



Projektbericht BEST

Regionale Energiemärkte ermöglichen

Komponenten und Strategien für Energieversorger und Energiegemeinschaften



Inhalt

I. Den eigenen grünen Strom erkaufen	4
I.a. Regionaler Strommarkt – Abgleich von Theorie und Praxis	4
I.b. Demonstration eines Regionalen Strommarktes bei e-regio	5
I.c. Das BEST-Stromhandelssystem	10
I.d. Technische Voraussetzungen	13
I.e. Produkte im Bereich des regionalen Strommarkts	15
II. Eine digitale Basis für den dezentralen Stromhandel	16
II.a. Software-Framework und Sicherheitsarchitektur	16
II.b. Ein Tool zur Verifikation und Absicherung des Marktes	23
III. Innovationen erproben – der Weg in die Praxis	25
III.a. Eine Simulationsumgebung für neue Anwendungen	25
III.b. Ausgewählte energiewirtschaftsrechtliche Aspekte des BEST-Stromhandelssystem	26
IV. Was braucht es noch?	29
Möglichkeiten zur Weiterentwicklung	29
Handlungsempfehlungen	30

I. Den eigenen grünen Strom verkaufen

I.a Regionaler Strommarkt – Abgleich von Theorie und Praxis

Seit dem Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetz vor fast 25 Jahren, das die Stromeinspeisung von Photovoltaikanlagen in das öffentliche Netz garantiert und kostendeckend vergütet, wurden in Deutschland über 2,6 Mio. Anlagen installiert. Während die Einspeisevergütung pro Kilowattstunde in den ersten Jahren deutlich über dem Brutto-Strombezugspreis für Haushalte und Betriebe lag und daher die gesamte Erzeugungsmenge messtechnisch separat erfasst und vergütet wurde, ist seit 2012 die Nutzung für den Eigenbedarf in der Regel lohnenswerter. Die Volleinspeisung ist der Überschusseinspeisung gewichen, wobei nur die Strommengen in das öffentliche Stromnetz eingespeist und vergütet werden, die nicht vor Ort verbraucht oder gespeichert werden können. Die Vergütungssätze dafür liegen mittlerweile für Neuanlagen deutlich unter einem Drittel des Brutto-Strombezugspreises für Haushalte.

Bis heute ist der Netzbetreiber verpflichtet, die eingespeisten (Überschuss-)Mengen abzunehmen und aggregiert zu vermarkten. Die Einspeisevergütung wird dabei unabhängig davon ausgezahlt, welchen Wert der Strom bei dieser Vermarktung tatsächlich hat. Während dies für die Absicherung der Investition in eine PV-Anlage wichtig ist, hat gerade die zurückliegende Energiepreiskrise gezeigt, dass Strom im Allgemeinen, aber auch erneuerbarer Strom von Wind und Sonne im Speziellen, deutliche höhere Marktwerte aufweisen kann. Spätestens seit den Preisspitzen im Jahr 2022, als die Monatsmarktwerte bis auf 46 ct/kWh (Wind Onshore) bzw. 40 ct/kWh (PV) stiegen (Quelle: <https://energy-charts.info/>), werden alternative Vermarktungsformen für EE-Strom auch für kleinere Anlagen in Betracht gezogen. Zudem ist auch unabhängig vom monetären Mehrwert ein Interesse daran festzustellen, Strom direkt einem „nahestehenden“ Personenkreis zu verkaufen, sei es im Sinne von räumlicher oder sozial bedingter Nähe.

Diese beiden Faktoren sind nicht die einzige Motivation für alternative Vermarktungsformen. Im regionalen Kontext können auch bezüglich der Infrastruktur Vorteile resultieren: Erzeugung und Verbrauch können so in engpassgefährdeten Stromnetzbereichen besser aufeinander abgestimmt werden. Dies führt dazu, dass weniger Betriebsmittel bei gleicher Versorgungsqualität erforderlich sind. Dadurch kann der Energie-, Verkehrs- und Wärmewende induzierte Netzausbaubedarf reduziert, die Kosten gesenkt und der Transformationsprozess beschleunigt werden. Nicht zuletzt werden regionalen Märkten auch Lenkungswirkungen auf die Allokation von Verbrauchs- und Erzeugungskapazitäten zugeschrieben: Strukturelles Erzeugungsüberangebot senkt die Preise und induziert Investitionen in Verbrauchsstandorte, strukturelle Erzeugungsdefizite treiben die Preise und locken neue Erzeugungskapazitäten an. Dies passiert in Deutschland zunächst nur hinter dem Netzanschluss im Rahmen des Eigenverbrauchs, da im öffentlichen Netz keine Differenzierung bezüglich der räumlichen Nähe erfolgt.

International werden diese Ansiedlungseffekte schon deutlicher erkennbar, z. B. bei stromintensiven Rechenzentren in skandinavischen Ländern. Expertinnen und Experten fordern immer häufiger, dass auch bei uns Preissignale die regionalen und lokalen Gegebenheiten besser widerspiegeln, um die volkswirtschaftlichen Kosten der Energiewende zu minimieren (siehe FAZ, Mittwoch, 10. Juli 2024 „Der deutsche Strommarkt braucht lokale Preise“).

Der regionale BEST-Strommarkt wurde unter Berücksichtigung all dieser Ziele entwickelt und adressiert damit ein breites Stakeholder-Umfeld: Private, gewerbliche und öffentliche Stromverbraucherinnen und -verbraucher, zum Teil mit eigener Erzeugung („Prosumer“), Netzbetreiber, Regulierer und Gesetzgeber sowie Stromversorgungsunternehmen erfasst werden können.

Auch Energiedienstleister sowie innovative Player wie Start-ups und eine Vielzahl von Dienstleistungsunternehmen, die im Hintergrund ohne direkten Kontakt zu Stromkundinnen und -kunden aktiv sind, werden für das Vorhaben einer kosteneffizienten Energiewende immer wichtiger.

I.b Demonstration eines Regionalen Strommarktes bei e-regio

Idealer Zuschnitt des regionalen Marktes

Zu Beginn des Projekts stellte sich die Frage nach einer geeigneten Dimensionierung, d.h. nach dem idealen Zuschnitt von regionalen Märkten, und inwiefern diese für bestimmte Marktgebiete auch parallel bestehen können. Während größere Märkte mehr Liquidität bereithalten, können kleinere Märkte Anreize zur Investition in Erneuerbare Energien schaffen oder den Betrieb von flexiblen Anlagen zielgenauer entfalten. Im Projekt wurde festgelegt, die zu entwickelnden Komponenten generisch auszugestalten, sodass eine Übertragung der Prozesse und Wirkungsweisen auf unterschiedliche Formen von regionalen Märkten möglich ist. Gespräche mit unterschiedlichen Netzbetreibern und Energieversorgern ergaben, dass Einzelmärkte auf Ebene von Netzsträngen eine zu geringe Zahl von Teilnehmenden aufweisen würden und Spannungsprobleme eher mit anderen Instrumenten gelöst werden sollten, als mit einem Markt für elektrische Arbeit. Die kleinstmögliche Form stellt daher der niederspannungsseitige Netzabschnitt hinter einer Ortsnetztransformatorstation dar. Sinnvoller könnte es in vielen Fällen sein, noch eine Ebene höher zu betrachten, und alle mittelspannungsseitigen Abgänge einer Umspannanlage zu einem Markt zusammenzufassen. Dies ist auch abhängig davon, ob es parallele Märkte gibt, die von den größten Versorgern vor Ort „betrieben“ werden – analog zum Bilanzkreis. Oder ob ein unabhängiger Akteur (oder der Grundversorger) einen regulierten Markt aufspannt, an dem alle Prosumer in einem bestimmten Netzgebiet teilnehmen dürfen oder gar müssen. Während die entwickelten Softwarekomponenten im BEST-Projekt für all diese Varianten anpassbar sind, wurden Teilmärkte im Praxistest auf Basis von Umspannanlagen gebildet („lokale Ebene“) und der gesamte BEST-Markt als Vereinigung dieser Teilmärkte begriffen, die dann eine räumliche Ausdehnung von ca. 50 km aufweist.

Netzdienlichkeit inklusive

Damit die im regionalen Markt teilnehmenden Prosumer netzdienlich handeln, wurde als ein generisches räumliche Differenzierungswerkzeug eine Netzentgeltmatrix eingeführt, die zu jeder Lieferzeit (z. B. einer Lieferviertelstunde) ein spezifisches Netzentgelt definiert. Spalten und Zeilen der Matrix ergeben sich aus dem Einspeisepunkt und dem Entnahmepunkt, sodass alle Formen der zeitlichen und netztopologischen Differenzierung möglich sind. Dies beinhaltet sowohl additive Entgelte, die sich aus dem Weg der zu nutzenden direkten „Lieferstrecke“ netzseitig ergeben, als auch dynamische Netzentgelte, die sich rein auf den Entnahmepunkt beziehen. Somit sind auch die zwischenzeitlich durch die Bundesnetzagentur festgelegten „dynamischen Netzentgelte“ nach § 14a EnWG (Modul 3) – oder zukünftige echtzeitnähere Weiterentwicklungen davon – mit dem BEST-System abbildbar.

Der nun eingeschlagene Weg der Bundesnetzagentur kann als Zeichen dafür gesehen werden, dass die Einführung des im Projektverlauf zuvor untersuchten Modells der erneuerbaren Energiegemeinschaften aus Österreich, bei dem Stromtausch auf niedrigeren Netzebenen pauschal mit geringeren Entgelten belegt wird, in Deutschland nun weniger realistisch ist. Wahrscheinlicher ist die Dynamisierung der Netzentgelte in der nächsten Entwicklungsstufe. Netzentgelte werden sich noch genauer an wetterabhängiger Last und Erzeugung orientieren, um Kostenvorteile zielgenauer für zusätzliches netzdienliches Verhalten zu bieten und Mitnahmeeffekte zu minimieren. Dazu ist allerdings erforderlich, dass von einem statisch-dynamischen Modell, also Preisstufen in jährlicher Planung mit saisonalen differenzierten Tageszeitfenstern, in ein Day-Ahead-Modell gewechselt wird, bei dem die Netzentgelte auf Basis von Engpassprognosen erst am Vortag verbindlich festgelegt werden.

Im BEST-Kontext stellen die im Modul 3 vorgesehenen dynamischen Netzentgelte insofern schon einen passenden monetären Vorteil dar, als dass sie in der Regel mit lokaler Erzeugung im Sommer zusammenfallen. Einspeisende erhalten damit die Möglichkeit, über den regionalen Markt höhere Erlöse zu erzielen, da die Strombeziehenden zu dieser Zeit eine höhere Zahlungsbereitschaft haben – der netzentgeltseitige Rabatt wird auf beide Seiten aufgeteilt. Vor dem Hintergrund weiterhin steigender Netzentgelte, kann dieser Vorteil in Zukunft noch höher ausfallen.

Die Rolle des Energieversorgungsunternehmens

Bei all der Komplexität steht das EVU vor der Aufgabe, die „schöne neue Energiewelt“ Kundinnen und Kunden auf einfachste Weise so nah zu bringen, dass sie daran nachhaltig teilnehmen und teilhaben. Andererseits sind die, insbesondere IT-seitigen, Innovationen mit den jahrzehntelang gewachsenen energiewirtschaftlichen Prozessen zusammenzuführen. Nicht selten stellen schon einzelne Vorhaben, wie dynamische Stromtarife oder der Roll-out der intelligenten Messsysteme, die Unternehmen in der Elektrizitätswirtschaft vor erhebliche Herausforderungen. Der regionale BEST-Markt bedeutet, eine Vielzahl von Prozessen gleichzeitig zu ändern, zu erweitern oder neu zu erstellen.

Viertelstundenscharf bilanzierte Netznutzer oder auch eine direkte Belieferung zwischen zwei Netznutzern sind keine neuen Vorgänge. Allerdings war die Anwendung bisher auf Anschlüsse beschränkt, die i.d.R. deutlich über 100.000 kWh Jahresverbrauch aufweisen. Einige Prozessschritte erfolgen hierbei heute noch manuell, was einer skalierbaren Anwendung für viele tausend Anschlussstellen entgegensteht. Auch sind – bei heute bereits automatisierten Vorgängen – die IT-Systeme auf eine solch hohe Skalierung nicht vorbereitet, oder es fehlen Schnittstellen, die ein fehlerfreies Verschneiden von Daten aus unterschiedlichen Systemen gewährleisten. Da jeder Stromlieferant eine höchst individuelle Zusammenstellung von IT-Systemen und -diensten mitbringt, stellt die prozessuale Transformation innerhalb der Energievertriebe und Netzbetreiber auf dem Weg in eine automatisierte, auf kleinteiligen Energieanlagen basierende Energiewelt die größte Hürde dar. Die folgende Grafik gibt einen Überblick über die Zusammenhänge der Prozesse innerhalb der Energieversorgungsunternehmen, die für die Erschließung regionaler Märkte und dezentraler Flexibilität benötigt werden. Im Zentrum steht hier eine effiziente Datenhaltung, die insbesondere Zeitreihendaten für unterschiedliche Zwecke bereithält und indirekt unterschiedliche IT-Systeme miteinander verbindet. Die wesentlichste Erweiterung von Standardsystemen kleinerer Energievertriebe ist die Handelsschnittstelle, die erst ein kurzfristiges Beschaffen und Handeln für kleinteilige flexible Anlagen ermöglicht. Denn die lokal nicht vermarktbar Stromüberschüsse bzw. die nicht lokal bedienbare Stromnachfrage müssen viertelstundenscharf am Großhandel gehandelt werden.

