

# Schlussbericht des Verbundprojekts BEST: Blockchainbasiertes dezentrales Energiemarktdesign und Managementstrukturen

Teilvorhaben: Praxistest des Strommarktbietersystems

der e-regio GmbH & Co. KG  
Rheinbacher Weg 10, 53881 Euskirchen

info@e-regio.de

Förderkennzeichen: 03EI4017E

Projektlaufzeit: 01.01.2021 bis 30.09.2024

**Autoren:** Dipl.-Wirt.-Ing. Sebastian Steuer (e-regio Projektleitung),  
Dr. Luis-Martín Krämer

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

**Stand:** 26.03.2025

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

# Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis .....	3
I. Kurzdarstellung .....	4
1. Aufgabenstellung .....	4
2. Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde .....	4
3. Planung und Ablauf des Vorhabens.....	5
4. Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde .....	6
5. Zusammenarbeit mit anderen Stellen.....	6
II. Eingehende Darstellung.....	7
1. Verwendung der Zuwendung und erzielte Ergebnisse im Einzelnen mit Gegenüberstellung der vorgegebenen Ziele .....	7
AP0 Projektkoordination .....	8
AP1 Konzeption Strommarktbietersystem .....	9
AP2 Architekturentwurf und Implementierung Strommarktbietersystem .....	10
AP3 Zentrales Managementsystem.....	12
AP5 Praktische Umsetzung in Laborumgebung.....	12
AP6 Praxistest des Strommarktbietersystems .....	13
AP7 Einbindung von Wissenstransfer in die Energiewirtschaft.....	19
AP8 Prüfung der energiewirtschafts- und kartellrechtlichen Rahmenbedingungen.....	19
2. Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises .....	20
3. Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit .....	21
4. Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse im Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplans.....	21
5. Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen .....	22
6. Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen .....	22
Verweise .....	23

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Ursprünglicher Zeitplan des Teilvorhabens Praxistest des Strommarktbietersystems .....	5
Abbildung 2: Beziehungen zwischen internen und externen Stakeholdern bei e-regio .....	9
Abbildung 3: Ergebnis aus dem Praxisworkshop mit Teilnehmenden des Praxistests: Priorisierung der Produktmerkmale und Leistungsversprechen im Kontext regionaler Strommärkte.....	10
Abbildung 4: Vereinfachte Architektur des BEST-Systems und Interaktion der Teilkomponenten.....	11
Abbildung 5: Intel NUC Einheit "BEST OLI-BOX", Siemens Messgerät PAC 2200 und Switch für insgesamt sieben Messgeräte an einem teilnehmenden Industriestandort, Teltonika Router für die Kommunikation zum Strommarkt .....	14
Abbildung 6: Interaktion der von e-regio implementierten Komponenten (gelb) mit weiteren BEST-Komponenten (blau) und externe Komponenten (grau).....	15
Abbildung 7: Preisveränderung für jede Lieferviertelstunde im Verlauf der Handelszeit an einem Beispieltag .....	15
Abbildung 8: Interaktionsraten ausgesuchter Teilnehmer-Standorte .....	17
Abbildung 9: Deckung der Residuallast mit EE-Strom aus der Umgebung (separat für PV und Wind) bei einem ausgewählten Teilnehmer-Standort mit eigener PV-Erzeugung (Potenzialanalyse) .....	18

# I. Kurzdarstellung

## 1. Aufgabenstellung

Im Forschungsprojekt BEST verfolgte e-regio das Ziel, einen innovativen regionalen Marktplatz für Strom zu entwickeln und unter realen Bedingungen zu testen. Das System sollte so konzipiert werden, dass dezentrale Erzeugung und auch dezentrale Flexibilität marktorientiert eingesetzt werden. e-regio sollte dafür Stromverbraucher und -erzeuger aus dem eigenen Kundenstamm gewinnen, um das System unter realen Bedingungen zu simulieren und dabei sowohl technische als auch regulatorische Anforderungen zu berücksichtigen. Im Mittelpunkt stand die effektive Koordination zwischen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und dem lokalen Verbrauch, wodurch ein entscheidender Beitrag zur Energiewende sowie zur Erreichung kommunaler und regionaler Klimaziele geleistet werden sollte.

Das Projekt umfasste neben der technischen Umsetzung und der Anbindung der dafür notwendigen Einheiten auch die Analyse von Besonderheiten und Herausforderungen des lokalen Strommarktbietersystems. Unterschiede zur klassischen Stromversorgung sowie zur Direktvermarktung erneuerbarer Energien sollten untersucht, Hemmnisse identifiziert und Vorschläge für die Verbesserung des regulatorischen Rahmens erarbeitet werden. Im Praxistest sollten innovative Technologien wie die Blockchain eingesetzt werden, um die energiewirtschaftlichen Prozesse effizienter und transparenter zu gestalten. Ein hoher Automatisierungsgrad sollte dazu beitragen, die zu erarbeitenden Geschäftsmodelle und Produkte zukunftsfähig zu machen.

Ein weiterer wichtiger Aspekt des Projekts war die Förderung von Investitionen in klimaneutrale, dezentrale Erzeugungsanlagen durch zusätzliche Einnahmen im lokalen Stromhandel. Gleichzeitig sollten Stromverbraucher motiviert werden, ihre Lasten flexibel zu gestalten. Die spezifischen Anforderungen und Bedürfnisse der Kunden an das Strommarktbietersystem sollten gezielt in die Systemgestaltung einfließen. Kundenfeedback sollte dazu beitragen, die Benutzerfreundlichkeit des Systems zu optimieren. Weiterhin sollte das BEST-System einen Beitrag zur Sektorenkopplung leisten. e-regio setzte mit dem Projekt ein zukunftsweisendes Vorhaben um, das sowohl technologisch als auch strategisch richtungsweisend war.

## 2. Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Die Durchführung des Projekts erfolgte in einem äußerst dynamischen Umfeld. Der Projektbeginn war noch stark von den Auswirkungen der Pandemie geprägt, wodurch die Zusammenarbeit aufgrund der geltenden Kontaktbeschränkungen erheblich erschwert wurde. Im weiteren Verlauf wurde e-regio von einem schwerwiegenden Hochwasserereignis getroffen, das nicht nur zahlreiche Immobilien und Liegenschaften von Kundinnen und Kunden beeinträchtigte, sondern auch auf einem der beiden Unternehmensstandorte erhebliche Schäden verursachte. Infolgedessen waren über mehrere Monate hinweg insbesondere technische Mitarbeitende gebunden und standen nur eingeschränkt für die Projektarbeit zur Verfügung.

Kurz darauf setzte die Energiemarktkrise infolge des russischen Angriffs auf die Ukraine ein, die erneut zahlreiche Mitarbeitende, insbesondere im Bereich Energiehandel und energiewirtschaftliche Prozesse, stark beanspruchte. Angesichts dieser und weiterer unvorhergesehener Ereignisse innerhalb des Konsortiums wurde das Projekt zweimal kostenneutral verlängert und konnte dann Ende September 2024 erfolgreich abgeschlossen werden.

Positiv zu bewerten sind insbesondere die Fortschritte im Bereich der regulatorischen Rahmenbedingungen. Hervorzuheben ist hier das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der

Energiewende, das zahlreiche Hindernisse für den Roll-out intelligenter Messsysteme beseitigte. Ebenfalls erwähnenswert ist die Festlegung der Bundesnetzagentur zu § 14a EnWG, die mit dem Ansatz variabler Netzentgelte in der Niederspannung erstmals eine Perspektive für marktwirtschaftliche Instrumente zur Nutzung netzdienlicher Flexibilität eröffnete.

### 3. Planung und Ablauf des Vorhabens

Das Teilvorhaben war in drei grobe Phasen unterteilt, die weitgehend wie geplant realisiert wurden. In der Konzeptionsphase wurden die Architektur des Gesamtsystems entwickelt und die Funktionalitäten der Teilprozesse sowie die Schnittstellen der Komponenten definiert. Dieser Zeitraum nahm aufgrund der komplexen Wechselwirkungen und Abhängigkeiten mehr als ein Jahr in Anspruch. In der darauffolgenden Implementierungsphase wurden die BEST-Systemkomponenten durch die Projektpartner entwickelt und getestet. e-regio unterstützte diese Arbeiten mit energiewirtschaftlichen Anforderungen und konkreten Lösungsvorschlägen. Darüber hinaus erfolgte die Akquise der Teilnehmenden für den Praxistest. In der Praxisphase schließlich erfolgten die Installationen der Hardware bei den Teilnehmerstandorten und anschließend die Evaluation des Gesamtsystems und seiner Teilkomponenten. Hierbei wurden seitens e-regio interne Prozesse implementiert, um die Prozesse des BEST-Systems an die energiewirtschaftlichen Standardprozesse wie Handel, Abrechnung und Bilanzkreismanagement anzuknüpfen und eine ganzheitliche IT-Architektur zu entwickeln.

Laufend fanden Arbeiten im Rahmen des Projektmanagements statt, wozu auch ein zweiwöchentlicher Regeltermin zählte. Zudem wurden in allen Phasen Ableitungen für den regulatorischen Rahmen erstellt und dabei durchgehend die reale regulatorische Entwicklung verfolgt. So konnten auch regulatorische Neuerungen aufgegriffen und im Sinne der Projektziele berücksichtigt werden.

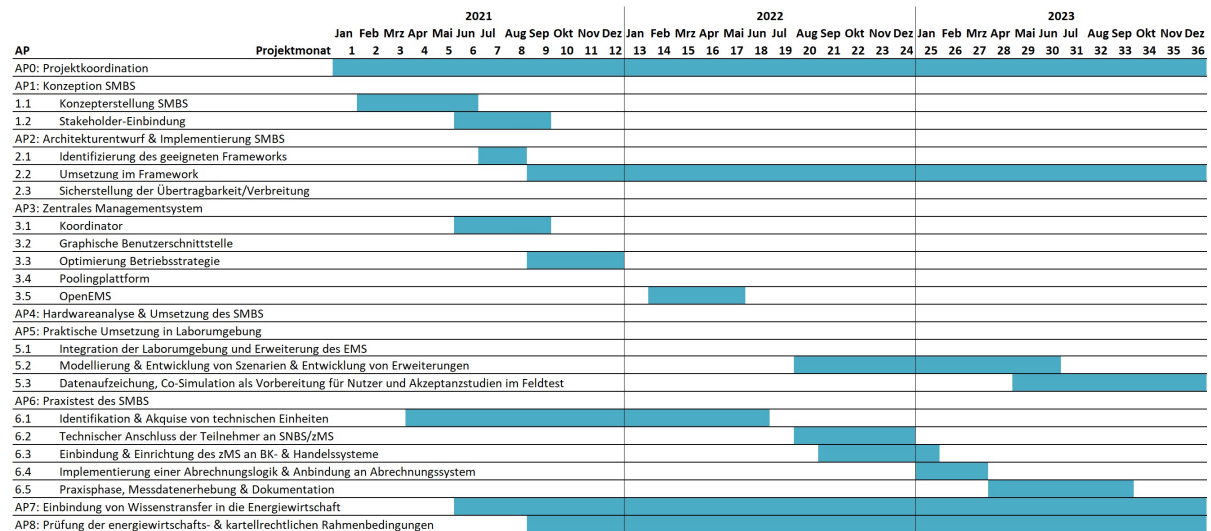


Abbildung 1: Ursprünglicher Zeitplan des Teilvorhabens Praxistest des Strommarktbietersystems

Der Wissenstransfer in die Energiewirtschaft war ebenfalls eine durchgehende Tätigkeit. Sowohl im Unternehmensnetzwerk von e-regio als auch bei Veranstaltungen von Projektpartnern wurden die Erkenntnisse aus dem Projekt vorgestellt und diskutiert.

