über nicht auf Dauer angelegte Leitungen“ beliefert, unterliegen diese nach §5 EnWG nicht den Pflichten von Energieversorgungsunternehmen bei Belieferung von Haushaltskunden. Als Kundenanlage wird eine Anlage dabei nach § 3 Nr. 24a EnWG2011 eingestuft, wenn diese für die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität unbedeutend ist. Gemäß §33a EEG gilt der Stromvertrieb an Dritte nicht als Direktvermarktung, wenn der EE-Strom vom Endkunden in „unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage“ verbraucht und nicht durch ein Netz der allgemeinen Versorgung geleitet wird. Unter bestimmten Voraussetzungen kann daher der Endkundenstrompreis angemessen niedrig gestaltet werden, indem Möglichkeiten genutzt werden, Stromsteuer, EEG-Umlage und/oder Netzentgelte einzusparen.

Gefördert durch das



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

im Rahmen von



a) Befreiung von der Stromsteuer

Um von der Stromsteuer befreit zu werden muss mindestens eine der im § 9 StromStG aufgeführten Bedingungen erfüllt sein und vom zuständigen Hauptzollamt bescheinigt worden sein. Dies ist der Fall, wenn der Windparkbetreiber den Strom aus Windanlagen mit jeweils bis zu 2 MW elektrischer Nennleistung erzeugt und im „räumlichen Zusammenhang“ zu diesen entnimmt - entweder zum Selbstverbrauch oder durch Letztverbraucher. Für den „räumlichen Zusammenhang“ gibt es keine festgelegte Definition, wobei bisher Entfernungen bis 4,5 km gerichtlich anerkannt wurden (vgl. BFH, 20.04.2004 – VII R 44/03). Weitere Entfernungen bedürfen im Einzelfall der individuellen Prüfung durch das Hauptzollamt.

Weiterhin besteht eine Befreiung von der Stromsteuer für Strom aus erneuerbaren Energieträgern, wenn dieser aus einem ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz oder einer entsprechenden Leitung entnommen wird. Dabei muss dieser Tatbestand, laut einer Untersuchung durch energy consult, nur bilanziell und nicht zeitgleich erfüllt sein. Dies ist mit hohen Investitionen und Betriebskosten, sowie im Einzelfall der Prüfung durch das Hauptzollamt verbunden.

b) Befreiung von der EEG-Umlage

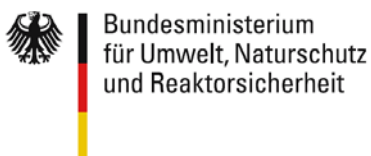
Gemäß Eigenstromerzeugerprivileg (§ 37 Abs. 3 EEG2012) ist eine Befreiung von der EEG-Umlage möglich, sofern der Windparkbetreiber den Strom im „räumlichen Zusammenhang“ zu der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht und die juristische Person des Anlagenbetreibers mit der des Stromabnehmers identisch ist. Es kommt nicht darauf an, wer Eigentümer der Stromerzeugungsanlage ist, denn nach § 3 EEG 2012 ist Anlagenbetreiber, wer unabhängig vom Eigentum die Anlagen für die Stromerzeugung nutzt. Hier gilt es im Einzelfall zu prüfen, in welchem Rahmen eine Beteiligung an der Anlage seitens der Verbraucher ausreicht um das Kriterium der Eigenerzeugung zu erfüllen.

Gemäß Grünstromprivileg (§39 EEG 2012) kann die EEG-Umlage auf 2,0 ct/kWh reduziert werden, sofern das Stromlieferportfolio anteilig 20 Prozent fluktuierende Energieerzeuger in mindestens acht Monaten des Kalenderjahrs enthält. Derzeit lässt sich dieses Modell nur für Anlagen in einer geringen Vergütungsstufe realisieren, um wettbewerbsfähig zu sein. Die Entwicklung im Jahr 2012 hat gezeigt, dass nur eine geringe Zahl an Stromvertrieben diese Alternative nutzt.

c) Befreiung von den Netznutzungsentgelten

Sobald Strom durch ein öffentliches Netz geleitet wird, fallen Netznutzungsentgelte beim Verbraucher an. Gemäß §110 EnWG müssen Netznutzungsentgelte nur dann nicht entrichtet werden, wenn der Strom innerhalb eines geschlossenen Verteilernetzes, in einem geografische abgegrenzten Gebiet, an Netzeigentümer, -betreiber oder mit diesem verbundene Unternehmen verteilt wird. Ein Beispiel wäre ein Industrieunternehmen, das einen eigenen Windpark mit direktem Kabel, das nicht über öffentlichen Grund geführt wird, anschließt. Ein Anlagenbetreiber hat die Möglichkeit, beim Netzbetreiber vermiedene Netznutzungsentgelte einzufordern, falls er die Anlage nicht in Direktvermarktung hat.