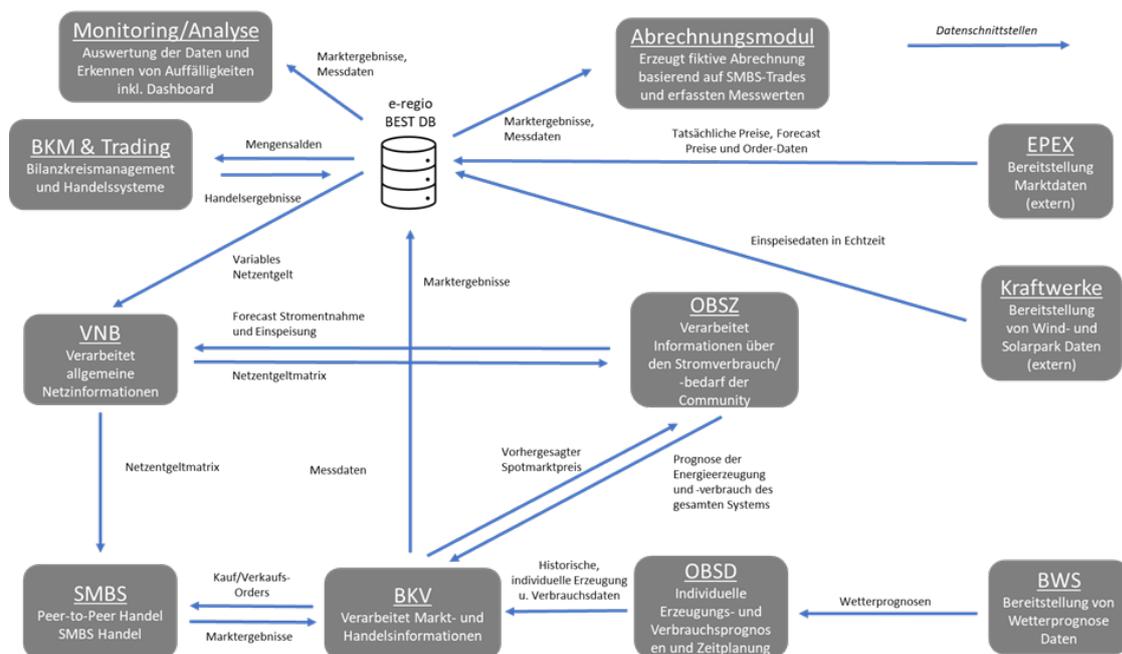


Abbildung 1: Interaktionen der BEST Datenbank (DB) mit anderen Komponenten

Aufgrund des verzögerten Roll-outs wurden im Praxistest weitestgehend Messsysteme abseits der intelligenten Messsysteme verwendet. Damit gehen Probleme einher, wie eine nicht ausreichend robuste Datenverfügbarkeit und hohe Kosten der individuellen Lösung mit Infrarot-Lesekopf oder Wandlermessungen. Mit intelligenten Messsystemen ist abzusehen, dass in der Zukunft eine skalierfähige und robuste Lösung bereitsteht. In einem ersten Versuch konnte der Kommunikationsweg über SMGW erfolgreich getestet werden.

Die Erwartungen der Kundinnen und Kunden und ihre Rolle als „flexible Prosumer“

Durch unterschiedliche Formate wurden begleitend zum Praxistest Erwartungen und Anforderungen von möglichen Teilnehmenden von regionalen Strommärkten erhoben. Als eindeutiges Hauptmotiv zur Partizipation stellten sich immer wieder monetäre Vorteile oder auch Preissicherheit heraus. Im Bereich der Privatkundinnen und -kunden überwiegt der kurzfristige Preisvorteil, bei Kommunen und Gewerbekunden eher die langfristige Preissicherheit. Ökologische Gründe, wie eine bessere Nachvollziehbarkeit oder die sozialbedingte Motivation, bestimmten Personengruppen Strom zu vergünstigten Konditionen abzugeben, sind eher „nice-to-have“. Die Stromherkunft erwies sich als weniger wichtig als die anderen Faktoren.

Die folgende Abbildung zeigt die in einem Workshop mit teilnehmenden Kundinnen und Kunden ermittelten Priorisierungen für die unterschiedlichen Kundengruppen. Hierbei sprachen sich alle stark dafür aus, dass die monetären Vorteile nicht nur transparent und verständlich dargestellt werden müssten, sondern die Energieanwendungen im Hintergrund automatisiert optimiert werden sollten, damit für die Personen selbst die Interaktion so gering und einfach wie möglich gehalten werden kann. Quantitativ sind Privatkundinnen und -kunden häufig erst dann bereit, zusätzliche Anforderungen, wie eine Interaktion mit einer App oder die Weitergabe von Daten, zu akzeptieren, wenn sichtbare Ersparnisse von durchschnittlich mehreren Cent pro kWh im Jahr resultieren. Die Annahme, dass der regionale Strommarkt in Form einer für Kundinnen und Kunden sichtbaren Plattform für das aktive Handeln von Strommengen gestaltet werden sollte, wurde damit für diese Kundengruppe widerlegt. Vielmehr war die Erwartung, dass dieser Markt „im Hintergrund“ funktioniert, dabei jedoch bei näherer Betrachtung transparent ist und allen Beteiligten ermöglicht optimal von der Energiewende zu profitieren.

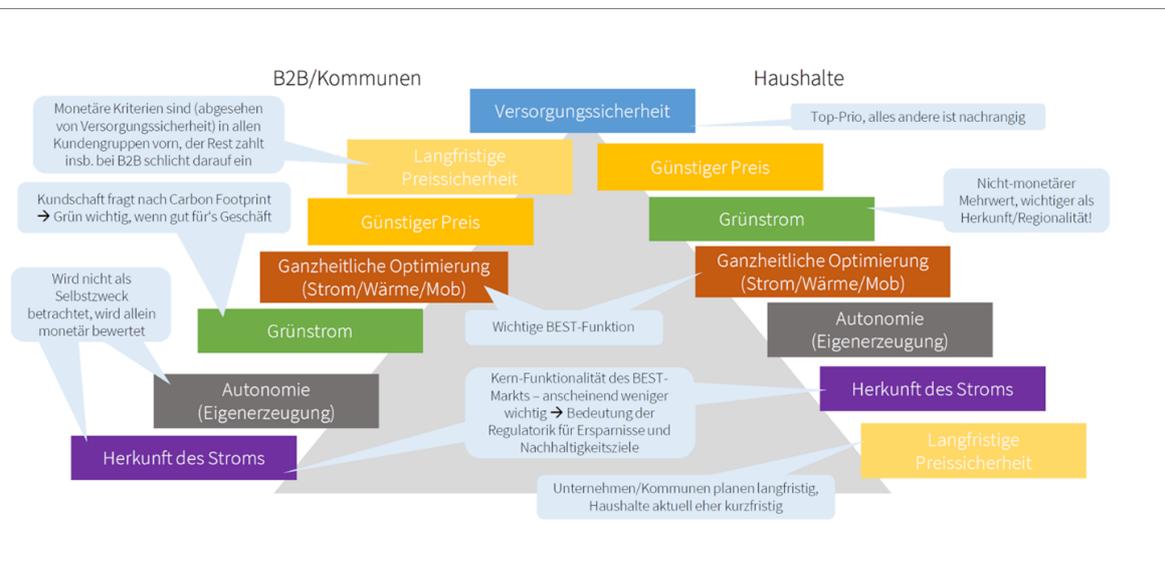


Abbildung 2: Motivation für die Teilnahme an einem lokalen Stromhandelssystem

Die mit den Daten des Praxistests ermittelten Einsparpotenziale sind stark von der individuellen Verbrauchs- und Erzeugungsstruktur abhängig. Die Eignung dezentral erzeugten Strom mit der Umgebung auszutauschen kann mit der sogenannten Interaktionsrate quantifiziert werden: Je mehr eigener Stromüberschuss in Phasen hohen Verbrauchs in der Umgebung fällt – und umgekehrt, je mehr eigener Netzbezug in Zeiten hoher Einspeisung aus der Umgebung anfällt, desto höher ist die Interaktionsrate für den eigenen Standort. Hohe Raten sprechen damit für hohen Stromaustausch mit der Umgebung – im Falle von 100% sogar komplett. Die folgende Abbildung zeigt unterschiedliche Interaktionsraten von ausgewählten Standorten des Praxistests. Diese wurden ermittelt indem, BEST-Standorte mit normierter Stromentnahme (Last) und normierter Einspeisung (aus Wind, Solar, Wind+Solar) aus dem Versorgungsgebiet gegenübergestellt wurde.

Die Auswertungen zeigen, dass überschüssiger PV-Strom in überwiegendem Umfang (80%–99%) direkt in der Region verbraucht werden kann. Dies liegt daran, dass PV-Eigenerzeugung in der Region bisher noch wenig verbreitet ist. Umgekehrt kann – eine entsprechend leistungsmäßig gleichskalierte Erzeugungskapazität aus Wind und PV (zu je 100% der Peak-Leistung des Last-Peaks) den Netzbezug der meisten Teilnehmenden zu mindestens 50%, in manchen Fällen auch deutlich über 80% decken. Die Interaktionsraten können mit der aktiven Steuerung von Ladevorgängen oder Power2Heat/KWK-Anwendungen, wie Wärmepumpen oder Brennstoffzellen, noch weiter erhöht werden.

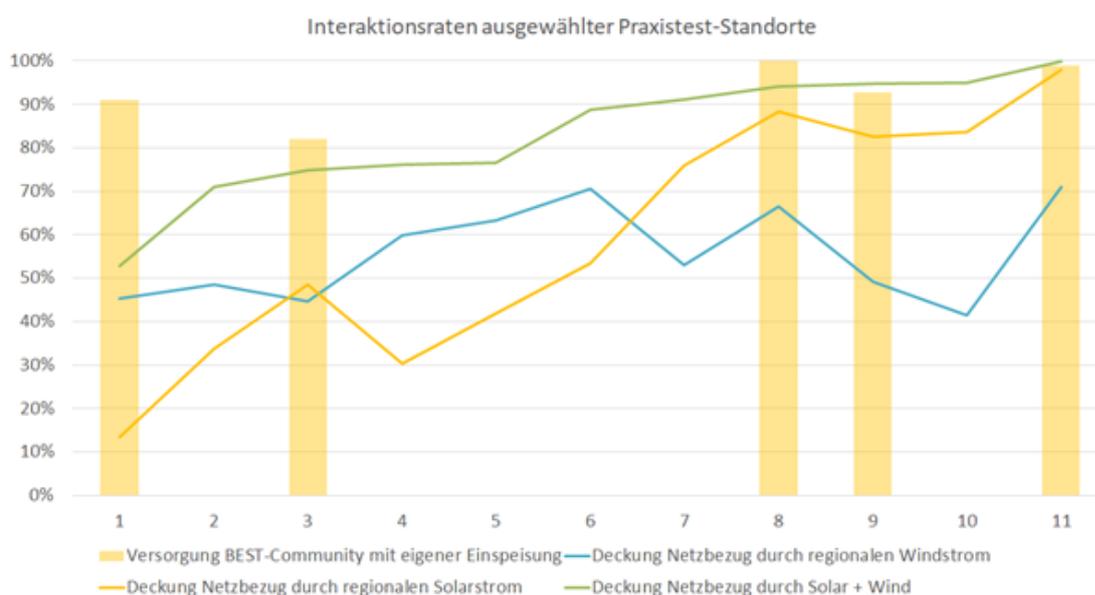
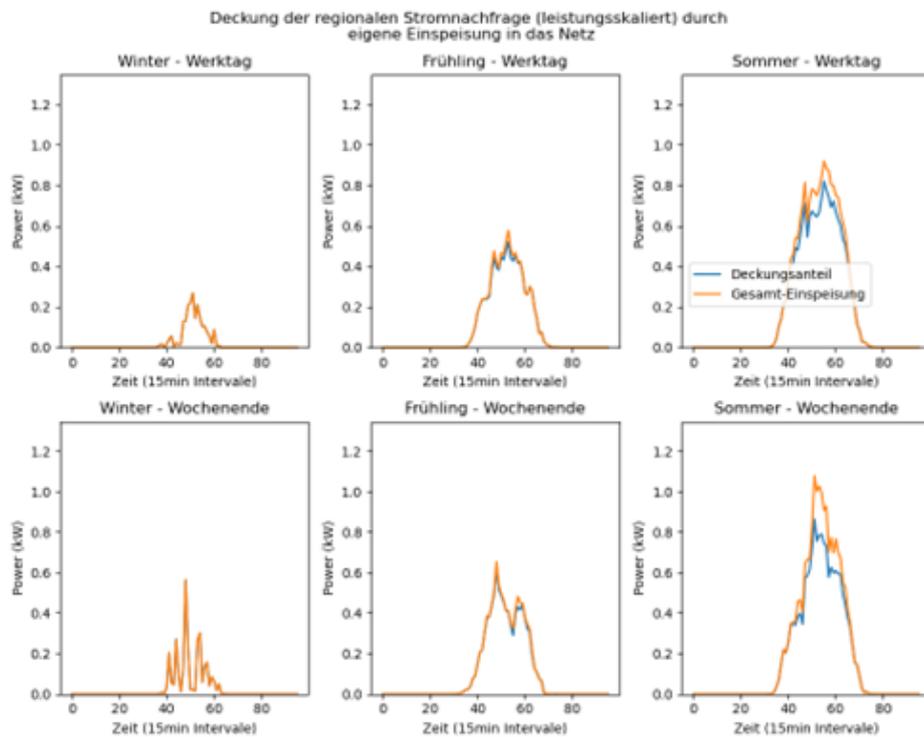
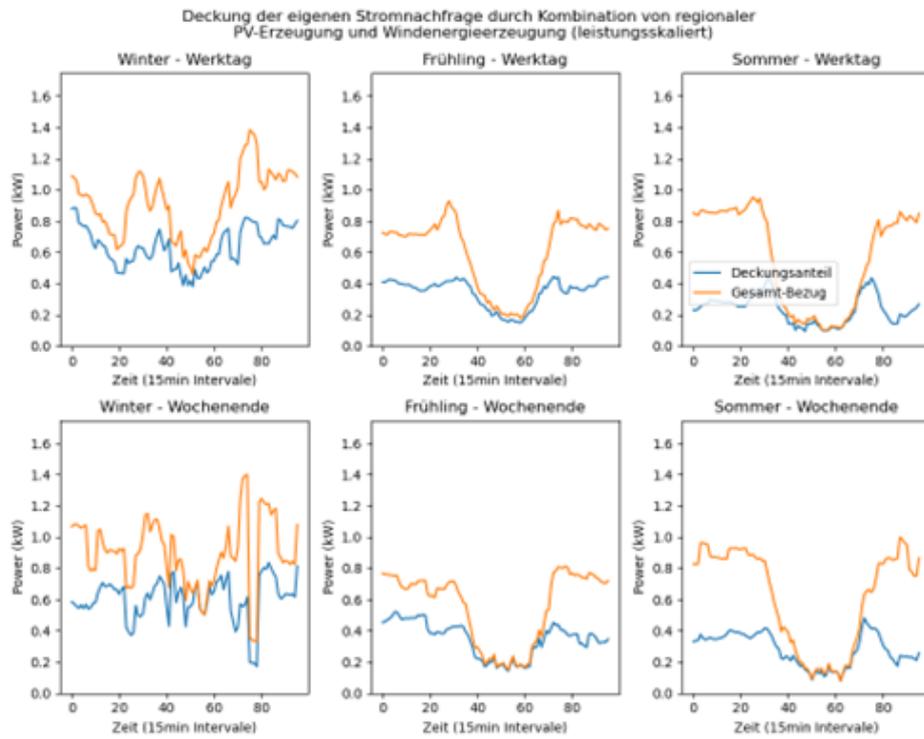