Insgesamt wurde das Projekt um neun Monate verlängert, um die Projektziele trotz widriger Bedingungen durch Pandemie, Flut und Energiemarktkrise zu erreichen. Ende September 2024 konnte das Projekt erfolgreich abgeschlossen werden. Die ursprüngliche Zeitplanung ist in Abbildung 1 dargestellt.

## 4. Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde

Vor Beginn des Vorhabens bestanden nach damaligem Kenntnisstand keine Schutzrechte, die einer Verwertung der in diesem Projekt zu entwickelnden Methoden, Verfahren und Softwarekomponenten sowie der damit generierten Ergebnisse entgegenstanden. Ferner war uns kein Patent bekannt, das bei der Durchführung des Projekts hätte berücksichtigt werden müssen. Diese Annahmen bestätigten sich auch im Projektverlauf.

Vertrauliche Geschäftsdaten oder personenbezogene Daten, insbesondere Kundendaten, die bei der Entwicklung der Softwarekomponenten unter anderem zum Testen oder zur Evaluierung verwendet wurden, bedurften eines besonderen Schutzes und wurden daher in anonymisierter oder in aggregierter Form veröffentlicht.

Aus der Forschungsperspektive repräsentierte u. a. das Projekt Pebbles [1] den technischen Stand, an den zu Beginn des BEST-Projekts angeknüpft wurde. Bei Pebbles lag der Fokus auf Haushalten und auf dem Prinzip des Peer-to-Peer-Handels. Ableitungen des Pebbles-Projekts waren unter anderem, dass Kurzfrist-Energiemärkte noch stärker in den regionalen Markt integriert werden sollten und die regionale Marktlogik mit den energiewirtschaftlichen Prozessen verzahnt werden muss. Im BEST-Projekt wurden effektive Lösungen dazu erarbeitet.

Zu Beginn der Praxisphase waren intelligente Messsysteme nur vereinzelt verfügbar und es mangelte an der Integration höher aufgelöster Datenkommunikation (Tarifanwendungsfall 14). Daher wurde die Messtechnik für den Praxistest stattdessen auf Basis moderner Messeinrichtungen (mME) mit optischem Lesekopf und anderen dreiphasigen Messgeräten aufgebaut. Erst im späteren Verlauf des Praxistest konnte ein intelligentes Messsystem prototypisch an einem Standort integriert werden.

Die Verwendung von Fachliteratur und die Erschließung von anderem Wissen erstreckten sich über Recherchen in öffentlichen Foren und wissenschaftlichen Veröffentlichungen sowie Informationen aus Fachkongressen, Webinaren oder anderen Formaten. Für Parametrierungen und Implementierungsarbeiten wurden die verfügbaren Schnittstellenbeschreibungen und digitale Wiki-Seiten von verschiedenen Software- oder Hardware-Herstellern genutzt.

## 5. Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Der BEST-Beirat bot einen regelmäßigen Austausch mit anderen Stadtwerken und Akteuren im Umfeld regionaler Strommärkte. Hier konnten Ergebnisse kritisch diskutiert und bewertet und die Relevanz für die reale produktseitige Anwendung sichergestellt werden. Darüber hinaus fand auch Austausch mit anderen Forschungsprojekten statt, bei denen über ähnliche Problemstellungen und Lösungsansätze diskutiert wurde, z. B. SynergieQuartier Walldorf [2] oder PEAK [3].

## II. Eingehende Darstellung

### 1. Verwendung der Zuwendung und erzielte Ergebnisse im Einzelnen mit Gegenüberstellung der vorgegebenen Ziele

Ziel des Teilvorhabens war die Entwicklung und Erprobung eines neuartigen Strommarktbietersystems mit realen Kunden im Rahmen eines Praxistests, der mit 21 Teilnehmer-Standorten erfolgreich durchgeführt werden konnte. Um eine hohe Synergie durch komplementäre Erzeugungs- und Verbrauchsprofile zu gewährleisten, wurden sehr heterogene Standorttypen ausgewählt. So nahmen Gewerbe- sowie Industriebetriebe und kommunale Einrichtungen, aber auch Privathaushalte am Praxistest teil. Während einer ca. einjährigen Praxisphase hat das BEST-System den Ausgleich zwischen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Verbrauch vor Ort marktbasiert koordiniert. Dabei wurden wertvolle Erfahrungen bzgl. der Architektur, des Prozessdesigns sowie der Datenflüsse gesammelt und ein großer Schritt hin zu einem marktfähigen Produkt gemacht.

Geschäftsmodelle in diesem Kontext beruhen im Wesentlichen auf der Vermarktung dezentraler Flexibilitäten, ohne die in einem regionalen Markt nur begrenzt Mehrwerte erzielbar sind. Im Projekt konnte dies basierend auf den gewonnenen Daten gezeigt und quantifiziert werden. Bei der Flexibilisierung stand die Sektorkopplung im Vordergrund: Neben stationären Batterien entfällt wirtschaftlich und kundenfreundlich erschließbare dezentrale Flexibilität im Stromversorgungssystem in der Regel auf elektrifizierte Mobilität (Ladepunkte für Elektrofahrzeuge) sowie elektrifizierte Wärme-/Kälteerzeugung (z. B. Wärmepumpen). Indem diese Anlagen in Zeiten hohen erneuerbaren Stromangebots am regionalen Markt betrieben werden, profitieren einerseits die Verbrauchenden von niedrigeren Preisen, andererseits werden erneuerbare Energien (EE) besser in das Stromnetz integriert.

Es konnte gezeigt werden, dass die Teilnahme am BEST-Strommarkt für EE-Anlagenbetreiber Mehreinnahmen bedeuten kann, die einen finanziellen Anreiz setzen, regional in EE-Assets zu investieren. Dies wird marktwirtschaftlich erreicht, indem z. B. durch dynamische Netzentgelte für regionale Stromabnehmende der Strombezug im Vergleich zum Großhandel vergünstigt wird. Denn auch wenn die Netzentgelte zunächst nur von den Stromabnehmenden beglichen werden, wird über den Marktmechanismus ein Teil der Ersparnisse mit der Stromanbieterseite geteilt. Das während des Projektzeitraums von der Bundesnetzagentur festgelegte Modell des § 14a EnWG (Modul 3) bedeutet einen ersten Schritt in diese Richtung: In Zukunft sollte dieser Ansatz noch stärker die tatsächliche Netzsituation berücksichtigen, um eine höhere Anreizkompatibilität herzustellen. Dies würde dadurch erreicht, dass die variablen Netzentgelte nicht auf Jahres- und Tageszeitbasis, sondern am Vortag basierend auf den netzseitigen Prognosen bestimmt werden. Damit wäre auch eine höhere Verursachungsgerechtigkeit für die Kostenreduktion gegeben, nämlich deutlich stärker in Bezug auf die tatsächlich zu erwartende Netzdienlichkeit. Für das Erreichen der kommunalen und regionalen Klimaziele zeigt dies einen marktwirtschaftlichen Weg auf, der keiner zusätzlicher Förderungsmechanismen bedarf. Zu den regulatorischen Handlungsempfehlungen zählt daher, die Netzentgeltsystematik konsequent weiter in Richtung täglich angepasster Netzentgelt-Preisprofile zu entwickeln und auch höhere Netzebenen (d.h. abseits des § 14a EnWG) miteinzubeziehen.

Neben den Erkenntnissen über das Potenzial und geeigneter Marktmodelle waren die Anforderungen solcher Lösungen an die energiewirtschaftlichen Prozesse ein zentraler Forschungsgegenstand des Teilvorhabens. Im Projekt konnte das Strommarktbietersystem, das unter Mitwirkung von e-regio im Wesentlichen von den IT-seitigen Projektpartnern entwickelt und implementiert wurde, unter realen Bedingungen simuliert und unter Beachtung der geltenden regulatorischen Anforderungen getestet werden. Prozesse wie Preisermittlung, Aggregation, Bilanzkreis- und Portfoliomanagement sowie

Abrechnung wurden prototypisch implementiert. Gemeinsam mit den Projektpartnern wurde analysiert, welche Unterschiede und Besonderheiten beim Betrieb des lokalen Strommarktbietersystems im Vergleich zur klassischen Vollversorgung von Stromverbrauchern und Direktvermarktung von Erneuerbare-Energie-Anlagen bestehen. Insbesondere die Anforderungen an die Erfassung der Energiedaten vor Ort und den Umgang in der Kommunikation und Prozessierung dieser Daten stechen heraus. Ein beschleunigter und standardisierter Roll-Out intelligenter Messsysteme (inkl. TAF 7/TAF 14) an Standorten mit automatisierbarer Flexibilität und/oder Erzeugung wurde als ein wesentlicher Erfolgsfaktor identifiziert.

Weitere Hemmnisse und Hindernisse bestehen im Bereich der unzureichenden Schnittstellen und der Anpassbarkeit der Legacy-Systeme. So konnte das Ziel, einen hohen Automatisierungsgrad sicherzustellen zwar für das prototypische System erreicht werden. Die Anbindung der Standardprozesse im Bereich des Portfoliomanagements, Energiedatenmanagements oder Bilanzkreismanagements ist jedoch bei vielen Energievertrieben nur durch einen Wechsel auf innovativere IT-Lösungen oder Middlewares möglich. Auch aus diesen Erkenntnissen heraus hat e-regio während der letzten Phase des Projekts einen umfangreichen Wechsel der Handelssysteme initiiert. Hierbei wurden relevante Anforderungen und Erfahrungen aus dem BEST-Projekt berücksichtigt. Die Erwartung vor dem Projekt, dass sich der Einsatz von Blockchain-Technologie auch förderlich auf die Automatisierung von Prozessen auswirkt, hat sich im Projektverlauf relativiert. Aufgrund der hohen Aufwände und Transaktionskosten wurden die kleinteiligen Verträge für Energielieferungen nicht „on-chain“ abgewickelt, sondern die Blockchain vielmehr für die Sicherstellung von „Trust“ gegenüber den Marktteilnehmenden verwendet.

Zur Berücksichtigung der Kundenperspektive fand ein Praxis-Workshop mit den Teilnehmenden des Praxistests statt. Nach der Projektphase wurden ausgewählte Teilnehmende noch einmal nach ihren Erfahrungen und Erwartungen befragt, was nun ermöglicht, die Bedürfnisse, die Kundinnen und Kunden an einen regionalen Strommarkt stellen, in die Produktentwicklung einfließen zu lassen.