Gefördert durch das



im Rahmen von



8. Fazit

Direktvermarktung von Erneuerbaren Energien an Großhandelsmärkten

Bei der Vermarktung von EE-Strom erfordern die besonderen Eigenschaften der jeweiligen Energieträger ein angepasstes Vorgehen. Dabei ist es entscheidend, ob es sich um einen fluktuierenden Erzeuger wie Windenergie oder einen flexiblen Erzeuger wie Biogasanlagen handelt. Eine besondere Herausforderung bietet die optimierte Einsatzplanung von Biogasanlagen, da hier der Füllungsgrad der Gas- und Wärmespeicher Grenzen setzt.

Stromvertriebsstrategie Regionaler Haushaltskudentarif

Zur Untersuchung neuer Vermarktungsmöglichkeiten wurde ein Stromtarif zur direkten Belieferung der Haushaltskunden mit regional erzeugtem EE-Strom durch die Vertriebe vor Ort konzipiert. Dabei soll nicht nur eine Energiebilanz über das Jahr ausgeglichen, sondern das Verbrauchsprofil viertelstündlich im Portfolio gedeckt werden. Dabei wird die Wirkung der flexiblen Stromerzeugung aus Biogas- und KWK-Anlagen sowie verschiedener Speichertechnologien auf das Zusammenspiel mit der volatilen Stromerzeugung untersucht. Die Verwertung von überschüssigen Energiemengen ist eine wesentliche Randbedingung für die Einsatzplanung der Anlagen. Der Tarif bezieht die Möglichkeit der Lastverlagerung bei den Haushaltskunden mit ein.

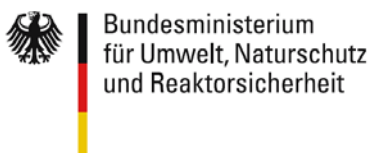
Netzbetriebsstrategie dynamischer Haushaltskundenvertrag

In einem zukünftigen Energiesystem mit einem hohen Anteil fluktuierender Erzeuger ist es notwendig, auch das Flexibilitätspotenzial der Haushalte zu erschließen. Die Verschiebung der Haushaltslasten soll durch einen preisdynamischen Tarif angereizt werden. Die Funktionsfähigkeit eines solchen Anreizsystems sollte bei einem Feldtest nachgewiesen werden. Der Feldtest-Tarif orientiert sich an der Stromvertriebstrategie „Regionaler Haushaltskundenstromtarif“ (siehe Kapitel 5.1). Der Anreiz zur Lastverschiebung erfolgt durch ein neunstufiges Bonus-Malus-System. Die Bildung der Preisstufen erfolgt anhand der prognostizierten residualen Last der Modellregion als Führungsgröße. Das Bonus-Malus-System bietet folgenden Vorteil: Die Preisspreizung und damit der Anreiz zur Lastverschiebung ist unabhängig von der Stromlieferung durch den Vertrieb und kann sich somit gänzlich nach dem Bedarf der Netzbetriebsführung richten.

Regionale Direktvermarktung von Erneuerbaren Energien

Im Rahmen des Projektes wurde versucht, zusätzliche regionale Vermarktungsmöglichkeiten zu finden. Eine Belieferung der Haushaltskunden der Modellregion mit dem Anlagenportfolio der Modellregion Harz gemäß Grünstromprivileg § 39 EEG 2012 war nicht wirtschaftlich darstellbar. Eine Fallstudie zur Versorgung von Haushaltskunden durch einen Windpark der

Gefördert durch das



im Rahmen von



Modellregion zeigte, dass auch dies in der Regel nicht wirtschaftlich ist. Als ergänzendes zentrales Geschäftsmodell für die Beteiligung der Bürger an der Energiewende wurde im Laufe des Projektes die Bürgerbeteiligung an Stromerzeugung und -vertrieb durch die Bewohner der Modellregion identifiziert und untersucht. Durch das regionale Zusammenführen von Verbrauchern und dezentralen EE-Erzeugern und intelligente Beteiligungsmöglichkeiten lässt sich eine Beteiligung der Bürger an der Stromversorgung mit der kommunalen Daseinsvorsorge verbinden. Dies kann einen wesentlichen Faktor für die Akzeptanz des Ausbaus der Erneuerbaren Energien darstellen.

Gefördert durch das



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

im Rahmen von