Abbildung 3: Interaktionsraten ausgewählter Praxis-Standorte aus dem Feldtest

Beispielhaft für Standort 1 zeigen die folgenden Diagramme den Austausch von Strom mit der Region zu unterschiedlichen Jahres- und Tageszeiten. Hier fällt auf, dass die eigene PV-Leistung des Standorts im Frühling und Sommer hohe Anteile des eigenen Stroms deckt, dafür aber weniger Potenzial für eine regionale Versorgung mit hoher Gleichzeitigkeit im Bereich PV aufweist. Der überschüssige Strom kann dagegen zu fast 100% in der Region abgenommen werden, da das Überschussprofil aufgrund des eigenen untypischen Verbrauchsprofils, ebenfalls atypisch ausfällt. Daraus folgt für Standort 1, dass dieser rund 90% seines ins Netz eingespeisten Stroms in der Region verkaufen kann. Umgekehrt kann sich der Standort im Winter besser aus der Umgebung versorgen, als im Sommer und im Frühling, wenn die Windeinspeisung geringer ausfällt und Strom gerade dann verfügbar ist, wenn zur Mittagszeit der selbst erzeugte Strom bereits ausreicht.



oben → Abbildung 4: Deckung der eigenen Stromnachfrage bei ausgewähltem Standort

unten → Abbildung 5: Deckung der regionalen Stromnachfrage bei ausgewähltem Standort

I.c Das BEST-Stromhandelssystem

Marktrollen und Komponenten

Im Rahmen des Projektes BEST wurde ein System aus digitalen Komponenten für die Energiewirtschaft geschaffen, welches es ermöglicht, kleinteilige Energiemengen zu handeln sowie Flexibilitätspotentiale lokal netzdienlich zu heben und energiewirtschaftlich zu nutzen.

Die wichtigsten Informationsflüsse des BEST-Stromhandelssystems sind in der folgenden Abbildung dargestellt:

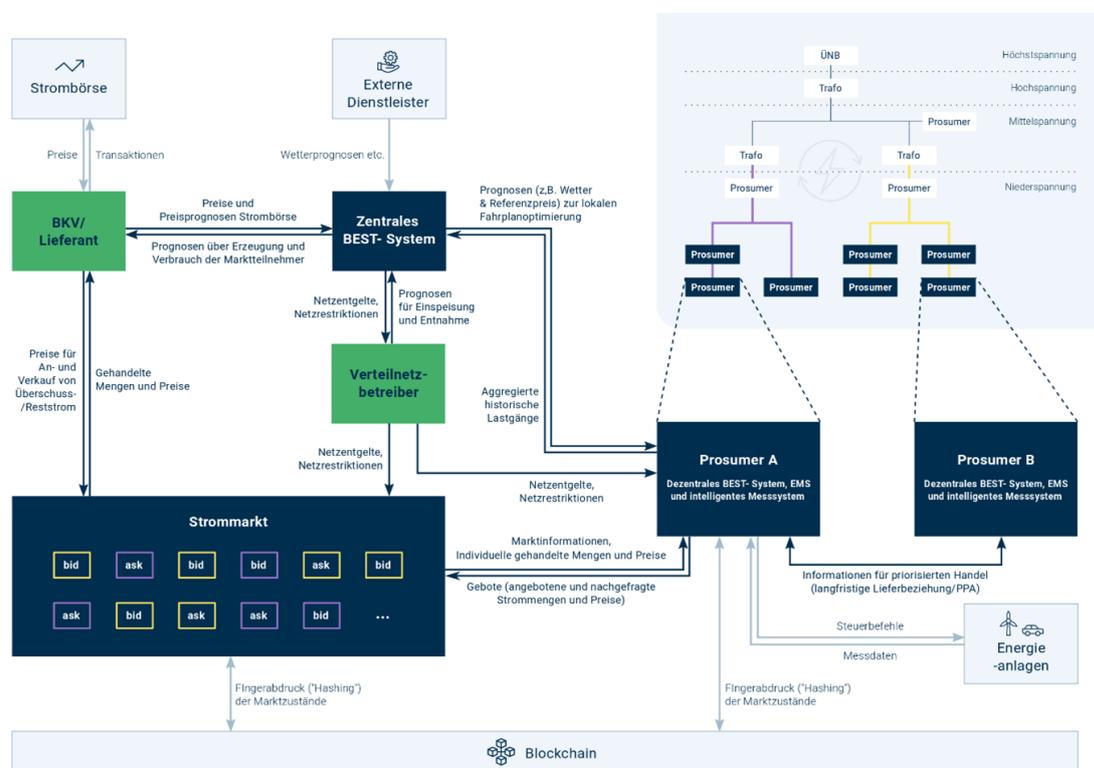


Abbildung 6: Interaktionen zwischen Strommarkt-Komponenten und -Akteuren⁷

Die grünen Boxen markieren Marktrollen in der Energiewirtschaft und zeigen die Integrationsmöglichkeiten des lokalen Marktes in die bestehenden energiewirtschaftlichen Strukturen. Eine wichtige Rolle nimmt hier der Bilanzkreisverantwortliche (BKV) bzw. Lieferant ein. Dieser wirkt als Aggregator und sorgt für Liquidität auf dem lokalen Markt. Die Prosumer-Boxen repräsentieren lokale IT- und Hardware-Installationen, die notwendig sind, um am lokalen Strommarkt teilzunehmen. Die Boxen Strommarkt und Zentrales Prognosesystem stehen für Software-Komponenten, welche auf zentralen Servern im Einsatz sind und mit allen Prosumern kommunizieren.

Abläufe im Stromhandelssystem

Die wichtigsten Abläufe des Stromhandelsmechanismus lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Marktteilnehmer planen ihren Netzbezug und ihre Einspeisung anhand von Preisprognosen und lokaler Strombedarfsprognosen. Lokal werden finanziell optimale Fahrpläne der Energieanlagen für die nächsten 36 Stunden erstellt. Dem Fahrplan wird die Strommenge für die nächste Handelsperiode am lokalen Strommarkt entnommen. Diese kann nun entweder im direkten P2P Handel über eine Pooling Plattform angeboten oder am zentralen lokalen Strommarkt gehandelt werden.

Am lokalen Strommarkt werden die Gebote sortiert und ein markträumender Preis gebildet. Bei der Sortierung der Gebote können die Lokation der Bietenden und möglicherweise anfallende zeitlich und räumlich variierende Netzentgelte berücksichtigt werden. Die jeweils anfallenden Netzentgelte werden vom örtlichen Verteilnetzbetreiber an den Markt übermittelt. Der entwickelte Matching-Mechanismus wird im Abschnitt Matching unter Lokationsberücksichtigung erläutert.

Die Informationen über die gehandelten Strommengen werden dann an Prosumer und Lieferanten gesendet. Prosumer passen mit dieser Information ihre Fahrpläne entsprechend an. Der Lieferant hat nun Zeit seinen Bilanzkreis am Spotmarkt auszugleichen.

Der Handel wird über einen Transparenzmechanismus (siehe Abschnitt „Konzeptentwicklung und Validierung des P2P Energiehandels“ sowie „II.b Ein Tool zur Verifikation und Absicherung des Marktes“) und die effiziente Speicherung ausgewählter Daten auf einer Blockchain abgesichert.

Abbildung 7 zeigt, wie Prosumenten den aktuellen Status ihrer Stromversorgung beobachten können. Separat dargestellt wird die Leistung, die vom BEST-Markt und vom übergeordneten Netz bezogen wird. Außerdem ist zu sehen wie hoch der lokale Stromverbrauch ist und ob aktuell Strom aus der Batterie entnommen oder eingespeichert wird.

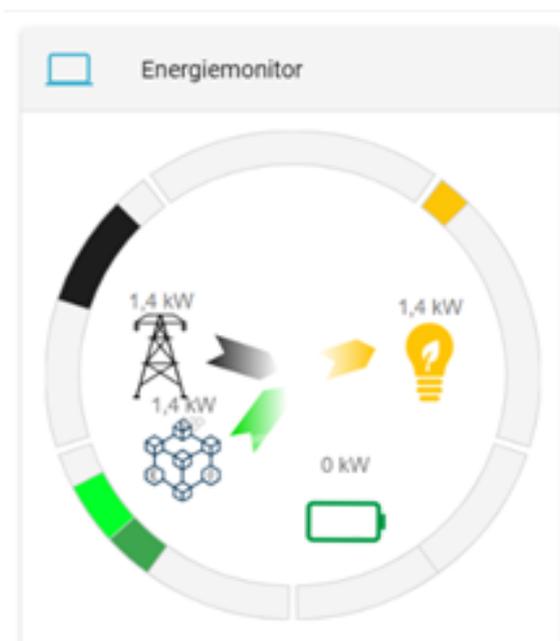


Abbildung 7: GUI-Ansicht – Energiemonitor

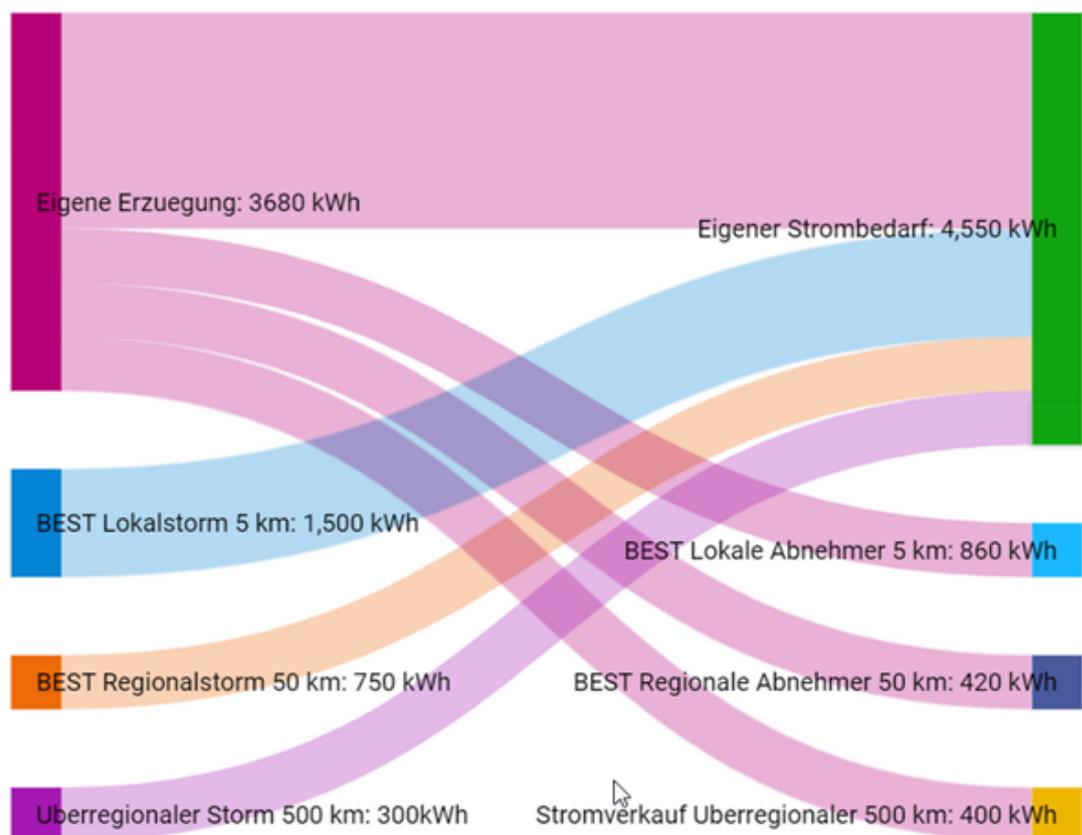


Abbildung 8: Flussdiagramm beim Prosumer – Woher kommt und wohin geht der Strom?

Wie sich der akkumulierte Stromverbrauch vom Beginn eines Abrechnungszeitraums bis zu diesem Tag zusammengesetzt hat, kann dem Sankey Diagramm in Abbildung entnommen werden. Diese Darstellung ist Teil der GUI und zeigt auf der linken Seite die Stromquellen und auf der rechten die Stromsenken. Es kann abgelesen werden zu welchem Anteil der selbsterzeugte Strom auch selbst verbraucht wurde und wo die Restmengen hingeflossen sind. Außerdem kann nachvollzogen werden, woher der Strom kam, mit dem die Restmengen aufgefüllt wurden, die nicht aus der lokalen Erzeugung gedeckt werden konnten.