Die wichtigsten Ergebnisse aus dem Teilvorhaben lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Systemische Abhängigkeiten zwischen allen Systemkomponenten wurden identifiziert, z. B. für die Dienstleister-Auswahl und die unternehmensweite IT-Strategie
- Eine interne Kompetenz im Umgang mit Daten wurde aufgebaut, um datengetriebene bessere Entscheidungen für das Geschäft zu treffen
- Umsetzungshürden und Erfolgsfaktoren für die Skalierbarkeit wurden erkannt und können im Produktentwicklungsprozess berücksichtigt werden
- Das wirtschaftliche Potenzial von dezentraler Flexibilität wurde quantifiziert und für Business Cases verwendbar gemacht
- Die Bedeutung des veränderlichen regulatorischen Rahmens für regionale Vermarktungskonzepte wurde erkannt und anhand unterschiedlicher Szenarien bewertet
- Erwartungen der Kundinnen und Kunden an regionale Strommärkte bzw. die Energiewende wurden besser verstanden und fließen in die Gestaltung von Produktmerkmalen ein

Die Ergebnisse im Einzelnen werden in den folgenden Abschnitten für jedes Arbeitspaket dargestellt, sofern keine Geschäftsgeheimnisse oder Datenschutz entgegenstehen. Hierbei wird auch die Verwendung der Zuwendung aufgezeigt.

## APO Projektkoordination

Das Projektmanagement im Teilvorhaben betraf zu gleichen Teilen das Konsortium sowie das Unternehmen e-regio, bei dem eine Vielzahl von technischen und kaufmännischen Abteilungen



Besondere Beachtung schenkte e-regio auch den Erwartungen und Anforderungen von Kundinnen und Kunden, die vor dem Beginn des Praxistest in Form eines Workshops mit akquirierten Teilnehmenden ermittelt wurden. Ein wesentliches Ergebnis stellte die Priorisierung von unterschiedlichen Produktmerkmalen und Leistungsversprechen der Produkte im Kontext von regionalen Strommärkten dar. Die aktuelle politische Weltlage und die anhaltenden Krisen fördern ein langfristiges Bedürfnis nach Preis- und Versorgungssicherheit. Nachhaltigkeit spielt dabei eine eher nachrangige Rolle im B2B-Bereich und wird im B2C-Bereich als „Nice-to-have“ betrachtet. Die Nachverfolgbarkeit von Strom und das Teilen von Strom mit Nachbarn wurde als weniger attraktiv eingeschätzt, wenn damit mehr Zeit für die Verwaltung dieser Funktionen verbunden ist oder das Produkt zu komplex erscheint.



Abbildung 3: Ergebnis aus dem Praxisworkshop mit Teilnehmenden des Praxistests: Priorisierung der Produktmerkmale und Leistungsversprechen im Kontext regionaler Strommärkte

Produkte im BEST-Kontext sollten daher in erster Linie ökonomische Vorteile bieten, die auch aus Kundensicht gut nachvollziehbar mit der automatisierten Optimierung der Energieflüsse in Verbindung gebracht werden. Sie gewährleistet langfristige Verlässlichkeit in einer zunehmend grünen, aber preislich hoch dynamischen und unsicheren „Strom-Welt“. Der regionale Strommarkt dient somit als Werkzeug für die optimale Nutzung von Flexibilität und regionale Synergie. Diese Erkenntnisse sollten bei der Entwicklung von Produkten im Bezug zu regionalen Strommärkten und der Gestaltung der Nutzerinteraktionen (Smartphone-Apps etc.) eingebracht werden.

## AP2 Architekturentwurf und Implementierung Strommarktbietersystem

Auf Basis der Rollenmodelle aus AP1 wurde in AP2 stärker auf Funktionen und Prozesse fokussiert. e-regio brachte hier die eigene energiewirtschaftliche Expertise ein und erarbeitete gemeinsam mit den Partnern ein umfassendes Zielbild aus Software-Komponenten für den Betrieb des Strommarkts und seiner verbundenen Prozesse. Frühzeitig wurden Formate und Schnittstellen zu den handelsseitigen Prozessen definiert, wie dem Bilanzkreismanagement oder dem Handel, um bei der späteren Implementierung im Rahmen von AP6 daran anknüpfen zu können.

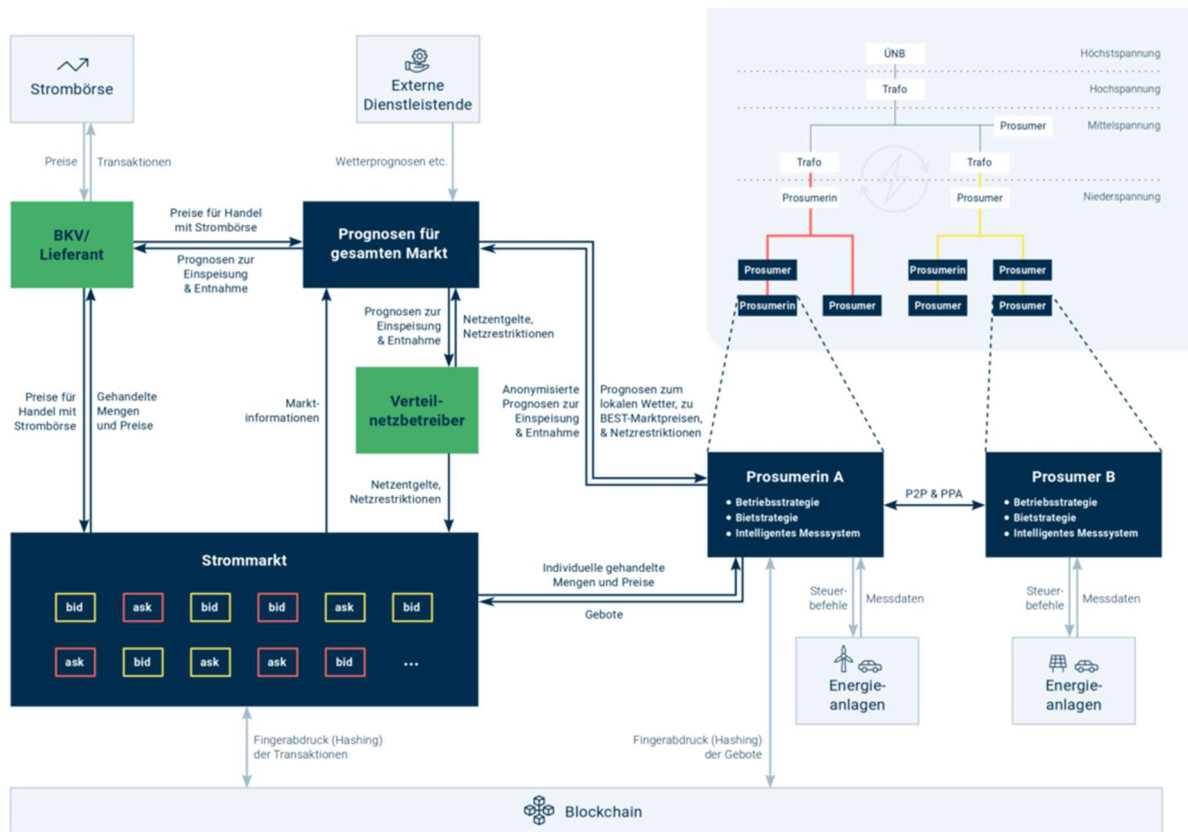


Abbildung 4: Vereinfachte Architektur des BEST-Systems und Interaktion der Teilkomponenten

Abbildung 4 zeigt die groben Zusammenhänge der wesentlichen BEST-Komponenten. Der Bilanzkreisverantwortliche oder auch Lieferant dient dem regionalen Markt als Market-Maker, indem er die Preise des Großhandels an diesen Markt weitergibt. Dabei werden Risikoprämien aufgeschlagen bzw. abgezogen. Da diese Gebote unlimitiert, aber preislich eher ungünstiger sind, als die Gebote der übrigen Strommarktteilnehmenden, wirken sie im regionalen Markt als Backup-Preis und bilden einen Preiskorridor, in dessen Grenzen sich je nach regionaler Marktsituation ein vorteilhafterer Preis bildet. Die geringere Attraktivität der Preise des Market-Makers kommt dadurch zustande, dass auf die Kaufpreise das von der Stromherkunft abhängige Netzentgelt aufgeschlagen wird. Für Strom der Strombörse, der im BEST-System definitionsgemäß über die höheren Netzebenen zum Verbrauchsstandort geliefert werden muss, fällt das höchste arbeitspreisbezogene Netzentgelt an. Die Informationen über die Netzentgelte erhält der BEST-Markt vom Netzbetreiber. Dabei wird ein generisches Format verwendet, das ein individuelles Netzentgelt für jede beliebige Beziehung von Einspeisestelle und Entnahmestelle definiert. Für einen effizienten Marktbetrieb werden unterschiedliche Prognosen, z. B. Preis- oder Wetterprognosen, von einer zentralen Datendrehscheibe den teilnehmenden Standorten und deren dezentralen Edge-Devices zur Verfügung gestellt. Dabei handelt es sich um Einplatinen-Computer (Intel NUC), die im Praxistest mit Unterstützung des Projektpartners OLI Systems vorbereitet und installiert wurden. Auf diesen Einheiten werden alle dezentralen Prozesse ausgeführt, z. B. die Sammlung der Messdaten vor Ort sowie die Entscheidung über den Betrieb der flexiblen Anlagen, wie Batterie, Wallbox oder Wärmepumpe. Mit der Betriebsoptimierung (kurz OBSD für optimierte Betriebsstrategie, dezentral) wird auch die Entscheidung über Gebote und Transaktionen am regionalen Strommarkt bestimmt, da jede Kilowattstunde, die mit dem Netz ausgetauscht wird, vorab gekauft oder verkauft werden muss. Dazu meldet die dezentrale Einheit Gebote an den Strommarkt und erhält bei erfolgreichem Abschluss die Strommengen zu einem ausgehandelten Preis zurückgemeldet. Dieser wird in der Regel von den

teilnehmenden Kunden nicht direkt beeinflusst, sondern eher aus ihrer energetischen Situation bestimmt. Dabei werden Einflussgrößen wie die Verfügbarkeit von PV-Strom, Batterie-Ladezustände oder andere variablen Randbedingungen sowie der nichtflexible Verbrauch berücksichtigt. Die Echtheit der Transaktionen wird schließlich durch Hashes der Transaktionen in der Blockchain überprüfbar gemacht.

Zur Sicherstellung der Kompatibilität mit energiewirtschaftlichen Standards beteiligte sich e-regio bei wichtigen Designentscheidungen. Als unscheinbares, aber sehr wichtiges Detail hat sich dabei erwiesen, Einheiten, Zeitgeber und die Auflösung von Zeitreihen zentral und frühzeitig festzulegen, damit Konsistenz und Interpretierbarkeit der Daten in allen Komponenten jederzeit gegeben ist. Auch die Frage, wie die Stromflüsse am Netzanschluss oder an Speichern definiert werden, erwies sich nicht als trivial. Eine im Rahmen des Praxistests gewonnene Erfahrung war, dass für jeden Messpunkt, an dem zwei Stromflussrichtungen existieren, immer zwei Zeitreihen erfasst werden sollten, damit beide Richtungen nicht ungewollt intraviertelstündlich saldiert werden. Dies entspricht der gängigen Praxis bei modernen Messeinrichtungen (mME), führt aber zu dem kontraintuitiven Ergebnis, dass zu bestimmten Tageszeiten ein Marktteilnehmer scheinbar gleichzeitig, d.h. in derselben Viertelstunde, Strom sowohl verkauft als auch kauft. Dieser Fall tritt genau dann ein, wenn diese zwei Strommengen innerhalb der Viertelstunde zeitlich auseinanderfallen. Somit ist eine separate Erfassung der Stromrichtung der energiewirtschaftlich korrekte Ansatz, den es in einer frühen Implementierungsphase zu berücksichtigen gilt. Diese und weitere Verbesserungsvorschläge wurden mit den Projektpartnern geteilt, um die Softwareentwicklung noch näher an die Marktreife heranzuführen.