Strompreis(-prognosen)

Im Praxistest des Projektes entsprachen die Preisprognosen den Strombeschaffungskosten bzw. Vermarktungserlösen am Großhandel, inklusive Auf- und Abschlägen des Lieferanten, die z. B. das Risiko für Ausgleichsenergie oder kurzfristige Änderungen im Intraday-Handel decken. Da der Lieferant zu diesen Preisen nahezu unbegrenzt Strom am Markt handeln kann, stellen seine An- und Verkaufspreise Preisbegrenzungen dar. Dies verhindert, dass lokale Marktmacht einzelner Prosumer ausgenutzt werden kann. Ein Preiskorridor für lokale Strompreise ergibt sich, wenn z. B. bei lokalem Stromhandel weniger (Neben-)Kosten (Netzentgelte, Stromsteuer) anfallen. Der Lieferant kann als Aggregator die Flexibilität des lokalen Marktes nutzen, um seine Beschaffungsstrategie zu optimieren oder sie direkt zu vermarkten.

Zeitlicher Ablauf

Der Handel am lokalen Strommarkt ist in direkt aufeinanderfolgende Handelsintervalle aufgeteilt. Es gibt einen zeitlichen Versatz zwischen dem Handel am lokalen Strommarkt und dem Lieferzeitraum. Dieser Versatz ermöglicht es dem Lieferanten z. B. über direkte Handelspartner (OTC) oder am Intra-Day Markt seinen Bilanzkreis auszugleichen. Die zeitlichen Abläufe sind in Abbildung 9 dargestellt.

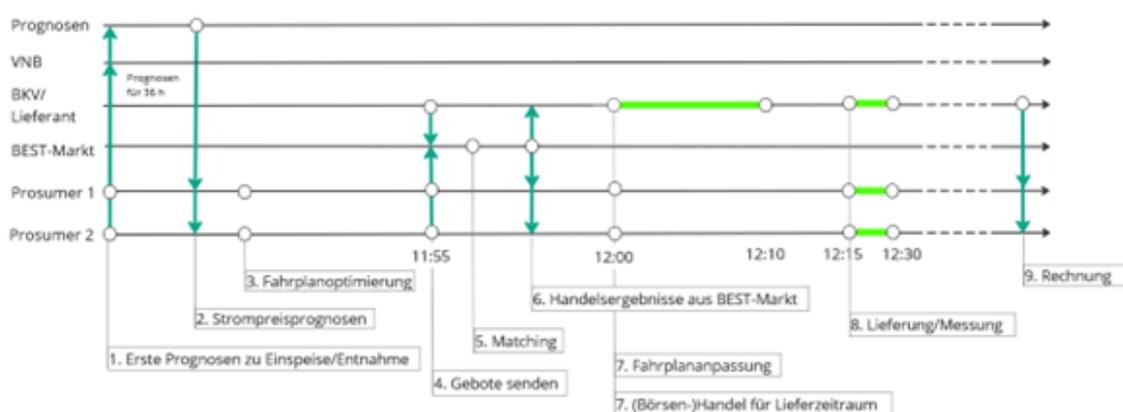


Abbildung 9: Zeitlicher Ablauf eines Handelsintervalls

I.d Technische Voraussetzungen

Hardware-Komponenten und Systemlandschaft

Regionale Energiemärkte funktionieren nur, wenn die nötigen Hardware- und Softwarekomponenten installiert sind, und diese einer standardisierten Systemarchitektur folgen. Die Integration moderner Messgeräte gewährleistet eine kontinuierliche und präzise Datenerfassung. Für eine reibungslose Kommunikation zwischen den verschiedenen Systemkomponenten sorgt die Implementierung klar definierter Schnittstellen. Die Nutzer sind in einem zentralen System registriert, die Datenintegrität und Vertraulichkeit beim Austausch über das Netzwerk garantiert eine spezielle Sicherheitsinfrastruktur.



Abbildung 10: Installation der speziellen Hardware an einem Teststandort. Auf der BEST-OLI-Box sind das dezentrale BEST-System mit Bietagent und das lokale Energiemanagementsystem in Betrieb.

Der Weg zum dynamischen Stromtarif

Damit ein Prosumer am lokalen Energiemarkt teilnehmen kann, ist zumindest der Last- und Erzeugungsgang seiner Anlagen beziehungsweise das Delta am Netzanschlusspunkt zu ermitteln. Diese Profile müssen viertelstundenscharf und unmittelbar nach der Messung an das zentrale BEST-System übermittelt werden, um eine dynamische Aggregation im Bilanzkreis durchzuführen. Zum Auslesen der modernen Messeinrichtung am Netzanschlusspunkt kann entweder eine eigene Hardware mit optischem Lesekopf oder ein vollständig intelligentes Messsystem mit dem Tarifenwendungsfall 7 (Zählerstandsgangmessung) eingesetzt werden. In jedem Falle müssen die ermittelten Energiedaten abrechenbar sein, wofür der grundzuständige oder ein wettbewerblicher Messstellenbetreiber eingebunden werden muss.

Das Resultat des lokalen Energiemarktes ist eine Art dynamischer Stromtarif, der sich anders als üblich lokal bildet und nicht „top-down“ festgelegt wird. Unter der Annahme eines weiterentwickelten Netzentgeltregimes entstehen räumlich differenzierte Preissignale innerhalb des ansonsten einheitlichen deutschen Marktgebiets. Über eine App als Benutzeroberfläche erfährt die Kundin und der Kunde, wann der Strom voraussichtlich wie viel kosten wird – und er kann sein Verhalten – wenn gewünscht – danach ausrichten. Richtig überzeugend werden die Vorteile des dynamischen Preises aber erst mit der Einbindung eines vollständigen Energiemanagementsystems (EMS) für die Kundinnen und Kunden. Das optimiert den Einsatz der Energieanlagen beim Prosumer, also etwa der PV-Anlage, Batterie, Wallbox oder Wärmepumpe. Die wirtschaftlichen oder energetischen Kriterien dafür legt der Prosumer selbst fest. Zudem beinhaltet das EMS einen Biet-Agenten, der über Wetterdaten und – auch historische – Informationen über den Markt verfügt. Ergebnis: Kundinnen und Kunden erzielen mit dem von ihnen erzeugten Strom den maximalen Gewinn beziehungsweise beziehen ihren aus dem Netz benötigten Strom besonders günstig.

Herausforderung heterogene Anlagen

Soweit die Theorie. In der Praxis stellte sich die Vielzahl der Anlagen der realen Kundinnen und Kunden als eines der Haupthindernisse des Projekts heraus. Zumeist handelte es sich dabei um verschiedene Hersteller von Wechselrichtern, Batteriespeichern oder Wärmepumpen. Zudem fehlt ein ausreichend offenes EMS, das alle Komponenten wie Biet-Agent und Prognose-Systeme problemlos zusammenführen kann. So musste das BEST-Feldtest-Team zunächst per Onboarding-Check den Ist-Zustand der Anlagen aufnehmen sowie die vorhandene Netzwerktechnik, die Messkonzepte und Schnittstellen erfassen und bewerten. Auf dieser Grundlage wurde ein Installationsplan mit den technischen und organisatorischen Maßnahmen erstellt, die den Kundinnen und Kunden auf einen „BEST-ready-Stand“ brachten. Ein aufwendiger Vorgang, in den Mitarbeitende mit verschiedenen Kompetenzen, etwa Elektrotechnik, Netzwerktechnik und Vertrieb, involviert waren.

Mit openEMS setzte BEST auf eine wesentliche Softwarekomponente, welche Standardisierung und Offenheit maximiert. Es kann damit eine Vielzahl von Energieanlagen integriert werden – mit einigen Ausnahmen. Insbesondere Batterien und Wärmepumpen verfügen oftmals nicht über geeignete Schnittstellen für die Einbindung in „Third-Party“-Energiemanagementsysteme. Stattdessen sind sie nur mit herstellereigenen Systemen vollständig kompatibel. Dasselbe gilt für einige PV-Wechselrichter. Dies führte in einigen Fällen dazu, dass Kundinnen und Kunden oder manchen Anlagen die Teilnahme am Praxistest verwehrt blieb. Initiativen wie EEBus versuchen die Kompatibilität von Energieanlagen, EMS und weiteren Komponenten herstellerübergreifend zu erreichen. In einer gewachsenen Umgebung mit Prosumeranlagen unterschiedlichen Alters sind solche Schnittstellen und Protokolle jedoch häufig noch nicht verfügbar. Über die nächsten Jahre hinweg dürften bei größerer Marktdurchdringung dezentraler Energieanlagen eine Standardisierung von Schnittstellen und Vereinheitlichung von Kommunikationsprotokollen zu erwarten sein.

Ein Trend: die Cloud-Lösung des Herstellers

Der Trend geht allerdings verstärkt zu proprietären Cloud-Infrastrukturen. Große Hersteller rollen millionenfach Wechselrichter, Wallboxen und eigene EMS-Lösungen aus, die insbesondere herstellerintern sehr gut funktionieren und eine Vielzahl an Funktionen umsetzen. Die EMS-Systeme haben eine ständige Verbindung zu der vom Hersteller eingesetzten zentralen Cloud. Sämtliche Daten, die lokal im EMS beim Kunden und der Kundin anfallen, sowie die Steuerfunktionen stehen dort ebenfalls bereit. Bereits heute versuchen die Hersteller, diese Idee weiter zu verwerfen, indem sie zum Beispiel Projekten wie BEST oder Produktentwicklern per Cloud Zugriff auf die Anlagen des Kunden und der Kundin geben – natürlich nur mit dessen Einverständnis und oftmals gegen eine entsprechende Gebühr. Der Vorteil ist, dass dadurch eine teure Neuinstallation von zusätzlicher Hardware überflüssig werden kann.

Wirtschaftlich gesehen können durch die Vermeidung der Investition in zusätzliche Geräte und von Installationsvorgängen bei den Kundinnen und Kunden diese kostengünstiger und schneller in den lokalen Energiemarkt aufgenommen werden. Dafür entstehen laufende Kosten durch die Nutzung der Hersteller-Cloud. Produkt- und Projektentwicklerinnen und -entwickler sollten beim Design ihrer Applikation genau überlegen, welche Daten wirklich notwendig sind, zum Beispiel hinsichtlich ihrer zeitlichen Auflösung oder der zu erwartenden Latenz bei der Übertragung. Welchen Grad an Einfluss des Herstellers er akzeptiert, muss die Kundin und der Kunde individuell abwägen. Das BEST-System ist, wie beschrieben, auf Standardisierung und Interoperabilität ausgerichtet. Eine Chance für Stadtwerke und regionale Energieversorger mit dem BEST-System liegt darin, ihre Kundinnen und Kunden herstellerunabhängig zur Teilnahme an lokalen Energie- und Flexibilitätsmärkten sowie weiteren systemdienlichen Anwendungsfällen zu befähigen.

Das Steuern der Anlagen bringt weitere Herausforderungen, aber auch Möglichkeiten mit sich. Damit die Umsetzung nicht an überbordender Komplexität scheitert, ist es ratsam, bereits früh technische und organisatorische Systemgrenzen mit einzuplanen. Eine Option ist es, das EMS ausschließlich in den Verantwortungsbereich der Kundin und des Kunden zu legen, so dass vom lokalen Energiemarkt lediglich ein Preissignal kommuniziert wird. Dies kann Haftungsfragen vereinfachen und die Kompatibilität durch die klare Definition der Verantwortung und Datenübergabe beziehungsweise Schnittstelle sicherstellen.

Praxisnahe Testumgebungen und iterative Weiterentwicklung

Im Rahmen des Projekts wurden zahlreiche Testumgebungen aufgebaut sowie Szenarien simuliert, um verschiedene Anwendungsfälle abzubilden – beispielsweise die Steuerung von Batteriespeichersystemen und die Optimierung von Energieflüssen in Echtzeit. Dadurch entstand ein Testfeld für die Erprobung weiterer Anwendungsfälle im Bereich lokaler Energiemärkte und netzdienlicher Dienstleistungen. Da echte Prosumer eingebunden wurden, deren Anlagen teilweise seit vielen Jahren in Betrieb sind, konnten praxisnahe Bedingungen geschaffen werden. Die gefundenen Lösungen lassen sich sowohl für neue als auch für bestehende Energieanlagen einsetzen, da sie modular aufgebaut und skalierbar sind. Das senkt die Implementierungskosten und erhöht die Effizienz.

Die gewonnenen Felderfahrungen sind entscheidend, um die Interoperabilität und Standardisierung voranzubringen. Durch die enge Zusammenarbeit im Projekt konnten Schnittstellenprobleme rasch identifiziert und behoben sowie die Systeme an unterschiedliche Einsatzbedingungen angepasst werden. Die Bewältigung diverser Herausforderungen im Laufe von BEST führte zu Empfehlungen für zukünftige Produktentwicklungen und die Wahl von IT-Diensten. Dazu gehören etwa die Sicherstellung der Datenintegrität, die Gewährleistung einer stabilen Netzwerkkonnektivität und die Integration von Sicherheitsmechanismen.

Die im Feld gesammelten Daten und Rückmeldungen bildeten die Basis für eine kontinuierliche Anpassung und Weiterentwicklung der Systeme. So ist für eine resiliente Software beispielsweise wichtig, dass sie Kommunikationsverbindungen nach einer Unterbrechung wieder aufbaut, ohne dass ein manueller Eingriff notwendig ist. Auf diese Weise verbesserten die Projektbeteiligten iterativ die Robustheit und Effizienz der Lösungen. Sich ändernde Marktbedingungen und technische Herausforderungen führten zur Optimierung der Modelle und Algorithmen.

I.e Produkte im Bereich des regionalen Strommarkts

Produkte im Bereich des regionalen Strommarkts

Das BEST-Projekt liefert viele Puzzleteile für innovative Produkte im Bereich der Energiewende und regionaler Vermarktungsformen. Flexibilität von dezentralen Einheiten wie stationären Batterien, Ladeinfrastruktur, KWK-Anlagen oder Wärmepumpen wird hierbei für den regionalen Abgleich von Erzeugung und Verbrauch genutzt. Produktseitig sind viele Formen denkbar, die solche Konstrukte in die Anwendung bringen. Diese sollten mit den vor Ort vorhandenen Präferenzen der Kundinnen und Kunden abgeglichen werden. Die einfachste Produktvariante stellt einen einfachen und variablen Tarif dar, der aber im Hintergrund von netzentgeltseitigen Rabatten (Modul 1 bis Modul 3 in der Niederspannung) und ggf. auch Optimierung von flexiblen Anlagen profitiert. Fehlt dabei die Nutzerinteraktion (App), ist es für Prosumer zwar einfach, jedoch werden das nutzbare Flexibilitätspotenzial und damit alle Kostenvorteile nicht immer ausgeschöpft. Zudem könnte in diesem Fall eine rein auf historischen Nutzungsdaten basierende Optimierung manchmal dazu führen, dass ein Elektro-

fahrzeug bei Abfahrt nicht den gewünschten Ladezustand hat. Bessere Ergebnisse und mehr Transparenz versprechen Produktansätze, die erklären, warum und wann Strombezug bzw. Stromspeisung sowie Ladungen von Batterien stattfinden und ggf. auch einen variablen Preis anzeigen – historisch aber auch in Echtzeit. Dies hätte auch den Vorteil, dass – falls gewünscht – Prosumer manuell bedienbare Geräte (wie Wasch- oder Spülmaschine) zum optimalen Zeitpunkt nutzen können. Wenn darüber hinaus nicht nur ein variabler Tarif kommuniziert wird, sondern ebenfalls die Herkunft des Stroms (z.B. auf Basis von Postleitzahlen oder Ortschaften) bzw. auch gesagt wird, wohin der eigene Überschuss verkauft wird, kommt dies dem BEST-System am nächsten. Es stellt sich jedoch die Frage, inwiefern hier ein zusätzlicher Mehrwert gegenüber einem Modell geboten wird, das nur variable Preise aus regional und überregional verfügbaren Anlagen ermittelt. Da Netzbezug und -entnahme meistens hochdynamisch sind, wären Gesamtanteile über eine Abrechnungsperiode wie einem Monat oder Jahr praktikabel – und weniger ein „Einzelverbindungsnaehweis“ jeder Wattstunde. Erst regulatorisch bedingte Vorteile, wie z.B. Netzentgeltrabatte ähnlich dem Modell der Erneuerbaren Energien Gemeinschaften in Österreich, würden diese Art der feingranularen Bilanzierung in Unterbilanzkreisen ggf. mit einem Zusatznutzen verbinden.

Die größten Hebel für die Wirtschaftlichkeit sind aktuell mit den Preisdifferenzen und der Preisdynamik am Großhandelsmarkt verbunden. Zukünftig kann sich dies ändern, auch wenn z.B. der Regelleistungsmarkt sich noch weiter für gepoolte Kleinanlagen öffnet. Die Produkte dürften daher genau dann zukunftssicher sein, wenn die Flexibilität der Prosumer möglichst marktübergreifend vermarktet werden kann. Ob lokale oder überregionale Nutzen daraus resultieren, sollte flexibel anpassbar sein, je nachdem was höhere Vorteile verspricht. Eine reine Fokussierung auf den regionalen Markt ist demnach weniger attraktiv als vielmehr eine Aktivierung von Prosumern und ihrer Flexibilität für die regionale und europaweite Energiewende – die allen Beteiligten auch finanzielle Vorteile beschert.

II. Eine digitale Basis für den dezentralen Stromhandel

II.a Software-Framework und Sicherheitsarchitektur

Software-Framework und Infrastruktur-Entwicklung in Simulation, Real-Labor und Feldtest

Die BEST-Software wurde als modulares Software-Framework ausgestaltet. Die einzelnen Softwaremodule laufen dabei in Docker-Containern, einer standardisierten und stark verbreiteten Virtualisierungsumgebung, die durch ihre Portabilität konsistente Betriebsabläufe auf unterschiedlichen Hostbetriebssystemen und Hardware erlaubt. Das Zusammenspiel der verschiedenen BEST-Module wurde zunächst mit docker-compose realisiert, wobei verschiedene Ausprägungen des BEST-Systems (Server, Reallabor und Feldtest) mittels unterschiedlicher docker-compose Konfigurationsdateien gestartet werden können.

Ein Docker-basiertes, modulares Software-Framework wurde entwickelt, das nahtlos zwischen Server, Real-Lab und Feldtest wechseln kann. Dies ermöglicht die Entwicklung und das Testen verschiedener Energiemanagementstrategien in variablen Umgebungen, sowohl in Simulationen als auch in Praxistests. Eine einheitliche Konfigurations- und Verwaltungsstruktur ermöglicht die Verwendung derselben Softwarekomponenten in verschiedenen Einsatzszenarien, was Entwicklungszeit spart, und die Zuverlässigkeit der Testergebnisse erhöht.

Spezielle Laborumgebungen wurden für Hardware-in-the-Loop (HiL)-Simulationen eingerichtet, die physische Benutzer mit realen Energieanlagen und simulierten lokalen Energiegemeinschaften verbinden. Diese Umgebungen ermöglichen die Nachbildung realer Bedingungen und das Testen der Interaktion zwischen simulierten und realen Komponenten, um die Übertragbarkeit von der Simulation zur realen Anwendung sicherzustellen. Die Laborumgebung ermöglicht Tests verschiedener Szenarien und Konfigurationen zur Validierung der Systemleistung und -robustheit vor dem Feldtest, einschließlich der Integration realer Energieverbraucher und -erzeuger sowie der Simulation von Netzereignissen und Benutzerinteraktionen.

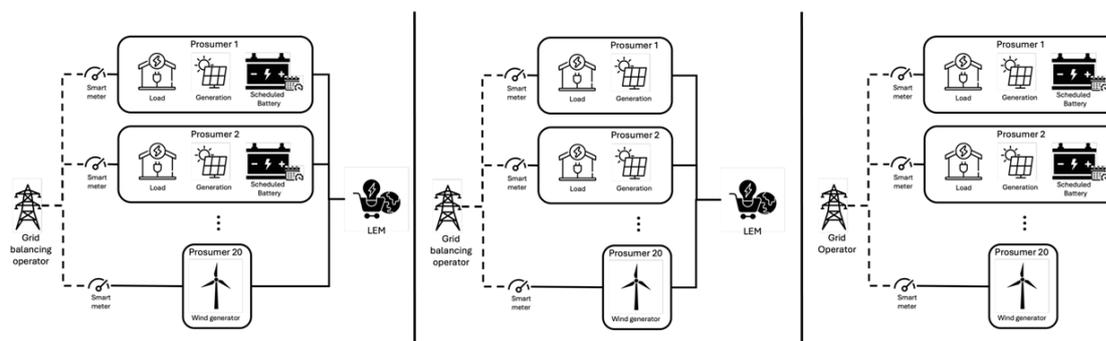


Abbildung 11: Die Topologien für drei Systemkonfigurationen im Vergleich: von links nach rechts, BEST, Market-only und Schedule-only.

Das entwickelte Software-Framework kann zur Bewertung und Optimierung verschiedener Managementstrategien für Energieanlagen eingesetzt werden. Es ermöglicht die Analyse unterschiedlicher regulatorischer Rahmenbedingungen anhand selbst definierter Leistungskennzahlen, um die Effizienz und Anpassungsfähigkeit der Strategien an unterschiedliche gesetzliche Vorgaben zu testen. Die Anwendungsmöglichkeiten des Frameworks sind vielfältig und umfassen Forschung und praktische Anwendungen.

Wir bewerten die entwickelte Auktionsstrategie mit zwei anderen Konfigurationen und validieren deren Effizienz mithilfe des entwickelten Software-Frameworks. Abbildung 1 zeigt drei Konfigurationen: (1) BEST Konfiguration: Prosumer können Batterien planen und am Energiehandel teilnehmen, (2) Nur Markt: Prosumer nehmen am Markt ohne Batterieplanung teil, (3) Nur Zeitplan: Prosumer verwalten Batterien ohne Marktteilnahme. Die im Rahmen der jüngsten BEST-Forschungsarbeit entwickelte Planungsstrategie erwies sich als überlegen, da sie in den Bewertungskriterien wie Selbstversorgung, geringere Netzbelastung und wirtschaftliche Vorteile dank des entwickelten Software-Frameworks eine bessere Leistung erzielte.

Das Framework wurde intensiv getestet, um die Funktionalität und Leistungsfähigkeit der entwickelten Lösungen unter verschiedenen Bedingungen zu überprüfen und zu optimieren. Die Ergebnisse lieferten wertvolle Daten für die Verfeinerung der Systeme und bestätigten deren Vielseitigkeit und Eignung für reale Anwendungen. Tests im Labor und Feld identifizierten und behoben Schwachstellen, verbesserten die Leistung und Zuverlässigkeit der Systeme und bereiteten sie auf den realen Einsatz vor.

Für den Feldtest wurde die Orchestrierung der zentralen Marktcomponenten von docker-compose auf das von Cloud-Anbietern häufig genutzte Kubernetes-System umgestellt. Ein zentrales Ziel war die IT-Sicherheit in Bezug auf Kommunikation, Datenintegrität und Interoperabilität zwischen den Systemcomponenten, wie im Kapitel "Sicherheitsarchitektur" weiter ausgeführt. Die gewonnenen Felderfahrungen förderten die Interoperabilität und Standardisierung, was zu einer besseren Anpassung der Systeme an verschiedene Einsatzbedingungen führte. Netzbetreiber profitieren von effizienterem Energiemanagement, Prosumer von höherer Autonomie und besserer Energieintegration und Forschungseinrichtungen von einem robusten Entwicklungsframework. Die kontinuierliche Weiterentwicklung des Frameworks basierte auf Feldtests und Simulationen, was die Effizienz und Robustheit der Lösungen sicherstellte. Standardisierte Schnittstellen und Sicherheitsmechanismen gewährleisteten Datenintegrität und -vertraulichkeit, was besonders für die sichere Einbindung von Prosumer-Standorten wichtig war.

Konzeptentwicklung und Validierung des P2P Energiehandels

Fortiss hat einen innovativen P2P-Energiehandels- und Clearing-Mechanismus entwickelt, der besonders auf Fairness im Handel und Benutzerpräferenzen achtet. Dieser Mechanismus ermöglicht es, Energie zwischen verschiedenen Benutzern direkt zu handeln, ohne eine zentrale Instanz. Dies erhöht die Effizienz und senkt die Kosten im Vergleich zu traditionellen Energiemärkten. Der Mechanismus berücksichtigt individuelle Präferenzen der Nutzenden und gewährleistet, dass der Handel fair und transparent abläuft. Dabei werden benutzerdefinierte Parameter wie Preisvorstellungen und Energiemengen in den Handelsalgorithmus integriert, um optimale Handelsentscheidungen zu ermöglichen.

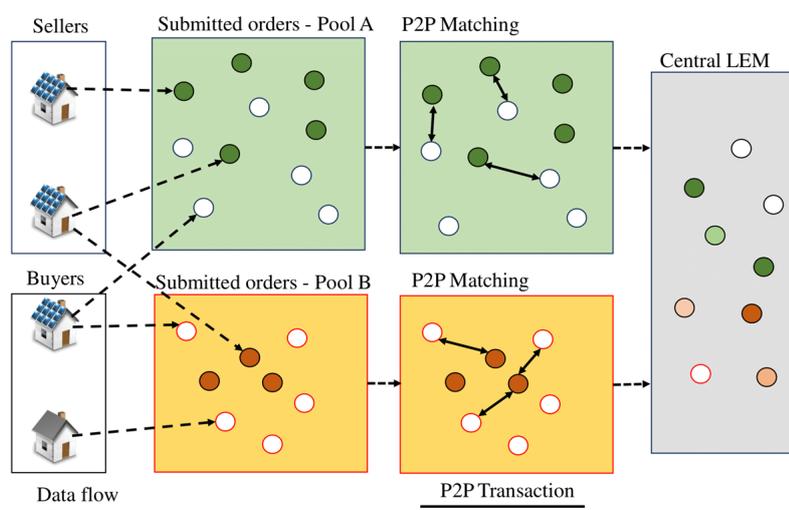


Abbildung 12: Entwickeltes dezentrales P2P-Marktmodells

Diese Plattform ermöglicht es den Nutzenden, Handelsguppen oder Pools (grüne und gelbe Kästen in der Abbildung 2) zu bilden, in denen sie Energie zu benutzerdefinierten Konditionen handeln können. Die Flexibilität der Pools ermöglicht es, spezifische Präferenzen und Bedürfnisse der Nutzenden zu berücksichtigen, sei es innerhalb von Familien, Nachbarschaften oder zwischen verschiedenen Standorten einer Organisation. Die Plattform verwendet einen Matching-Algorithmus, der die besten Handlungsoptionen basierend auf den festgelegten Kriterien identifiziert und die Transaktionen automatisch abwickelt.

Der entwickelte P2P-Energiehandelsmechanismus wird auf der Pooling-Plattform in lokalen Benutzergruppen angewendet. Diese Gruppen können durch einstellbare Benutzerpräferenzen definiert werden, um die Fairness des Handels zu garantieren. Jeder Nutzende kann eine Gruppe/einen Pool nach seinen Vorlieben erstellen oder einer bestehenden Gruppe/einem bestehenden Pool beitreten, der seinen Vorlieben entspricht. Darüber hinaus kann die Plattform zur Optimierung von Energiemanagementstrategien genutzt werden, indem sie verschiedene Szenarien¹ und Handelsstrategien simuliert. Dies ermöglicht es den Nutzenden, die besten Strategien für ihre spezifischen Bedürfnisse zu identifizieren und anzuwenden. Zudem bietet die Plattform die Möglichkeit, regulatorische Rahmenbedingungen zu analysieren und ihre Auswirkungen auf den P2P-Energiehandel zu bewerten.