### AP3 Zentrales Managementsystem

Die Arbeiten in AP3 dienten der konkreten Implementierung von wichtigen Komponenten bzw. Prozessen innerhalb des BEST-Systems, die von den Projektpartnern, insbesondere Fraunhofer FOKUS und fortiss, durchgeführt wurden. e-regio stellte informationstechnische Anforderungen aus Sicht des Stromlieferanten an die zentralen und dezentralen Komponenten. Dies betrifft zum Beispiel Prozesse für die Prognose von Stromeinspeisung und Stromentnahme am Netzverknüpfungspunkt oder die Verarbeitung von Preisinformationen, die e-regio dem regionalen Markt bereitstellt. Zum Training und zur Generierung von synthetischen Standorten innerhalb von Simulationen stellte e-regio vor Beginn des Praxistests den Partnern anonymisierte Daten von Kundenstandorten zur Verfügung, die im Falle größerer Betriebe zusätzlich verfälscht wurden, um keine Rückschlüsse auf Geschäftsgeheimnisse zuzulassen.

### AP5 Praktische Umsetzung in Laborumgebung

Während e-regio in AP4 nicht direkt beteiligt war, unterstützte e-regio in AP5 bei der Szenarien-Definition basierend auf der Erfahrung in Bezug auf die eigene Kundschaft und der Projektion der Energiewende in der Region. Dazu wurden Erzeugungs- und Verbrauchszeitreihen von Bestandskunden mit unterschiedlichen Bezugs- und Einspeiseprofilen analysiert, um eine bessere Modellierung von am Strommarkt teilnehmenden Kundinnen und Kunden zu gewährleisten. Als wirtschaftlich interessante dezentrale Flexibilitäten wurden Anwendungen mit thermischen Speichern (Wärmepumpen, KWK) sowie stationäre und in Elektrofahrzeugen verbaute Batteriespeicher identifiziert.

Für die netzdienliche Zuordnung der teilnehmenden Standorte wurden zudem georeferenzierte Netzdaten analysiert, wobei die kleinsten Marktgebiete auf der Ebene jeweils einer Umspannanlage definiert wurden. Eine feinere Unterteilung separat für jede Ortsnetzstation wurde als nicht zielführend bewertet, da die Marktgebiete dann eine zu geringe Zahl von Teilnehmenden aufweisen würden und

durch mangelnde Liquidität eine volkswirtschaftlich effiziente Funktion des Marktes nicht gewährleistet werden könnte.

Bei der Analyse der Messdaten aus dem Praxistest standen zusätzlich die Lastgänge einzelner Anlagen durch Sub-Metering zur Verfügung, um das Flexibilitätspotenzial abzuschätzen und auch über die potenzielle Erweiterung des eigenen Standortes durch neue Erzeugungsanlagen und Speicher oder die Flexibilisierung bestehender Energieverbrauchsanlagen entscheiden zu können. Diese Informationen waren für die teilnehmenden Kundinnen und Kunden von hohem Interesse. So wurde z. B. erwogen, energieintensive Rechenvorgänge in günstige Zeiten zu verlagern. Nicht zuletzt wird für die Nutzung von Gebäude-Energiemanagementsystemen (HEMS) und darauf basierender grafischer Nutzerschnittstellen von den Usern eine hochauflösende Darstellung mit geringer Reaktionszeit erwartet, sodass reale Änderungen nach wenigen Sekunden in Apps und Portalen sichtbar werden.

### AP6 Praxistest des Strommarktbietersystems

Unter Leitung von e-regio wurden in AP6 die zuvor implementierten Software-Komponenten zur prototypischen Anwendung gebracht. Dafür wurden zunächst geeignete Stromkunden im Versorgungsgebiet der e-regio identifiziert und akquiriert. Für die Auswahl von Praxistest-Teilnehmenden wurden verschiedene Kundenlastgänge sowie auch die Profile dezentraler Energieanlagen (Erzeuger, Verbraucher, Speicher) analysiert. Dabei zeigten sich z. B. für Mitarbeiterparkplätze mit Ladepunkten für Elektrofahrzeuge hohe Flexibilisierungspotenziale von über 50% der Lademengen.

Das Teilnehmerfeld bestand aus rund 20 Standorten, der größere Teil waren Geschäftskunden (inkl. kommunaler Standorte), ein kleinerer Teil Privatkunden. Auch wurden PV- und Winderzeugungsparks in den Strommarkt integriert.

Für die Regelung einer rechtssicheren Zusammenarbeit (Haftung für die Installationen etc.) wurde eine Teilnahmevereinbarung erstellt und mit den Teilnehmenden geschlossen. Dabei wurden die normalen Lieferverträge mit den Kundinnen und Kunden nicht angetastet. Stattdessen wurde angestrebt, eine Schattenrechnung zu entwickeln, die Kosten und Erlöse einer Teilnahme am BEST-Strommarkt gegenüberstellt, ohne dass tatsächliche Zahlungsverpflichtungen entstehen.

Die Installation der Mess- und Kommunikationstechnik an den Teilnehmer-Standorten erfolgte in drei Schritten. Im ersten Schritt wurde die elektrotechnische und kommunikationsseitige Situation vor Ort geprüft. Dabei wurden z. B. der Platz in Zählerschränken, Verfügbarkeit und Entfernung zu Steckdosen und Routern sowie die Signalstärke des Mobilfunknetzes dokumentiert. Zudem wurden alle relevanten Energieanlagen erfasst, also PV-Anlagen und Wechselrichter, Batterien, KWK-Anlagen, Wärmepumpen und Klimageräte sowie andere große Stromverbraucher. Auch die bestehenden, beim Netzbetreiber gemeldeten, Messkonzepte wurden aufgenommen.

Im zweiten Schritt wurde in Zusammenarbeit mit OLI Systems für jeden Standort ein Technik-Konzept erarbeitet, das sowohl die Messungen der Einzelanwendungen (und des Netzverknüpfungspunktes) als auch die Kommunikationsverbindung zum zentralen Server beschreibt. Dies war nötig, da die Standortbedingungen sehr unterschiedlich waren und es häufiger individuelle Hürden zu überwinden galt. Da zu Beginn der Praxisphase intelligente Messsysteme mit Unterstützung höher aufgelöster Datenkommunikation (z.B. Tarifenwendungsfall 14) in absehbarer Zeit nicht in die Systeme der e-regio integrierbar waren, wurde stattdessen auf moderne Messeinrichtungen (mME) mit optischem Lesekopf und dreiphasige Hutschienen-Messgeräte (Siemens PAC 2200) gesetzt. Im späteren Verlauf des Praxistest konnte ein intelligentes Messsystem prototypisch an einem Standort integriert werden. Für die Kommunikation der NUC-Einheit mit dem zentralen Server wurde entweder das Internet am

Standort verwendet oder aber – in den meisten Fällen – ein eigener Industrie-Router mit SIM-Karte installiert.

In einem Fall wurde auch nach einer erneuten Begehung keine Lösung gefunden, die mit angemessenem Aufwand und Risiko eine Anbindung ermöglicht hätte. In allen übrigen Fällen folgte im dritten Schritt der Installationstermin. Auch eine gute Planung vorab bot jedoch keine Garantie, dass vor Ort nicht weitere unerwartete Hindernisse auftauchten, die dem Installationsteam viel Kreativität abverlangten. In einem Fall ließ die Entfernung zwischen zwei Zählerschränken auf einem Unternehmensstandort nicht zu, die BEST-seitigen Messgeräte an den verteilten Energieanlagen des Standortes an die NUC-Einheit anzuschließen. In dem Fall wurden zwei Intel NUC-Einheiten genutzt, die dann wiederum miteinander kommunizierten. Allerdings musste dazu die Software auf den zwei Rechnern so angepasst werden, dass nur einer von ihnen direkt mit dem Strommarkt kommuniziert (Master) und der andere (Sub) nur die Daten erfasst und an den Master weiterleitet.



Abbildung 5: Intel NUC Einheit "BEST OLI-BOX", Siemens Messgerät PAC 2200 und Switch für insgesamt sieben Messgeräte an einem teilnehmenden Industriestandort, Teltonika Router für die Kommunikation zum Strommarkt

Parallel zum Onboarding der Teilnehmer-Standorte wurden die zuvor implementierten zentralen Software-Komponenten auf einem Server der Telekom (Open Telecom Cloud, T-Systems) mit Unterstützung der Projektpartner installiert. Dazu zählen insbesondere der Marktmechanismus, das sogenannte Strommarktbietersystem (SMBS), zentrale Aggregations- und Prognose-Verfahren (OBSZ für optimierte Betriebsstrategie, zentral) wie auch andere Plattform-Dienste wie Registry, Zeitgeber o.ä.

Die zentralen BEST-Komponenten wurden wiederum an die energiewirtschaftlichen Prozesse bei e-regio angebunden. Diese wurden zum Teil prototypisch neu implementiert, da absehbar war, dass die bestehenden Systeme, wie das Abrechnungssystem oder ein Teil der Handelssysteme, nicht in erforderlicher Zeit und zu geplantem Aufwand angebunden werden konnten. Abbildung 6 zeigt die wesentlichen Datenströme zwischen den von e-regio implementierten Komponenten und den Komponenten der Projektpartner.