Der regulatorische Rahmen der Energiewirtschaft entwickelt sich weiter, insbesondere was die Legitimation des P2P-Energiehandels betrifft. Es besteht noch Unsicherheit darüber, wie diese Handelsformen gesetzlich geregelt werden und welche rechtlichen Rahmenbedingungen sie erfüllen müssen. Diese Unsicherheiten stellen eine Herausforderung dar, bieten aber auch die Möglichkeit, innovative Ansätze und Geschäftsmodelle zu entwickeln, die den aktuellen und potenziellen

¹ Okwuibe, Godwin C., et al. „Pooling platform: A decentralized local energy market platform based on clustered prosumer's preferences.“ 2023 International Conference on Future Energy Solutions (FES). IEEE, 2023.

zukünftigen regulatorischen Anforderungen gerecht werden. Die Rolle der Nutzenden und deren Interaktion mit dem voll-automatischen Energiehandelssystem sind ebenfalls noch nicht ausreichend erforscht. Es ist wichtig, die Bedürfnisse und Erwartungen der Nutzenden besser zu verstehen, um die Benutzerfreundlichkeit und Akzeptanz der Systeme zu erhöhen. Fortiss hat in diesem Bereich erste Untersuchungen durchgeführt und plant, weitere Studien durchzuführen, um die Interaktion und Zufriedenheit der Nutzenden zu verbessern.

Steuerung von Energieanlagen – Wirtschaftliches Management durch vorausschauende Planung

Unsere Grundannahme ist, dass Teilnehmende (Prosumer) am BEST-Strommarkt beim Handeln wirtschaftlich erfolgreich sein wollen, um Kosten und Investitionen auszugleichen und zumindest langfristig Profit zu erzielen. Um dies zu unterstützen, haben wir ein mathematisches Optimierungsmodell erarbeitet, um die Energienachfragen und -angebote (bids und asks) sowie die Steuerung der BEST-Energieanlagen kostengünstig und ertragsoptimierend zu gestalten. Dabei werden Versorgungslücken vermieden und Überschüsse genutzt. Um gute Empfehlungen für das Handeln und die Anlagensteuerung abzugeben, werden allerdings realistische Vorhersagen der variablen Energiepreise am BEST-Strommarkt, des volatilen Energieertrags, z. B. aus PV oder Windkraftanlagen, und des zeitlichen Energiebedarfs benötigt. Im Projekt BEST wurden Modelle zur Steuerung von stationären Batteriespeichern entwickelt. Eine sektorübergreifende Erweiterung des Optimierungsmodells für weitere Energieanlagen wie z.B. für Wärmepumpen oder Wärmespeicher, aber auch für Elektrofahrzeuge ist möglich, sofern diese Anlagen steuerbar sind und notwendige Prognosen wie z. B. zum Wärmebedarf oder die Verfügbarkeit und Ladezustände von Elektrofahrzeugen vorliegen.²

Das entwickelte Optimierungsmodell wird individuell für jeden Teilnehmenden am BEST-Strommarkt entsprechend der jeweils gegebenen Situation erstellt und dezentral gelöst. Das Modell basiert auf der gemischt-ganzzahligen Programmierung und bestimmt schrittweise für das nächste Handelsintervall Empfehlungen und Steuerpläne für die Energieanlagen der/des Teilnehmenden (Prosumer), wobei die aktuelle Ist-Situation sowie die Prognosen für einen festen Planungshorizont von mehreren Stunden die Grundlage der Optimierung sind. Für eine robuste Optimierung werden die Speicherkapazitäten der dabei eingesetzten Batterien nicht vollständig ausgenutzt, so dass bei guten Prognosen und folglich überschaubaren Soll-Ist-Abweichungen genügend Entlade- oder Ladekapazität zum Ausgleichen von Unterdeckungen oder Überschüssen zur Verfügung steht.

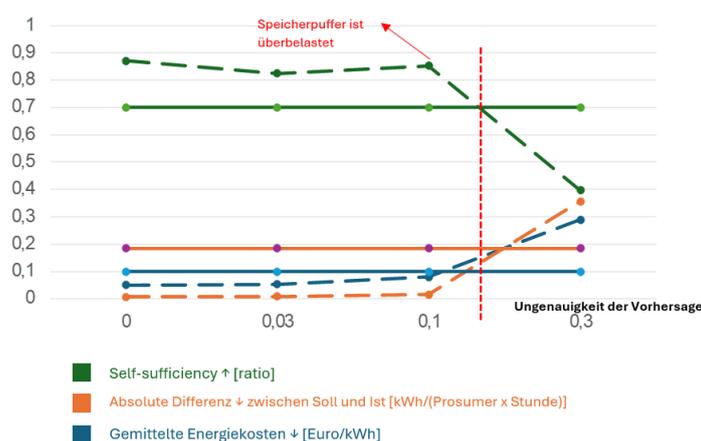


Abbildung 14: Systemleistung bei verschiedenen experimentellen Setups. Gepunktete Linien zeigen die Leistung mit simulierten Vorhersagemodellen in Bezug auf unterschiedliche Genauigkeiten. Durchgezogene Linien repräsentieren die Systemleistung mit dem Vorhersagemodus

² Wolf, A. (2020). Modular Modeling and Optimized Scheduling of Building Energy Systems Based on Mixed Integer Programming. In: Hofstedt, P., Abreu, S., John, U., Kuchen, H., Seipel, D. (eds) Declarative Programming and Knowledge Management. INAP WLP WFLP 2019 2019 2019. Lecture Notes in Computer Science(), vol 12057. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-030-46714-2_3.

Die Simulation eines lokalen Energiemarktes hat gezeigt, dass das gewählte Optimierungsmodell neben Gewinnen auch die Eigenständigkeit („self-sufficiency“) als auch den Eigenverbrauch der Prosumer gegenüber anderen Ansätzen erhöht (siehe Abbildung 1), was im BEST-Projekt angestrebt wurde. Weiterhin haben Untersuchungen bestätigt, dass die Optimierung bis zu einem gewissen Grad robust gegenüber Prognosefehlern ist, was für einen praktischen Einsatz eine gute Voraussetzung ist. Die Systemleistung des BEST-Projekts für eine simulierte Kommune über den Zeitraum einer einwöchigen Simulation ist in Abbildung 3 dargestellt. Die rote gestrichelte Linie zeigt die ungefähre Genauigkeit des Vorhersagemodells an, das in der Lage ist, die gleiche Leistung wie im BEST-Projekt zu erzielen. Um den Einfluss der Batteriekapazität auf die Leistung des BEST-Systems zu überprüfen, simulieren wir Benutzer mit unterschiedlichen Batteriekapazitäten und variierenden Batteriekapazität/Spitzenleistung-Verhältnissen, während die Konfiguration der Gemeinde unverändert bleibt. Die gleichen Leistungskennzahlen für einen einmonatigen Simulationszeitraum sind in Abbildung 4 dargestellt.

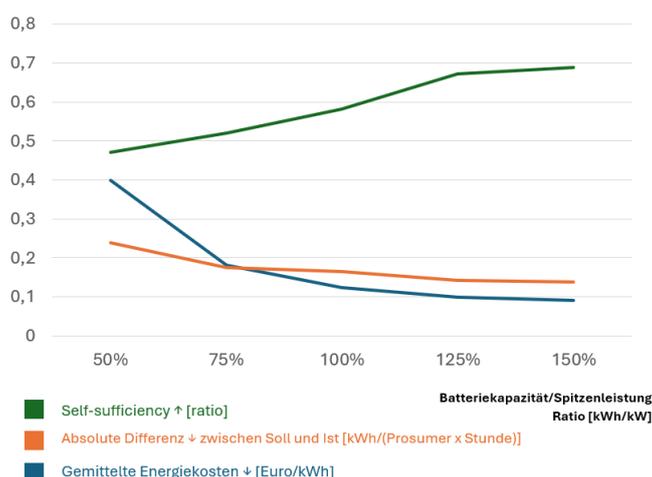


Abbildung 15: BEST-Systemleistung bei unterschiedlichen Batteriekapazität/Spitzenleistung-Ratio [kWh/kW]. Ergebnisse einer einmonatigen Simulation einer Kommune.

Die Integration von Sektorkopplung stellt eine besonders vielversprechende Erweiterung für das entwickelte Optimierungsmodell dar. Durch die Verknüpfung verschiedener Energiesektoren wie Elektrizität, Wärme und Mobilität können Synergien genutzt und die Gesamteffizienz des Energiesystems erheblich gesteigert werden. Beispielsweise kann überschüssige elektrische Energie aus Photovoltaikanlagen zur Wärmeerzeugung genutzt oder zur Ladung von Elektrofahrzeugen eingesetzt werden. Diese sektorübergreifende Nutzung führt zu einer besseren Auslastung der vorhandenen Ressourcen und zur Reduzierung von Energieverlusten. Auf Basis eines erweiterten Optimierungsmodells können durch Einbeziehung weiterer Energiesektoren umfassende Steuerungsstrategien entwickelt werden, die die Flexibilität der Sektorkopplung ausschöpfen.

Ein weiterer bedeutender Vorteil des entwickelten Schedulers (Komponente zur Zeitplanung bzw. Fahrplanerstellung), ist seine Fähigkeit, mit der Volatilität der Energieerzeugung und des Energieverbrauchs umzugehen. Schwankungen in der Energieproduktion, etwa durch variierende Wetterbedingungen, und im Verbrauchsverhalten können zu erheblichen Herausforderungen bei der Energieplanung führen. Der Scheduler nutzt ein auf historischen Daten trainiertes neuronales Netzwerk als Prognosemodell, um diese Volatilität zu berücksichtigen und robuste Pläne zu erstellen, die flexibel auf

Änderungen reagieren können. Dies stellt sicher, dass Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz auch unter unsicheren Bedingungen gewährleistet sind. Durch die kontinuierliche Anpassung der Planungsparameter auf Basis der neuesten Daten bleibt das System stets optimal aufgestellt, um auf plötzliche Änderungen in der Energieerzeugung und -nachfrage zu reagieren.

Zur Lösung der Optimierungsprobleme wurden diese in der Programmiersprache CMPL³ modelliert und mit dem frei verfügbaren Solver für gemischt-ganzzahlige lineare Probleme CBC⁴ gelöst. Unsere Untersuchungen haben gezeigt, dass der Optimierungsprozess auf einem Mini-PC von Intel, Next Unit of Computing (NUC), durchschnittlich 1,256 Sekunden zur Bestimmung des Lade-/Entladeplans der Batterie bei einem Planungshorizont von 40 Stunden dauerte. D. h. zwischen zwei Handelsintervallen wurden von den 15 Minuten nur wenige Sekunden für die Optimierung benötigt, so dass auch bei einer moderaten Verallgemeinerung mit sektorübergreifenden Modellen mit keinem zeitlichen Engpass zu rechnen ist.

Sicherheitsarchitektur (Sicherheit, Datenschutzkonformität, Umsetzbarkeit)

Die Aufgabe einer IT-Sicherheitsarchitektur ist es, unternehmenskritische Infrastrukturen und Daten angemessen vor Cyber-Bedrohungen zu schützen. Im BEST-Stromhandelssystem wurden dazu bewährte Sicherheitsstandards umgesetzt und auf die besonderen Anforderungen des BEST-Projekts angepasst.

Das BEST-System besteht aus separaten Softwarekomponenten, die miteinander über das öffentliche Internet kommunizieren. Die zentralen Marktkomponenten des BEST-Energiemarkts werden in sogenannte (Software-)Container „gepackt“, um sie dann auf unterschiedlichen Rechenressourcen (Computer) z. B. bei „Cloud“-Dienstleistern ohne große Anpassungen ausführen zu können. Dies bietet Flexibilität bei der Auswahl der Rechenressourcen. Die Abhängigkeit von einem Anbieter wird vermieden.

Die Software-Komponenten der marktteilnehmenden Prosumer-Systeme benötigen keine besonders leistungsstarken Rechenressourcen, sie können auf sehr kostengünstigen Mini-PCs bei den Marktteilnehmern ausgeführt werden.

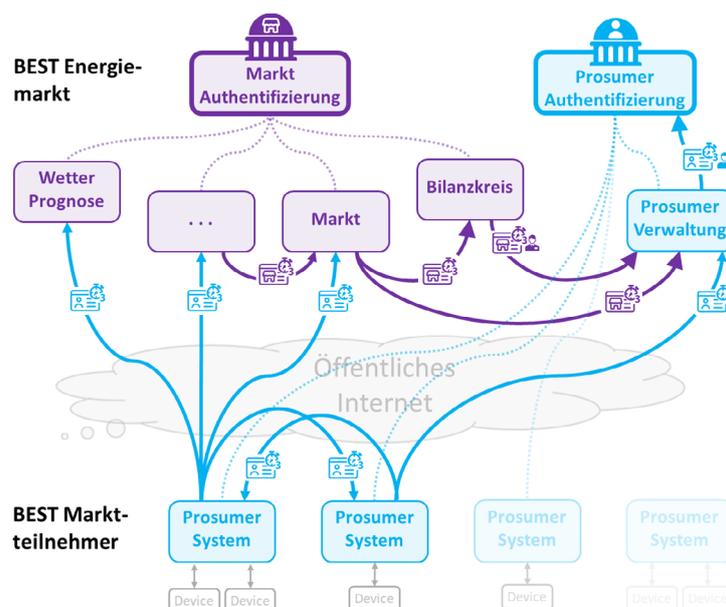


Abbildung 16: Durch (temporär gültige) Zertifikate abgesicherte Datenflüsse im BEST-Energiemarktsystems.

³ <http://www.coliop.org/>

⁴ <https://projects.coin-or.org/Cbc>

Die Kommunikation zwischen den Komponenten findet HTTPS-verschlüsselt statt. Ein Dienst weist sich mit seinem Zertifikat gegenüber der aufzurufenden Komponente aus, fremde Dienste können somit nicht als 'BEST-Markt' fingieren, da sie nicht das entsprechende Zertifikat besitzen. Die HTTPS-Transportverschlüsselung sorgt dafür, dass die ausgetauschten Nachrichten nicht von Dritten abgehört werden können.

Um sicherzustellen, dass Anfragen an die Dienste nur durch valide BEST-Komponenten erfolgen können, wird im BEST-Projekt zusätzlich der OAuth 2.0 Standard zur Authentifizierung eingesetzt. Jede ausgetauschte Nachricht wird von der aufrufenden Komponente mit einem Token signiert, der die aufrufende Komponente gegenüber dem Dienst ausweist. Ein Token ist eine digitale Erkennungsmarke mit zeitlich begrenzter Gültigkeit, der von der Authentifizierungs-Instanz mit ihrem geheimen Schlüssel signiert ist und von anderen Komponenten mit dem öffentlichen Teil des Schlüssels auf Validität überprüft werden kann.

Eingehende Nachrichten ohne Token, mit abgelaufenem oder ungültigem Token oder von für den spezifischen Aufruf nicht zulässigen Komponenten werden von den BEST-Diensten abgewiesen. Eine kurze Gültigkeitsdauer garantiert, dass ein durch einen Angreifer zufällig erlangtes Token nicht später für weitere Aufrufe der BEST-Dienste verwendet werden kann.

Nur im System registrierte Komponenten, die sich mit einem individuellen Geheimnis gegenüber der Authentifizierungs-Instanz ausweisen können, können sich die für die Kommunikation nötigen Token erstellen lassen.

In der BEST-Architektur werden als Besonderheit zwei OAuth 2.0 Sicherheitszonen genutzt.

- Der OAuth Server zur Markt-Authentifizierung erzeugt Token für die von ihm verwaltete statische Anzahl an zentralen Marktkomponenten.
- Der OAuth Server zur Prosumer-Authentifizierung erstellt Token für die dynamische Anzahl von marktteilnehmenden Prosumer-Systemen. Neue Prosumer-Systeme können von der Bilanzkreis-Komponente zur Laufzeit in der Prosumer-Verwaltungskomponente hinzugefügt werden. Die Prosumer-Verwaltungskomponente wiederum verwaltet die im OAuth Server zur Prosumer-Authentifizierung erlaubten Prosumer-Systeme.

Auf diese Weise kann die Markt-Authentifizierung nicht durch Infiltration der Prosumer-Verwaltung verändert werden. Im Rahmen des Projektes hat Fraunhofer FOKUS eine Software-Bibliothek entwickelt, die die Nutzung des OAuth 2.0 Standards vereinfacht und Funktionen zur Erlangung und Validierung von Token zur Verfügung stellt. Die Bibliothek kann einfach erweitert und auf andere Projekte angepasst werden.

Ein weiterer Aspekt der IT-Sicherheit ist die Validierung der an die Dienste übergebenen Daten. Im BEST-Projekt wurden die Schnittstellen zwischen den Komponenten über Schemata formal definiert und aus diesen Schemata mit einem Code-Generator automatisch Quellcode für Datenklassen generiert, die auf der Python-Bibliothek Pydantic für Datenvalidierung basieren.

Die BEST-Dienste nutzen zur Implementierung der Eingabeparameter ihrer Schnittstellen die jeweils zugehörige, generierte Datenklasse, wodurch eine automatische Validierung aller eingehenden Daten garantiert wird. Ist z. B. in den Schemata vermerkt, dass bestimmte Eingabe-Parameter nur in einem bestimmten Zahlenbereich liegen, so werden automatisch alle Anfragen mit einer Fehlermeldung abgewiesen, bei denen dies nicht der Fall ist.

II.b Ein Tool zur Verifikation und Absicherung des Marktes

Sichere Handelsumgebung – was bedeutet das?

Ein digitaler lokaler Energiemarkt muss sicher, transparent und fälschungssicher sein. Das bedeutet, dass die persönlichen Daten aller Teilnehmenden geschützt sind, die Handelsdaten nicht manipuliert werden können, sicher ausgetauscht werden und der Handel unter gleichen, für alle einsehbaren Bedingungen stattfindet.

Um diese Anforderungen zu erfüllen, wurde in BEST eine Blockchain eingesetzt. Diese sogenannte Distributed-Ledger-Technologie (DLT) hat in ähnlichen Anwendungen bereits gezeigt, dass sie für eine dezentrale Energiewirtschaft besonders geeignet ist. Bei dieser Technologie werden Daten nicht zentral in einer Datenbank gespeichert, sondern in einer verteilten Dateninfrastruktur verifiziert und abgelegt. Es gibt keine zentrale Plattform, der alle vertrauen müssen, sondern ein Netzwerk von Prüfinstanzen oder Validatoren, das nach einem erprobten Konsensmechanismus arbeitet und so Manipulationen verhindert. Kleinteilige Transaktionen werden bei hoher Datensicherheit automatisiert abgewickelt und Abrechnungsdaten in Quasi-Echtzeit bereitgestellt. Dies sind die Vorteile insbesondere im lokalen Energiehandel, wo Prosumenten innerhalb einer Gemeinschaft in die Lage versetzt werden, Energie untereinander zu handeln oder auszutauschen.

Wie jede andere neue Technologie hat DLT ihre eigenen Herausforderungen. Eine davon ist die Skalierbarkeit. Das Blockchain-Netzwerk muss leistungsfähige Rechenmodelle, Algorithmen oder spezielle Operationen wie Smart Contracts bewältigen. Die Datenblöcke, die in der Blockchain gebildet werden, können dadurch sehr groß werden und zu hohen Transaktionskosten führen.

Außerdem kollidiert der Anspruch an Transparenz mit dem Datenschutz, der zudem durch die Datenschutz-Grundverordnung gesetzlich verankert ist. Die Teilnehmenden in einem lokalen Strommarkt sollten einerseits Handelsergebnisse, z. B. gehandelte Mengen und erzielte Preise oder Informationen zur Herkunft des eingekauften Stroms sehen können, jedoch nicht die persönlichen Daten der anderen Anbieter oder Käufer.

Die Innovation – eine Hybridlösung

Für diese Herausforderungen hat das Projektteam eine Lösung gefunden: Die BEST-Plattform für den lokalen Energiemarkt kombiniert ein Blockchain-Netzwerk und eine sogenannte Trusted Execution Environment (TEE), also eine vertrauenswürdige Ausführungsumgebung. Sie setzt damit auf ein hybrides Modell aus On-Chain- und Off-Chain-Prozessen. TEE ist eine hardware-verschlüsselte Umgebung zum Ausführen von Codes, etwa Handelscodes, sowie zum Schutz vor externen Angriffen. Sie verhindert außerdem, dass der Systemadministrator und das Betriebssystem auf sensible Daten zugreifen können. Durch eine Remote-Bescheinigung kann die TEE den Nachweis erbringen, dass sie nicht manipuliert wurde und welcher Code darin ausgeführt wird.

Das hybride Modell hat sich in der Erprobung im BEST-Projekt gegenüber einem vollständig Blockchain-basierten lokalen Energiemarkt als robust erwiesen. Die Erfahrungen bezüglich der zuvor genannten Anforderungen sind:

- **Zuverlässigkeit:** Während der Erprobung gab es keine Fehler in der Systeminteraktion. Dies zeigt, wie zuverlässig das Modell im Vergleich zum vollständig Blockchain-basierten Gegenstück ist, bei dem häufig während der Systeminteraktion Verbindungsprobleme auftreten.
- **Skalierbarkeit:** Die Plattform war in der Lage, Hunderttausende von Transaktionen in wenigen Sekunden zu verarbeiten, was zeigt, dass sie hochgradig skalierbar ist. Durch die hohe Leistungsfähigkeit muss die Blockgröße des Blockchain-Netzwerks nicht gesteigert werden.
- **Datensicherheit:** Das Hybridmodell nutzt eine Kombination aus kryptografischer Signatur aus der Blockchain und TEE-Bescheinigung, um eine gesicherte Datenplattform zu schaffen. Angriffe auf die auf der Plattform gespeicherten Daten werden verhindert.
- **Betriebskosten:** Haupttreiber der Betriebskosten sind die Transaktionskosten, die im Hybridmodell geringgehalten werden können. Während bei einem vollständig Blockchain-basierten Modell alle Transaktionsdaten und der Algorithmus auf der Blockchain gespeichert werden, muss hier nur ein Root Hash, also ein kryptographischer Stamm-Prüfwert gesichert werden. Indem nur die Hashwerte der Kaufanfragen und Verkaufsangebote in Verbindung mit den Ergebnissen verwendet werden, um einen einzigen Root-Hash zu erstellen, ist die Datenmenge deutlich kleiner.

- **Datenschutz und Transparenz:** Das Modell ist gleichzeitig transparent und entspricht dem Datenschutzrecht. Da lediglich ein Root-Hash gespeichert wird, können Nutzende ihre eigenen Gebote oder Angebote sowie Handelsergebnisse leicht auf Richtigkeit überprüfen, ohne die Daten anderer auf der Plattform zu sehen.

Die Teilnahme für Prosumer wird einfach und sicher

Das im Projekt von OLI Systems entwickelte hybride Modell bietet eine zuverlässige, skalierbare, sichere, manipulations-sichere, kostengünstige und transparente Plattform zur Absicherung eines lokalen Energiemarkts. In einer Handelsumgebung, in der Privatpersonen und Gewerbetreibende, die nicht als energiewirtschaftliche Akteure etabliert sind, Energie miteinander handeln, stellt dieses System eine digitale Vertrauensebene her und baut damit Hürden für eine Teilnahme ab.

Das System kann in eine Software-Lösung für den Betrieb lokaler Energiegemeinschaften integriert werden und kann gleichermaßen von Stadtwerken und regionalen Energieversorgern wie auch von genossenschaftlichen Betreibern genutzt werden.

Das Zusammenspiel der notwendigen Komponenten für einen sicheren und gleichzeitig leistungsfähigen lokalen Energiemarkt mag komplex erscheinen. Für die Nutzenden – Betreiber wie Strommarktkundinnen und -kunden – werden die digitalen Prozesse im Hintergrund, also nicht sichtbar ablaufen. Von Bedeutung ist letztlich, dass den Endkundinnen und Kunden vermittelt werden kann, dass sie auf einfache Weise an einem sicheren und transparenten lokalen Energiemarkt teilnehmen können.

III. Innovationen erproben – der Weg in die Praxis

III.a Eine Simulationsumgebung für neue Anwendungen

Entwicklung Simulationstool – simply

Das Simulationstool simply wurde entwickelt, um folgende Fragen zum Strommarktdesign des BEST-Marktes beantworten zu können.

- Wie gut ist das Strommarktdesign darin die Flexibilität bei den Marktteilnehmern zur Integration Erneuerbarer Energien in das Stromsystem zu nutzen?
- Wie können Netzentgelte im Kontext des BEST-Marktes gestaltet sein, um die Netzauslastung zu verbessern?

Simply ist als Open Source Software verfügbar. Der Strommarkt und seine Teilnehmer werden agentenbasiert modelliert. Das heißt, dass jeder Netzanschluss mit seinen Energieanlagen inkl. deren Erzeugung und Verbrauch abgebildet wird. So kann die Reaktion einzelner Marktteilnehmer simuliert und analysiert werden. Unterschiedliche Szenarien können untersucht werden, indem die Zusammensetzung der Marktteilnehmer, ihrer Energieanlagen, Großhandelsstrompreise und/oder Netzentgelte variiert werden. Das abgebildete Stromnetz ist in Cluster unterteilt, welche z. B. den Netzen hinter Ortsnetztransformatoren entsprechen können. Jeder Marktteilnehmer ist einem Cluster zugeordnet. Bei der Modellierung der Marktteilnehmer werden bisher berücksichtigt: die Verortung im Stromnetz, der Strombedarf, PV-Anlagen, Batteriespeicher und batterieelektrische Fahrzeuge (BEV).

Netzentgelte können, wie im aktuellen rechtlichen Rahmen zulässig, abgebildet werden. Es ist aber auch möglich die Auswirkungen von zeitlich und räumlich dynamischen Netzentgelten zu untersuchen. Das Simulationstool dient u. a. dazu, Stadtwerke zu befähigen, die Auswirkungen der konkreten Ausgestaltung dynamischer Tarife abzuschätzen. Außerdem lässt sich der regionale Hochlauf der Elektrifizierung von Verkehr und (perspektivisch) Wärme in Simulationen abbilden. Aus den Ergebnissen kann abgeschätzt werden welche Höchstlasten im Netz unter welchen Strompreisszenarien zu erwarten sind. Studien zur Auswirkung von Netzentgeltgestaltung und anderer regulatorischer Eingriffe können ebenfalls mit simply durchgeführt werden.

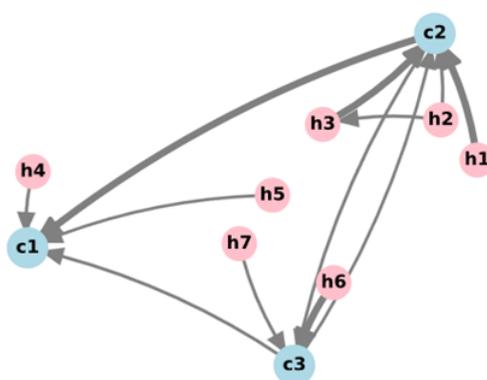


Abbildung 17: Organisation der Marktteilnehmer in Cluster.

Abbildung 17 zeigt die Organisation der Marktteilnehmer in Clustern. Die Stärke der Pfeile repräsentiert die Strommengen die von Haushalten und von Cluster zu Cluster gehandelt werden. Haushalte (h1–h7) sind den Clustern (c1–c3) zugeordnet. Haushalte eines Clusters handeln untereinander (h2 & h3) oder mit Haushalten anderer Cluster.

Matching unter Lokationsberücksichtigung: Wie kann es Energieversorgern bei Kundenbewirtschaftung helfen?

Um abbilden zu können, welchen Einfluss zeitlich variable und räumlich hoch differenzierte Netzentgelte auf die Vermeidung von Netzengpässen im Verteilnetz haben können, haben wir einen Matching-Algorithmus entwickelt, der die Netzlokation der Marktteilnehmer berücksichtigt und einen Markträumenden Preis für jedes Cluster bestimmt (Cluster-Clearing-Preis-Algorithmus).