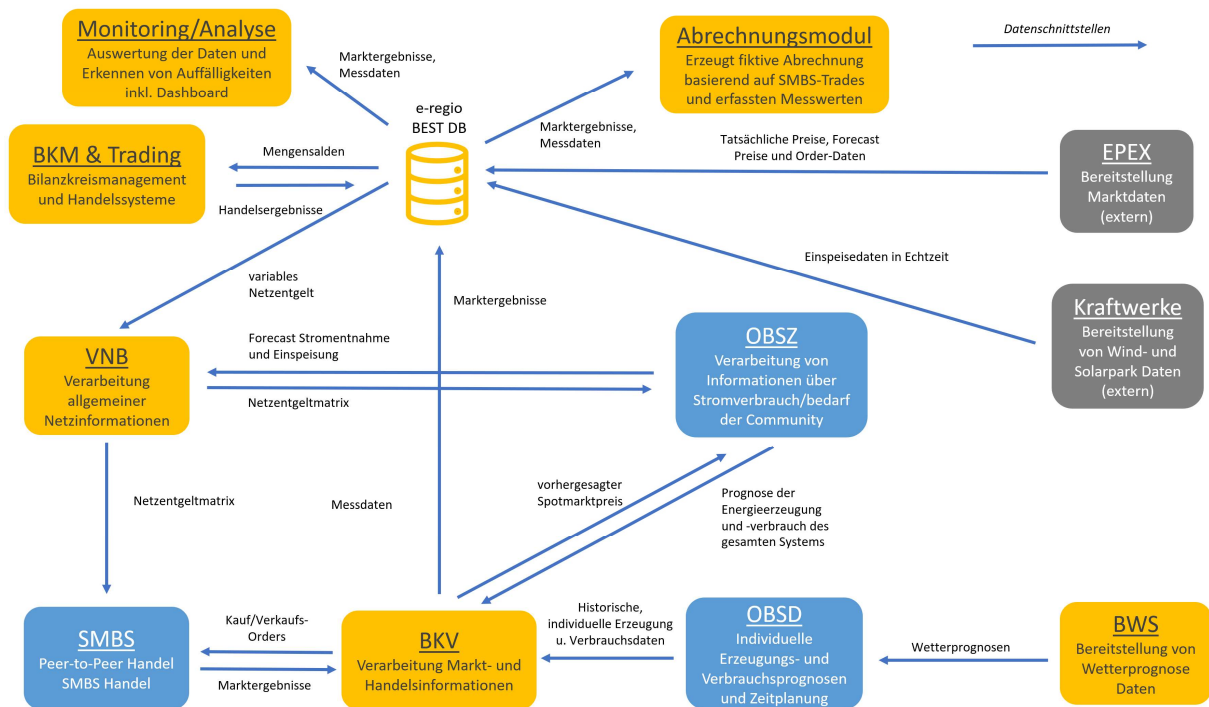


Abbildung 6: Interaktion der von e-regio implementierten Komponenten (gelb) mit weiteren BEST-Komponenten (blau) und externe Komponenten (grau)

Wie in der Konzeptionsphase des Projekts zuvor erarbeitet, wurde der kurzfristige Ausgleich von überschüssigen oder fehlenden Strommengen über den kontinuierlichen Intradayhandel organisiert [4]. Da zu diesem Markt kein Marktzugang bestand, wurde über den Dienstleister Volue eine Schnittstelle für den lesenden Zugriff auf das sogenannte Orderbuch dieses Marktes hergestellt. Dies erlaubte zwar kein direktes Handeln von Flexibilität, reichte aber aus, um die dafür notwendigen Prozesse pilothaft zu testen und die Funktion und wirtschaftliche Effekte auf den regionalen Markt zu quantifizieren. Auch konnte mithilfe dieser Daten das wirtschaftliche Potenzial für Geschäftsmodelle im Bereich dezentraler Flexibilität abgeschätzt werden. Abbildung 7 zeigt die Entwicklung von Preisen für eine bestimmte Lieferviertelstunde an einem Beispieltag. Jede Farbe repräsentiert eine bestimmte Uhrzeit, zu der gehandelt wurde. Es ist gut erkennbar, dass für dieselbe Stromlieferung insbesondere kurz vor der Lieferung große Preissprünge auftreten können. Hierbei bietet sich auch für dezentrale Flexibilitäten die Gelegenheit, gleich mehrmals von Preisdifferenzen zu profitieren. Voraussetzung dafür ist jedoch, dass die Prozesse der Optimierung, der Aggregation und der Kommunikation innerhalb von wenigen Minuten oder idealerweise Sekunden erfolgen.

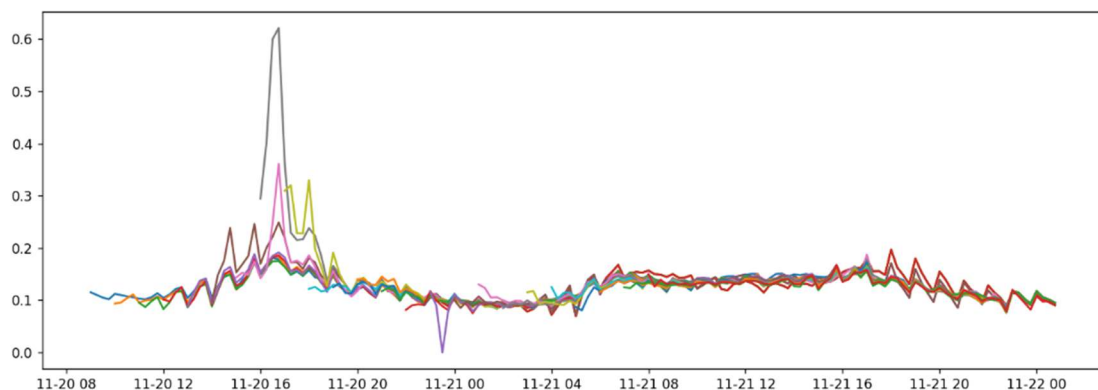


Abbildung 7: Preisveränderung für jede Lieferviertelstunde im Verlauf der Handelszeit an einem Beispieltag

Im regionalen Strommarkt profitieren Kundinnen und Kunden direkt von den Synergien aus der gemeinschaftlichen Versorgung im räumlichen Zusammenhang. Dieser Mehrwert ist daran gekoppelt, dass Strom erzeugungsnah verbraucht wird und die Stromnetze effizienter ausgelastet werden. In einem Stromsystem, das im Gegensatz zur traditionellen Versorgung nicht auf verbrauchsnahe errichteten Großkraftwerken basiert, sondern größtenteils auf dargebotsabhängigen EE-Anlagen, ist der Transport und die Verteilung von Strom vom Erzeuger zum Verbraucher eine größere Herausforderung und von hoher Dynamik geprägt. Netzseitige Entgelte können hierbei als Engpasssignal dienen und die Auslastung der Netzinfrastruktur verbessern. Diese Signale können so konstruiert werden, dass sie zielgenau Netzengpässe abbilden. Sie sind dann in der Höhe abhängig davon, ob vor Ort eher ein Überangebot von Strom oder ein Defizit vorliegt. Im Projekt wurde dazu als generisches Modell die sogenannte dynamische Netzentgelt-Matrix implementiert, die für jede Beziehung zwischen Einspeise- und Entnahmestelle im Stromnetz und für jede Lieferviertelstunde ein individuelles Netzentgelt definiert. Auch eine zonale Ausgestaltung, bei der größere Netzgebiete mit einem einheitlichen Netzentgelt versehen werden, kann mit der Netzentgelt-Matrix abgebildet werden. Im Zielbild ermittelt ein Prozess des Netzbetreibers auf Basis der prognostizierten Netzsituation die netzseitigen Arbeitspreise und kommuniziert diese z. B. am Vortag an die Marktakteure (bzw. deren NUC-Einheiten) und die Marktplattform selbst. Damit ergeben sich dann am regionalen Markt Preisunterschiede zwischen verschiedenen Netzgebieten, wenn sich die Strombilanz dort stärker unterscheidet. Somit werden Anreize geschaffen, Strom dort zu verbrauchen, wo er eingespeist wird, wenn ansonsten Netzengpässe drohen.

Diese Logik sollte sich in der Abrechnung der Strommarktteilnehmenden widerspiegeln, um die systemdienliche Wirkung der eigenen Energieanlagen seitens der Kundinnen und Kunden zu verdeutlichen und damit deren Teilhabe an der Energiewende zu stärken. Der Abrechnungsprozess wurde daher so implementiert, dass die Stromlieferung zunächst nach drei Herkunftsarten klassifiziert wird: Strom aus der unmittelbaren Umgebung, d.h. auf Ebene derselben Umspannanlage; Strom aus dem gesamten BEST-Gebiet, das ungefähr eine Ausdehnung von 50 km aufwies; und schließlich Strom aus dem gesamtdeutschen Handelsgebiet. Eine vierte Art kam durch die Möglichkeit der Teilnehmenden hinzu, favorisierte Stromhandelspartner als Standard festzulegen. Dieser von fortiss untersuchte Ansatz der sogenannten Pooling-Plattform wurde in der Abrechnung allerdings nur untergeordnet betrachtet. Grund dafür ist der Logik-Bruch: In dem Fall, dass vom User favorisierte Handelspartner nicht in dem eigenen Netzgebiet liegen, kam es regelmäßig zu ungünstigeren Preisen, da die Netzentgelte dann systemimmanent höher ausfallen. Auch wurde der Strommarkt für Kundinnen und Kunden komplexer und unverständlicher, weil damit zwei Herkunftsdimensionen nebeneinander existierten.

Die fiktive Abrechnung von Kundenstandorten listete für eine Abrechnungsperiode, z. B. einem Monat, die Strommengen und die dazugehörigen Durchschnittspreise pro Kilowattstunde für die verschiedenen Herkunftsklassen auf. Gegenübergestellt wurden analog dazu die jeweiligen erlösseitigen Preise für eingespeisten, also am Strommarkt verkauften Strommengen, sofern der Standort über Erzeugungsanlagen oder Speicher verfügte. Hier bot sich ein ähnliches Bild: Auch hier entfielen die attraktivsten (also in diesem Fall die höheren) Preise auf die räumlich nächstgelegene Herkunftsklasse. Die Abrechnung wurde im Form eines Grafana-Dashboards implementiert, was gleichzeitig zuließ, unterschiedliche Abrechnungszeiträume einzustellen und die Strommarkteffekte genauer zu verstehen. Eine reale zahlungswirksame Abrechnung wurde nicht durchgeführt, da die Lieferverträge der teilnehmenden Kundinnen und Kunden aus rechtlichen Gründen nicht verändert werden durften und auch die technische Anbindung in der zur Verfügung stehenden Zeit und mit den geplanten Mitteln nicht möglich gewesen wäre. Erkenntnisse für das Projekt ergaben sich aber schon aus der fiktiven Abrechnung, da die notwendigen Prozesse trotzdem implementiert und getestet

werden konnten. Zudem wäre eine reale Abrechnung nur dann zielführend gewesen, wenn es möglich gewesen wäre, alle Praxistest-Parameter realitätsnah zu setzen und Fehlerfreiheit über alle Komponenten sicherzustellen. Dies war jedoch allein aus Gründen des limitierten Teilnehmerkreises und der Komplexität des Gesamtsystems im Prototypenstadium nicht zu erwarten. Die Preise, Kosten und Erlöse im regionalen Markt waren damit stark von programmierseitigen Edge-Cases und projektseitigen Annahmen abhängig und nicht immer intuitiv nachvollziehbar.

Um detailliertere Auswertungen und Analysen vornehmen zu können, die implementierten Systemkomponenten zu bewerten und Schlüsse für die Praxis zu ziehen, wurden die gesamten Messdaten und auch die Strommarktdaten des Praxistest auf einer zentralen Datenbank gespeichert. Ein Untersuchungsansatz bestand darin, eine repräsentative Beteiligung am Strommarkt zu simulieren. Dazu wurden die Stromüberschüsse und Strombedarfe jedes Standorts den Überschüssen und Bedarfen im Netzgebiet gegenübergestellt. Daraus resultierten individuelle Interaktionsraten, die für jeden Standort widerspiegeln, ob dessen Stromprofil eher gleichgerichtet oder eher komplementär zur Umgebung ist. Je komplementärer, desto höher sind die Synergieeffekte und damit die Interaktionsraten, die vereinfacht das Potenzial für Stromaustausch mit der Umgebung abschätzen. Diese wurden bei Prosumer-Standorten für Strombezug und -einspeisung separat bestimmt, bei reinen Verbrauchsstandorten nur für den Strombezug. Näherungsweise wird mit dem Indikator zum Ausdruck gebracht, welcher Anteil des eigenen Strombedarfs aus der erneuerbaren Erzeugung der Umgebung gedeckt werden kann bzw. welcher Anteil der eigenen Stromüberschüsse direkt von der Umgebung abgenommen werden kann. Beispielsweise profitieren Standorte mit hohem Stromverbrauch am Tag stark von PV-Strom aus der Umgebung (Standorte 7 und 10 in Abbildung 8), während für Standorte mit eigener PV-Erzeugung Windstrom den größeren Beitrag liefert (Standort 1 in Abbildung 8). Ist die PV-Erzeugung des eigenen Standortes eher kleiner dimensioniert, profitiert ein Standort gleichermaßen von PV- und Windenergie aus der Umgebung (übrige Standorte in Abbildung 8).

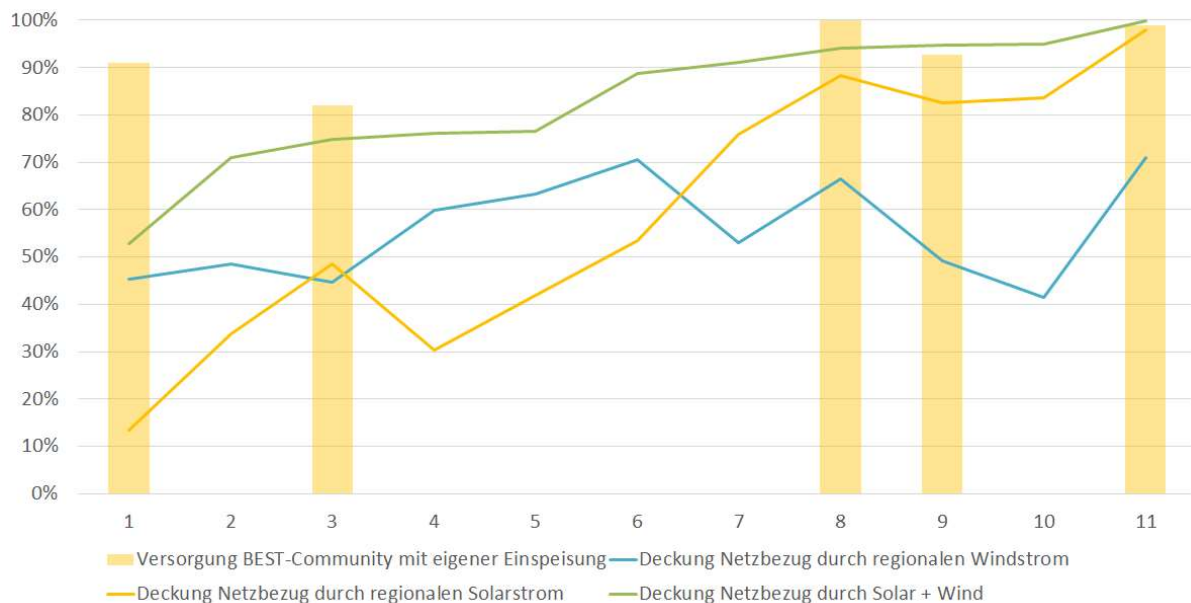
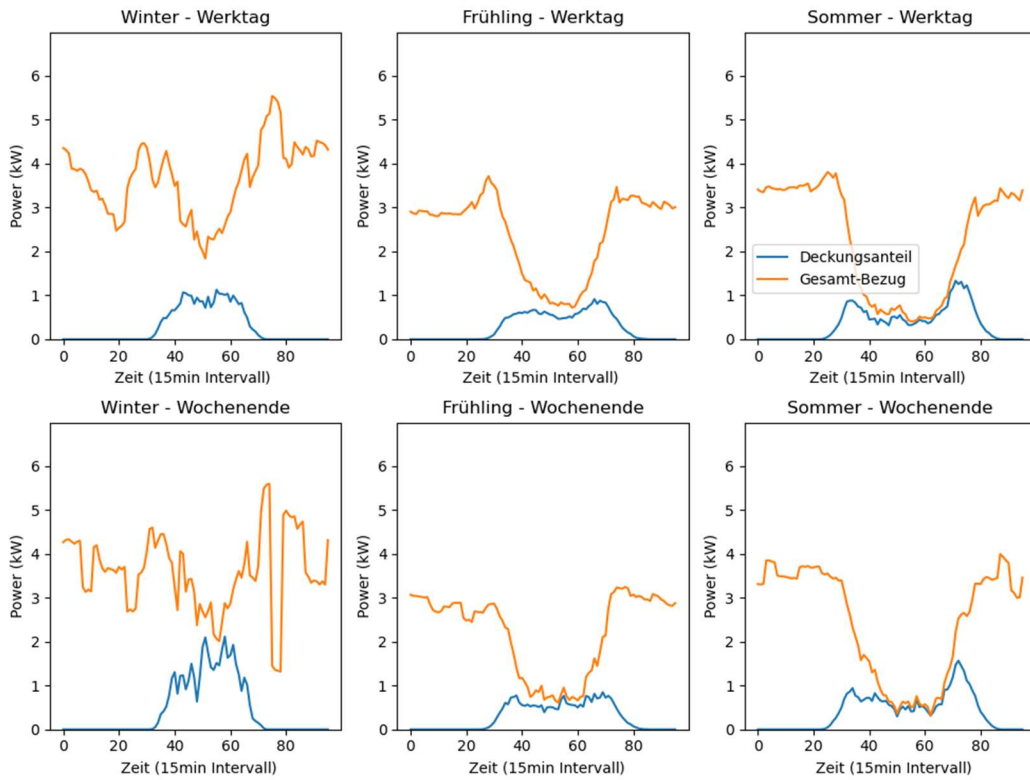


Abbildung 8: Interaktionsraten ausgesuchter Teilnehmer-Standorte

Darstellungen für die tages- und jahreszeitlichen Abhängigkeiten enthält Abbildung 9. Hier wird der Einfluss der eigenen PV-Anlage sichtbar. PV-Strom vom regionalen Markt kann in diesem Fall grade im Sommer nur wenig zur Versorgung beitragen, da der selbst erzeugte Strom zur gleichen Zeit verfügbar ist. Dagegen ist im vorliegenden Beispiel im Winter kein Verdrängungseffekt erkennbar. Windstrom lässt sich hier zu allen Jahreszeiten gut nutzen und deckt vor allem die Versorgung in der Nacht.

Deckung der eigenen Stromnachfrage durch regionale PV-Erzeugung (leistungsskaliert)



Deckung der eigenen Stromnachfrage durch regionale Windenergieerzeugung (leistungsskaliert)

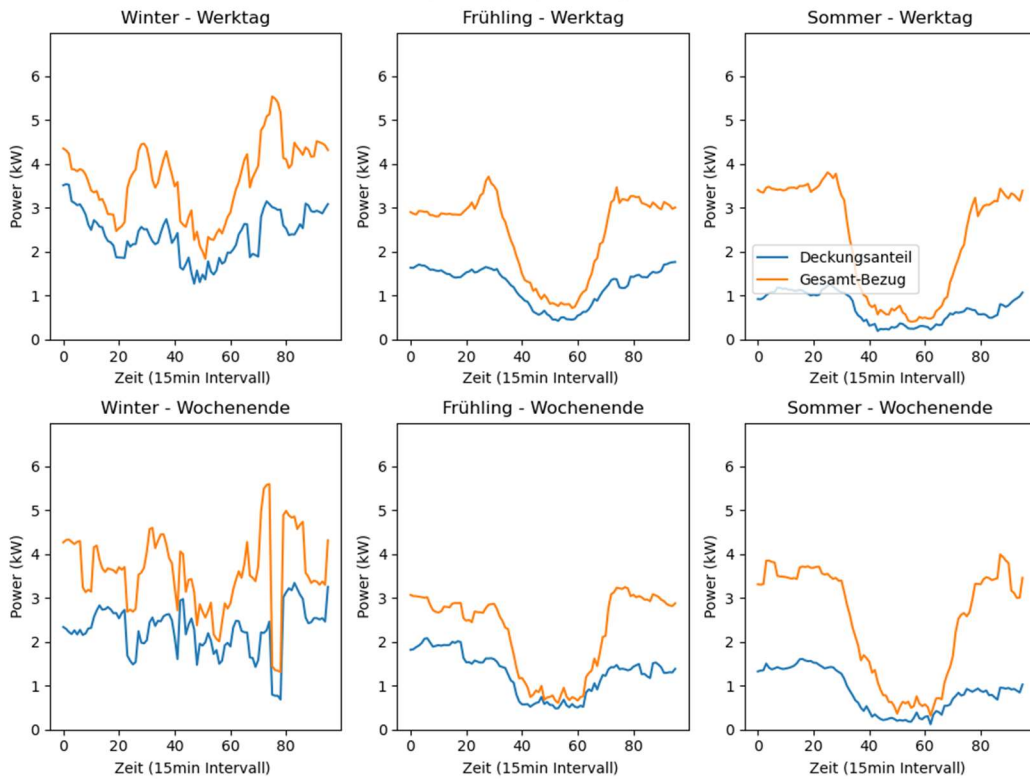


Abbildung 9: Deckung der Residuallast mit EE-Strom aus der Umgebung (separat für PV und Wind) bei einem ausgewählten Teilnehmer-Standort mit eigener PV-Erzeugung (Potenzialanalyse)

Neben der Auswertung eigener Daten hat e-regio auch die Projektpartner bei ihrer Auswertung der Messdaten sowie bei der Interpretation Ergebnisse unterstützt. Diese sind in den Schlussberichten der anderen Partner beschrieben [5].

#### AP7 Einbindung von Wissenstransfer in die Energiewirtschaft

e-regio hat während der gesamten Projektdauer die Projektpartner bei Fachveröffentlichungen unterstützt und sich an der Vorbereitung von Arbeitskreisen und Fachkongressen beteiligt. In Workshop-Formaten stellte e-regio Zwischenstände und Arbeitsergebnisse vor und nutzte das Feedback, um die eigenen Lösungsansätze auf eine potenzielle Vermarktung auszurichten. Auch im eigenen EVU-Netzwerk von e-regio wurden die Projektaktivitäten vorgestellt. Weiterhin unterstützte e-regio den Projektpartner Energieforen Leipzig (EFL) mit relevanten Projektergebnissen für Fach-Events in der Energiewirtschaft.

#### AP8 Prüfung der energiewirtschafts- und kartellrechtlichen Rahmenbedingungen

Während des gesamten Projekts haben die Projektpartner, unter Leitung der Hochschule Weserbergland, kontinuierlich die eigenen Konzepte und Implementierungen an der Entwicklung des regulatorischen Umfeldes gespiegelt. Ziel war es, konkrete Handlungsempfehlungen zu erarbeiten, wie der bestehende regulatorische Rahmen so weiterentwickelt werden kann, dass regionale Vermarktungsformen wie der BEST-Strommarkt systemdienliches Verhalten effizient belohnen. e-regio unterstützte hierbei insbesondere bei energiewirtschaftlichen Aspekten mit der Expertise der Fachabteilungen. Im Fokus standen gesetzliche Bestandteile auf den Strom-Arbeitspreis, wie Umlagen oder Abgaben, insb. die netzseitigen Entgelte. Gemeinsam mit den Projektpartnern wurde ein Ansatz verursachungsgerechterer Netzentgelte erarbeitet. Dieser ähnelte dem Modell der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (EEG) in Österreich [6]. Kern des Ansatzes ist, Stromanteile in Bezug auf den Netzentgelt-Arbeitspreis dann von den gewälzten Kosten aus den vorgelagerten Netzebenen zu befreien, wenn viertelstundenscharf eine Belieferung im gleichen Netz nachgewiesen wird. Genau diesen Nachweis kann der BEST-Strommarkt führen. Über die unterschiedlichen Herkunftsklassen und die Netzentgeltmatrix, könnte dieses Modell adaptiert werden.

Ein wesentlicher Nachteil dieser Vorgehensweise ist in den Mitnahmeeffekten begründet. In Zeiten, in denen kein netzseitiger Engpass zu erwarten ist, würde regionale Belieferung auch finanziell begünstigt, obwohl kein systemdienliches Verhalten stattfindet. Aus diesem Grund haben die Partner sich im Projekt stärker an zeitvariablen Modellen orientiert. Damit werden Anreize zielgenauer gesetzt und der Verlust der Einnahmehasis für die Netzbetreiber reduziert. Netznutzung in Form von Netzbezug sollte dann teuer sein, wenn tatsächlich verbrauchsbedingte Engpässe im Netzgebiet vorliegen, also ein kritisches Ungleichgewicht in Richtung Strombezug. Bei einem kritischen Ungleichgewicht, das aus hoher Einspeisung resultiert, sollte Netzbezug im Gegenzug günstiger werden, bis hin zu einem vollständigen Entfall des arbeitsspezifischen Netzentgeltes. Dies hätte nicht nur eine zeitliche Lenkungswirkung zur Folge, sondern auch eine räumliche, wenn die Bilanz aus Einspeisung und Entnahme in Netzabschnitten regelmäßig das gleiche Vorzeichen hat.

Mit der Festlegung der Bundesnetzagentur zum § 14a EnWG [7] geht der Gesetzgeber erstmalig einen Schritt in Richtung variabler Netzentgelte. Ab dem 1. April 2025 ist ein Netzbetreiber verpflichtet, jedem Netznutzer in der Niederspannung, der ein intelligentes Messsystem hat und über keine registrierende Leistungsmessung verfügt, ein variables Netzentgelt mit definierter Spreizung von mindestens -40 % (NT) bis +100% (HT) anzubieten. Diese Entgelte werden zunächst für ein Kalenderjahr festgelegt, anhand von Jahres- und Tageszeiten.

Für eine Gewährleistung der tatsächlichen Anreizkompatibilität in Bezug auf die Netzdienlichkeit sollte die für ein Jahr gültige Preisstruktur durch eine am Vortag an den zu erwartenden Netzbedingungen

orientierte Preisstruktur ersetzt werden. Dies ist jedoch mit höheren Anforderungen an automatisierte Prozesse und Kommunikation zwischen den energiewirtschaftlichen Akteuren verbunden und setzt eine fortgeschrittene Digitalisierung der Niederspannungsnetze und der Marktkommunikation voraus.

Eine positive Wirkung auf regionale Vermarktungsformen könnte die Regelung auch schon in der jetzigen Form entfalten, zumindest im Jahresmittel. Je stärker der Ausbau regionaler Erzeugung voranschreitet, desto mehr prägen Wind- und Solarstrom die momentane Netzsituation. Erneuerbare Erzeugung fällt demnach häufig mit günstigen Netzentgelten zusammen. Da die Netzentgelte regional bestimmt werden, folgt daraus, dass zur gleichen Lieferzeit bzgl. der Netzentgelt-Arbeitspreise Preisdifferenzen zwischen windstarken Regionen und PV-dominierten Regionen oder urbaneren Regionen ohne dargebotsabhängige Erzeugung bestehen. Dies lässt sich auch heute schon an den Preisblättern der Netzbetreiber ablesen, die erstmalig auch die verschiedenen Preisstufen und Jahres-/Tageszeiten beinhalten [8].

Sind in EE-dominierten Netzgebieten Netzentgelte langfristig günstiger, so kann dies auch zur Ansiedlung von verbrauchsintensiven Industriestandorten z. B. für Rechenzentren führen. Umgekehrt entstehen in Lastzentren zusätzliche Anreize für EE-Investoren, da die Zahlungsbereitschaft von potenziellen Stromabnehmern aufgrund der geringeren Netzentgelte dort höher ausfällt als am Gesamtmarkt. Voraussetzung für langfristig wirksame Ansiedlungseffekte ist, erstens, eine zielgerechte räumliche Differenzierung: Netzbereiche, für die das Netzentgelt gilt, müssen zielgerecht zugeschnitten werden. Zweitens müssen die variablen Netzentgelte, wie oben im Zusammenhang mit Anreizkompatibilität beschrieben, nach langfristig gültigen, transparenten Regeln idealerweise am Vortag kalkuliert und drittens auch auf die höheren Netzebenen ausgedehnt werden. Schließlich würde eine solche Regelung auch dem heutigen akzeptanzfeindlichen Effekt entgegenwirken, dass Strom durch Netzentgelte in Regionen mit viel erneuerbarer Erzeugungskapazität grundsätzlich teurer ist.

Im Rahmen des Projekts wurde die heutige Gleichzeitigkeit von EE-Stromerzeugung und der Auslastung der Netzbetriebsmittel am Beispiel der Auslastung von ausgewählten Umspannanlagen untersucht. Hier zeigte sich an einem PV-dominierten Tag im Sommer bereits ein starker Zusammenhang zwischen der Leistungsbilanz an der Umspannanlage und der PV-Einspeiseleistung. Vergleichbare Effekte sind auch für die Windenergie sichtbar, wobei hier meist auf einer höheren Spannungsebene eingespeist wird.

Weitere Arbeitspreisbestandteile wurden im Projekt nur allgemein betrachtet. So kann für alle pauschalen Aufschläge auf den Arbeitspreis festgehalten werden, dass diese aufgrund der fehlenden Lenkungswirkung den Klimazielen, der Elektrifizierung der Sektoren Verkehr und Wärme sowie der Flexibilitätsnutzung eher entgegenstehen. Die Klimawirkung von Stromverbrauch hängt wesentlich von der Zeit des Strombezugs ab. Insofern sollten Pauschalen wie die Stromsteuer oder Umlagen für Systemkosten weitestgehend reduziert bzw. an andere Bemessungsgrundlagen geknüpft werden, wie es mit der EEG-Umlage bereits geschehen ist.

## 2. Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Der Großteil der Kosten entfiel auf Personalkosten, die geringfügig geringer ausfielen als geplant. Die Projektziele konnten nach kostenneutraler Verlängerung des Projekts um neun Monate erreicht werden, auch wenn dabei durch neue Erkenntnisse im Projektablauf die Aufgaben und Arbeitsschritte angepasst werden mussten. Die entstandenen Reisekosten beliefen sich aufgrund der Kontaktbeschränkungen während der Pandemie und dem sich daran anschließenden Trend hin zu Videokonferenzen nur auf ein Fünftel der ursprünglich angesetzten Summe. Abschreibungen und sonstige Vorhabenkosten, d. h. die Kosten für Material, konnten auf ca. die Hälfte der geplanten Summe begrenzt werden. Grund hierfür waren Preisrückgänge sowie eine günstigere technische Erschließung

der Standorte. Zudem entfielen Kosten für die Anbindung mehrerer Schnittstellen, da diese nur zu erheblich höheren Kosten und höherem zeitlichem Aufwand hätten hergestellt werden können.

### 3. Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Mit dem Forschungsprojekt BEST konnte e-regio die Grundlage dafür schaffen, Produkte und Dienstleistungen außerhalb des bestehenden Geschäfts zu entwickeln. Der Erfolg dieser Produkte und die daraus resultierenden wirtschaftlichen Chancen waren zur Zeit der Beantragung schwer abzuschätzen. Grund dafür waren nicht zuletzt die Hemmnisse für die Vermarktung dezentraler Flexibilität, aber auch fehlende Standards und Dienstleistungen, die für einen wirtschaftlichen Betrieb notwendig sind. Den Chancen stand ein erhebliches unternehmerisches und wirtschaftliches Risiko gegenüber.

Während der Projektdurchführung bestand insbesondere das Risiko, dass der Praxistest nicht mit vertretbarem Aufwand durchführbar sein würde. Der Aufwand für Anpassungen der bestehenden IT-Systeme und die Anbindung der IT-Komponenten des Strommarkts war nicht verlässlich abschätzbar. Diese Einschätzung hat sich bestätigt. In manchen Arbeitspaketen mussten Workarounds gefunden werden, um die Projektziele trotz widriger Bedingungen zu erreichen, z. B. wenn sich ein Lösungskonzept nicht wie geplant umsetzen ließ.

Auch der Nutzen des BEST-Strommarkt auf Kundenseite war unklar. Durch das Projekt wurden Kenntnisse gewonnen und geteilt, welche Eigenschaften ein regionaler Strommarkt aufweisen muss, damit Unternehmen, Kommunen und Haushalte gleichermaßen von der Energiewende profitieren und diese damit zum Erfolg führen.

e-regio profitiert nicht nur von produktrelevantem Wissen, sondern auch dadurch, dass sich das Unternehmen während der Projektlaufzeit durch vielfältige Aktivitäten, nicht zuletzt aber auch durch das Projekt BEST, zu einem digitalen Energiewende-Unternehmen gewandelt hat. Das betrifft sowohl die Produkt- und die IT-Strategie, aber auch Change-Prozesse innerhalb der Organisation und der Unternehmenskultur. All dies ist zwingend notwendig, damit regionale Energieunternehmen die Energiewende zum Erfolg führen und auch das eigene Geschäft vor dem Hintergrund der immer stärker in den Markt drängenden neuartigen Wettbewerber zukunftsfähig zu machen.

### 4. Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse im Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplans

Aktuell mangelt es für eine volle Implementierung regionaler Strommärkte noch an standardisierten, robusten und kosteneffizienten Lösungen, z. B. im Bereich der intelligenten Messsysteme (insb. TAF14) oder auch der Aggregation/Disaggregation. Es ist aber absehbar, dass die Dienstleister und Normierungsgremien in diesem Bereich in den nächsten 12-24 Monaten wichtige Meilensteine auf dem Weg zu einem wirtschaftlich anwendbaren Gesamtsystem erreichen werden. Insbesondere die Vermarktung dezentraler Prosumer-Flexibilität könnte mittelfristig ein tragfähiges Geschäftsmodell werden.

Regionale Energievertriebe sind aktuell zumeist zurückhaltend in diesem Geschäftsfeld. Kleinere Stadtwerke dürften aufgrund der Entwicklungskosten/Systemkosten geringere Erfolgsaussichten haben, sofern sie sich nicht einem größeren Verbund zusammenschließen. e-regio wird die wesentlichen Erkenntnisse aus dem Projekt weiterhin im eigenen EVU-Netzwerk mit anderen Stadtwerken und regionalen Versorgern teilen. Darüber hinaus werden Kooperationen erwogen.

Kurzfristig (im Jahr 2025) strebt e-regio die Entwicklung eines Produktes an, das dezentrale Flexibilität bei B2C-Kunden vermarktet und ihnen ermöglicht, von der regionalen Energiewende zu profitieren. Dabei werden auch die ermittelten Anforderungen aus den BEST-Kundenbefragungen berücksichtigt. In dem Zusammenhang wurden eine Pilotierung und verschiedene IT-Projekte angestoßen, beispielsweise im Bereich der Handelssysteme und des Portfoliomanagements oder auch im Bereich der Optimierung dezentraler Flexibilität und der digitalen Nutzerinteraktion (Smartphone-App).

Mittelfristig (ab 2026) plant e-regio, sich die Option freizuhalten, aus dem Projekt hervorgegangene Produktkonzepte oder dazu notwendige Dienstleistungen innerhalb der eigenen EVU-Kooperation zu skalieren.

Mittel- und langfristig (ab 2026 bis 2030) prüft e-regio die Weiterentwicklung und Übertragung der dezentralen Flexibilitätsvermarktung auf andere Produkte und Assets, um von Skaleneffekten insbesondere im Bereich der IT-Kosten und der Strommarktzugänge zu profitieren. Dabei ist auch die Strategie zum Ausbau der erneuerbaren Energien ein wichtiges Element. Dezentrale Flexibilität und direktere Vermarktungsmöglichkeiten des regionalen Grünstroms sollen zukünftig die Wertschöpfung gegenüber klassischer Direktvermarktung steigern.

## 5. Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen

Im Bereich der regionalen Strommärkte wurden im Projektverlauf keine neuen Erkenntnisse anderer Akteure festgestellt, die ein Umplanen oder Neuausrichten der Arbeitsschwerpunkte oder der angestrebten Ziele im Projekt erfordert hätten. Vielmehr wurde registriert, dass neuartige Anbieter verstärkt die Vermarktung dezentraler Flexibilität versprechen. Bei näherer Analyse zeigte sich aber, dass die Produkte marketingseitig mehr versprechen als an Wertschöpfung bereits generiert werden kann. Insofern war das Projektteam umso motivierter, BEST zu einem Erfolg zu führen und in eine gute Ausgangsposition für zukünftige Produktinnovationen zu gelangen.

## 6. Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen

Für Q2/2025 ist die Publikation eines gemeinsamen Whitepapers mit dem Titel: „Best-of-BEST – Herausforderungen, Chancen und Lösungen für dezentrale Energiemanagementsysteme mit erneuerbaren Energiequellen“ geplant. Ziel ist es, die zentralen Projektergebnisse in einem renommierten Fachmagazin zu veröffentlichen, um die Erkenntnisse einem breiten Fachpublikum nachhaltig zugänglich zu machen.

# Verweise

- [1] „Pebbles Projekt,“ 2021. [Online]. Available: <https://pebbles-projekt.de/projekt/>.
- [2] „SynergieQuartier Walldorf,“ 2023. [Online]. Available: <https://synergiequartier-walldorf.de/>.
- [3] „PEAK Projekt,“ 2024. [Online]. Available: <https://www.peak-plattform.de/>.
- [4] „EPEX SPOT - Basics of the Power Market,“ 2025. [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/basicspowermarket>.
- [5] „BEST Projekt - Partnervorstellung,“ 2024. [Online]. Available: <https://best-strommarkt.de/partner/>.
- [6] „Informationsplattform Energiegemeinschaften,“ Österreichische Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften, 2025. [Online]. Available: <https://energiegemeinschaften.gv.at/formen-von-energiegemeinschaften/>.
- [7] „§ 14a Energiewirtschaftsgesetz Festlegung von Netzentgelten für steuerbare Anschlüsse und Verbrauchseinrichtungen,“ Bundesnetzagentur, 2023. [Online]. Available: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8\\_06\\_Netzentgelte/68\\_Para14a\\_EnWG/BK8\\_14a\\_EnWG.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_06_Netzentgelte/68_Para14a_EnWG/BK8_14a_EnWG.html).
- [8] „Branchenportal Variable Netzentgelte,“ InnoCharge/ene't, 2025. [Online]. Available: <https://www.variable-netzentgelte.de/>.

## Berichtsblatt

<b>1. ISBN oder ISSN</b> geplant	<b>2. Berichtsart (Schlussbericht oder Veröffentlichung)</b> Veröffentlichung (Publikation)
<b>3. Titel</b> Schlussbericht des Verbundprojekts BEST: Blockchainbasiertes dezentrales Energiemarktdesign und Managementstrukturen Teilvorhaben: Praxistest des Strommarktbietersystems	
<b>4. Autor(en) [Name(n), Vorname(n)]</b> Steuer, Sebastian; Dr. Krämer, Luis-Martín	<b>5. Abschlussdatum des Vorhabens</b> 30.09.2024
	<b>6. Veröffentlichungsdatum</b> 31.03.2025
	<b>7. Form der Publikation</b> Document Control Sheet
<b>8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse)</b> e-regio GmbH & Co. KG Rheinbacher Weg 10 53881 Euskirchen	<b>9. Ber.-Nr. Durchführende Institution</b>
	<b>10. Förderkennzeichen</b> 03E14017E
	<b>11. Seitenzahl</b> 23
<b>12. Fördernde Institution (Name, Adresse)</b> BMWK Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 11019 Berlin	<b>13. Literaturangaben</b> 8
	<b>14. Tabellen</b> 0
	<b>15. Abbildungen</b> 9
<b>16. DOI (Digital Object Identifier)</b>	
<b>17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum)</b>	
<b>18. Kurzfassung</b> <p>Unser Energiesystem befindet sich in einer beispiellosen Transformation. Fluktuierende erneuerbare Energien lösen Großkraftwerke ab, die Sektoren Verkehr und Wärme werden zunehmend elektrifiziert. Die derzeitigen Maßnahmen zur Stabilisierung des Stromnetzes haben sich jedoch bisher nicht wesentlich weiterentwickelt. Einer immer häufiger auftretenden Divergenz zwischen Handel und räumlicher Verteilung im Stromnetz wird bisher überwiegend mit klassischen Netzstabilitätsmaßnahmen begegnet.</p> <p>Zielsetzung des BEST-Projekts war es, einen innovativen regionalen Marktplatz für Strom zu entwickeln und unter realen Bedingungen zu testen. Das System wurde so konzipiert, dass dezentrale Erzeugung und auch dezentrale Flexibilitäten über Angebot und Nachfrage im regionalen Markt koordiniert werden. e-regio hat dafür Prosumer-Standorte aus dem eigenen Kundenstamm gewonnen, um das System unter realen Bedingungen zu simulieren.</p> <p>Der Praxistest hat gezeigt, dass regionale Strommärkte einen wesentlichen Beitrag für die Energiewende leisten können. Die Marktmechanismen können auch im Rahmen eines Portfolios von Energieversorgern (EVU) eingesetzt werden, um eine maximale Synergie für die Prosumer in der Region zu erreichen. Der wichtigste Wertbeitrag resultiert aus der intelligenten Koordination der dezentralen flexiblen Kundenanlagen, wie Batterien oder Ladeinfrastruktur. Eine wesentliche Voraussetzung dafür ist, dass sich netzdienlicher Einsatz von dezentraler Flexibilität lohnt. Mit den variablen Netzentgelten im Rahmen des § 14a EnWG wurde ein erster Schritt in diese Richtung unternommen. Gesellschaftliche Teilhabe an der Energiewende kann mit regionalen Vermarktungsformen erhöht und die erforderliche Akzeptanz geschaffen werden. Regionale EVU können auf dieser Basis attraktive Produkte entwickeln, die gegenüber Stromtarifen mehr Differenzierung ermöglichen, und so zu erfolgreichen digitalen Energiewende-Unternehmen werden.</p>	
<b>19. Schlagwörter</b> Regionaler Strommarkt, Blockchain, Flexibilität, Prosumer, Energiewende, Sektorkopplung	
<b>20. Verlag</b>	<b>21. Preis</b>

Nicht änderbare Endfassung mit der Kennung 2654603-12

## Document control sheet

<b>1. ISBN or ISSN</b> geplant	<b>2. type of document (e.g. report, publication)</b> Veröffentlichung (Publikation)	
<b>3. title</b> Final report of the joint project BEST: Blockchain-based decentralised energy market design and management structures Sub-project: Practical test of the electricity market bidding system Schlussbericht des Verbundprojekts BEST: Blockchainbasiertes dezentrales Energiemarktdesign und Managementstrukturen Teilvorhaben: Praxistest des Strommarktbietersystems		
<b>4. author(s) (family name, first name(s))</b> Steuer, Sebastian; Dr. Krämer, Luis-Martin	<b>5. end of project</b> 30.09.2024	
	<b>6. publication date</b> 31.03.2025	
	<b>7. form of publication</b> Document Control Sheet	
<b>8. performing organization(s) name, address</b> e-regio GmbH & Co. KG Rheinbacher Weg 10 53881 Euskirchen	<b>9. originators report no.</b>	
	<b>10. reference no.</b> 03EI4017E	
	<b>11. no. of pages</b> 23	
<b>12. sponsoring agency (name, address)</b> BMWK Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 11019 Berlin	<b>13. no. of references</b> 8	
	<b>14. no. of tables</b> 0	
	<b>15. no. of figures</b> 9	
<b>16. DOI (Digital Object Identifier)</b>		
<b>17. presented at (title, place, date)</b>		
<b>18. abstract</b> <p>Our energy system is undergoing an unprecedented transformation. Fluctuating renewable energies are replacing large power plants, and the transport and heating sectors are becoming increasingly electrified. However, the current measures to stabilise the electricity grid have not significantly progressed so far. The increasingly frequent divergence between trade and spatial distribution within the electricity grid is being addressed solely with classical grid stabilisation measures.</p> <p>The aim of the BEST project was to develop an innovative regional marketplace for electricity and to test it under real-world conditions. The system was designed to coordinate decentralised generation and decentralised flexibilities through supply and demand in the regional market. For this purpose, e-regio recruited prosumer locations from its own customer base to simulate the system under real conditions.</p> <p>The practical test demonstrated that regional electricity markets can make a significant contribution to the energy transition. The market mechanisms can also be used within the framework of an energy supplier portfolio to achieve maximum synergy from and for prosumers in the region. The most important value contribution arises from the intelligent coordination of decentralised flexible customer facilities, such as batteries or charging infrastructure. The key requirement for this is that grid-serving utilisation of decentralised flexibility pays off. Variable grid charges under Section 14a of the German Energy Industry Act (EnWG) marked an initial step in this direction. Regional marketing forms can increase societal participation in the energy transition and create the necessary acceptance. On this basis, regional utilities can develop attractive products that allow more differentiation compared to electricity tariffs, thereby becoming successful digital energy transition companies.</p>		
<b>19. keywords</b> Regional electricity market, blockchain, flexibility, prosumers, energy transition, sector coupling		
<b>20. publisher</b>	<b>21. price</b>	

Nicht änderbare Endfassung mit der Kennung 2660300-13