Wir haben den Cluster-Clearing-Preis-Algorithmus entwickelt, um lokale Preissignale für Netzüberlastungen ohne die Zwänge eines hierarchisch organisierten Marktes berücksichtigen zu können. Dies geschieht durch Aufteilung des Marktes in parallele Märkte, wobei jedes Cluster als separater Markt betrachtet wird. Für jedes Cluster wird nun das folgende Verfahren durchgeführt:

- Kaufanfragen (bids) des Clusters werden nach Preis absteigend sortiert und den nach Preis aufsteigend sortierten Verkaufsangeboten (ask) des Gesamtmarkts gegenübergestellt.

Ein vorläufiger markträumender Preis P^* für ein Cluster ergibt sich aus dem letzten bid-Preis dem ein ask zugeordnet werden kann. Da asks des Gesamtmarkts in allen Clustern erfolgten, kann es doppelte asks geben. Diese werden identifiziert. Wenn ein ask in mehreren Clustern gematcht werden kann, wird es aus den Clustern mit den höheren Netzentgelten gelöscht. Anschließend wird wieder ein vorläufiger lokaler Cluster-Clearing Preis in allen Clustern ermittelt. Dies geschieht so lange bis keine doppelt gematchten asks mehr auftreten und somit der finale Cluster-Clearing Preis bestimmt ist.

Mit diesem Algorithmus werden Gebote aus allen Clustern innerhalb desselben Marktes gleichzeitig gematcht. Dadurch werden Nachteile der hierarchischen Marktorganisation vermieden, die zu einer unverhältnismäßigen Marktmacht einzelner Akteure in kleineren Clustern oder Clustern mit geringer Erzeugung führen können. Außerdem ermöglicht der Algorithmus die volle Nutzung der Flexibilität eines Stromnetzes, wenn keine Netzengpässe zu befürchten sind.

Die Netzentgeltgestaltung erlaubt es nun in der Simulation Handel netzdienlich zu koordinieren. So ist es möglich:

- Durch ausgewogene Anpassung der Netzentgelte auf Preissignale Netzengpässe schon im Vorfeld zu verhindern
- Bei drohenden Netzengpässen keinen weiteren Stromhandel über den Netzengpass zuzulassen
- Zu erwartende Netzengpässe zu verhindern, indem der Handel entgegen dem Engpass mit negativen Netzentgelten bezuschusst wird

III.b Ausgewählte energiewirtschaftsrechtliche Aspekte des BEST-Stromhandelssystem

Energiewirtschaftsrechtliche Zulässigkeit eines direkten Peer-to-Peer-Handels

Nach der aktuellen Gesetzeslage ist die Aktivität des Prosumers – Erzeugung, Verbrauch, auch Betrieb eines kleinen Speichers sowie Handel mit Strom – ohne weiteres (energiewirtschafts-) rechtlich zulässig. Der Prosumer braucht nach derzeitigem nationalen und europäischen Energierecht keine Erlaubnis für die Erzeugung, den Verbrauch und die Weitergabe des Stroms. Er steht also, anders als wenn er ein Netz betreiben würde (§ 4 EnWG), nicht unter einem spezifisch energiewirtschaftsrechtlichen Genehmigungsvorbehalt.

Allerdings erweist sich die Vermarktung des selbst erzeugten Stroms durch den Prosumer als eine nicht rechtlich, aber faktisch unmögliche Aufgabe. Denn immer dann, wenn der Prosumer die Rolle des Lieferanten übernimmt, wird er rechtlich zum EVU. Ihn treffen damit eine Fülle von Pflichten, die er praktisch nicht bewältigen kann.

Ohne Zwischenschaltung eines Lieferanten wird es im deutschen Recht derzeit nicht möglich sein, eine Peer-to-Peer-Belieferung zwischen Prosumern zu eröffnen und zu praktizieren. Abgeben sollte der Prosumer daher seinen Überschussstrom an jemanden, der die Lieferantenrolle einnimmt. Wichtig ist daher, sich klarzumachen, dass das Zentrale BEST-System (SMBS = Strommarktbietersystem) eine Plattform voraussetzt, die als Lieferant im rechtlichen Sinne, aber auch tatsächlich und praktisch fungiert.

Aufgaben und Ausgestaltung der Plattform

Mit der Rolle des Lieferanten sind sämtliche Rechtspflichten des EnWG, des EEG und des Stromsteuerrechts untrennbar verbunden. Überlässt daher ein Prosumer die Vermarktung seines Überschussstroms einem klassischen Dienstleister, so haftet der Prosumer für etwaige Fehler dieses Dienstleisters wie für eigene (§ 278 BGB) – denn er bleibt rechtlich Lieferant. Der gesamte heutige Energierechtsrahmen ist konzeptionell nicht auf Prosumer und Peer-to-Peer-Netzwerke zugeschnitten.

Die einzige Lösung liegt derzeit darin, einen „echten“ Lieferanten zwischen den liefernden Prosumer und den empfangenden Prosumer (Letztverbraucher) als Plattformbetreiber (Intermediär) zu schalten. Die gesamten Rechtspflichten einschließlich des Bilanzkreismanagements treffen dann allein diesen Plattformbetreiber als Lieferanten. Die Prosumer würden ihren Überschussstrom an diesen Plattformbetreiber abgeben. Dafür bekämen sie eine Vergütung und würden die Vollversorgung für die nicht selbst erzeugten Strommengen, die sie noch benötigen, über diese Plattform realisieren.

Für die (rechtliche) Ausgestaltung der Plattform würde im Wesentlichen folgendes gelten:

- Der Plattformbetreiber agiert als Direktvermarktungsunternehmen nach § 3 Nr. 17 EEG, Einkauf von Überschussstrom des BEST-Prosumers (Anlagenbetreiber), Weiterverkauf nur an BEST-Prosumer (Letztverbraucher), erlaubt nach § 21a EEG (außerhalb jeglicher EEG-Förderung).
- Stromliefervertrag des Plattformbetreibers gem. §§ 40, 41, 41b EnWG mit den BEST-Prosumern/Letzverbrauchern (Letztverbraucher-/Haushaltskundenvertrag außerhalb der Grundversorgung).
- Schlichter Stromliefervertrag der BEST-Prosumer/Anlagenbetreiber mit Plattformbetreiber (außerhalb der §§ 40 ff. EnWG, da Lieferung an Nicht-Letzverbraucher), dabei:
- „pay-as-produced“-Verfahren – Strom muss wie erzeugt abgenommen werden, nicht nach bestimmtem Fahrplan.
- Vertraglich vereinbarte Gewährleistung, dass gelieferter Strom nur an anderen BEST-Prosumer (Letztverbraucher) weitervermarktet wird, dabei Gewährleistung vorzugsweise über den Preis (wegen Unmöglichkeit physikalischer Gewährleistung).
- Bei Preisbildung für liefernden BEST-Prosumer (Anlagenbetreiber) sowie für empfangenden BEST-Prosumer (Letztverbraucher) Vergütung des Plattformbetreibers für dessen Leistungen (einschließlich Abrechnung, Gstellung Server für BEST-Software).
- Plattformbetreiber wäre vorzugsweise das örtlich zuständige Stadtwerk, Tätigkeitsbereich Vertrieb.
- Denkbar auch neu mit einem Stadtwerk gegründete Kapitalgesellschaft, an der sich BEST-Prosumer beteiligen können. Die Vorschriften des Unbundlings wären dabei zu beachten.

Bezüglich der regulatorisch bedingten wirtschaftlichen Mehrwerte wurden im Projekt zwei Ansätze untersucht.

Der **erste Ansatz** ähnelt dem Modell der EE-Gemeinschaften in Österreich. Hierbei entfällt der Wälzungsanteil der Kosten vorgelagerter Netze und höherer Spannungsebenen an den Netznutzungsentgelten (Arbeitspreis) genau für diejenigen Strommengen, die in dergleichen Viertelstunde eingespeist und aus demselben Netzgebiet entnommen werden (15 min.-scharfe Gleichzeitigkeit). Der Vorteil: Diese Variante ist einfach anwendbar, da keine dynamischen Vorhaben durch VNB erforderlich sind. Es entsteht ein starker Ansiedlungsanreiz für langfristige Erzeugungs-Verbrauchs-Balance. Auf Seiten der Nachteile stehen Mitnahmeeffekte, da auch bei fehlenden Netz-Engpässen ein Rabatt gewährt wird.

Der **zweite Ansatz** zielt auf eine zeitliche Variation der Netzentgelte ab und kann auch mit dem ersten variiert werden, falls der Wälzungsanteil z. B. nur situativ entfällt, nämlich dann, wenn Engpässe drohen. Grundsätzlich hängt das variable Netzentgelt optional von a. einem räumlichen Zusammenhang und b. immer von der Lieferzeit ab (Gleichzeitigkeit). Vorteil sind geringe Mitnahmeeffekte. Die Granularität wäre bedarfsgerecht wählbar. Opt-in, also die Beibehaltung von klassisch

statischen Netzentgelten wäre durch Indifferenzklauseln praktikabel. Danach fallen für durchschnittliche Kundinnen und Kunden in beiden Regimen gerade gleichhohe Kosten an. Nachteilig ist, dass der Ansatz nur zielführend ist, wenn die Entgelte räumlich und zeitlich passgenau definiert werden, was einen hohen Aufwand bzgl. der Vorhersage von Engpässen und bzgl. der Kommunikation von Preissignalen bedeutet.

Die § 14a EnWG-Festlegung der Bundesnetzagentur (BK 8) auf der Grundlage des novellierten § 14a EnWG (darin: Modul 3) reicht hierfür noch nicht aus, ist aber ein sinnvoller erster Schritt. Durch die im Modul 3 erstmalig angewendete zeitliche Variation des Arbeitspreises bei Netzentgelten werden die Preisschwankungen des Energie-Only-Marktes entweder zusätzlich verstärkt oder verringert, je nachdem, ob die regionale Situation in Bezug auf die überregionale Situation gleich- oder gegenläufig ist. Damit wird ein impliziter regionaler Markt geschaffen, da die Bezugspreise nun regional zeitlich variieren. Für Einspeisestellen und Entnahmestellen stellt sich gerade dann eine günstigere Lieferbeziehung als im reinen nationalen Spotmarkt dar, wenn die Bilanz gegenüber dem Großhandelstrend abweicht. Heute schon zeigt sich, dass die vorläufigen Preisblätter für Modul 3 bei Verteilnetzbetreibern in Norddeutschland (winddominiert) von denen in Süddeutschland (PV-dominiert) abweichen. Für eine echte Anreizkompatibilität mit den Zielen der Energiewende (insb. Kosteneffizienz) und damit eine verursachungsgerechte Kostenverteilung sollten die variablen Netzentgelte aber zukünftig noch dynamischer werden. Nur mit einer Prognose der Wetter- und Lastsituation am Vortag (sowie der Preiselastizität von Flexibilität) kann sichergestellt werden, dass in den meisten Fällen die Anreize tatsächlich zielgenau erfolgen und auch ein „Übersteuern“ verhindert werden kann, insbesondere dann, wenn Flexibilität in Zukunft mehr und mehr steuerbar wird.

Nicht zuletzt besteht auch bei der Netzentgelt-Rabattierung von konstantem Strombezug aus dem Netz größter Handlungsbedarf. Die Fehlanreize zum Erreichen von hohen Vollbenutzungstunden nach § 19 StromNEV verhindern regelmäßig, dass Flexibilität in der Industrie netzdienlich eingesetzt werden kann. Im Praxistest wurde beispielsweise bewusst davon Abstand genommen, einen Großspeicher im Rahmen des Projekts zu steuern, da ansonsten enorme zusätzliche Netzkosten angefallen wären. Die kürzlich erfolgte Konsultation zu einer Reform dieser Regelung deutet hier bereits eine Verbesserung und ebenfalls eine gute Entwicklung für die Potenziale regionaler Strommärkte und systemdienlicher Flexibilitätsnutzung dar.

IV. Was braucht es noch?

Möglichkeiten zur Weiterentwicklung

Als größte Herausforderungen für eine flächendeckende Markteinführung stellten sich die folgenden Punkte heraus:

1. Die Anbindung an Bestands-IT-Systeme von Energieversorgern (ERP/Abrechnung, CRM etc.) ist noch sehr aufwändig, da in der Entwicklung zum Teil mit proprietären Schnittstellen gearbeitet wurde. Hier ist es wichtig, unter Einbindung der beteiligten Akteure sukzessive offene Schnittstellen und standardisierte Protokolle einzuführen.
2. Die Wertschöpfungstiefe in Bezug auf Flexibilität/Stromhandel ist für kleinere Energievertriebe gering, wenn kein eigener Handelszugang besteht. Hier liegt ein Potenzial für IT-Dienstleister, Services gebündelt anzubieten und an die Bedarfe der Energievertriebe anzupassen.
3. Die Entwicklungsgeschwindigkeit bei Stadtwerken und kleineren Energievertrieben ist traditionell eher gering und die Kompetenzen der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter decken sich häufig nicht mit den Anforderungen an eine vielschichtige Transformation und Integration der IT-Systeme und Prozess/Produkt-Logiken. Auch hier liegt der Schlüssel in der Zusammenarbeit mit spezialisierten Entwicklern neuer Dienstleistungen für den Energiesektor. Eine solche Zusammenarbeit kann von der Nutzung einzelner Software-Module bis hin zu langfristigen Entwicklungspartnerschaften reichen.
4. Die Skalierungsfähigkeit war aufgrund von Fachkräftemangel und über lange Zeit stockendem Rollout intelligenter Messsysteme begrenzt – Besserung ist in Sicht.
5. Gleichzeitigkeit: Für dezentrale Flexibilitätsnutzung und eine Integration aller Komponenten einer dezentralen Energiewende werden fast alle Komponenten der IT-Systemlandschaft gleichzeitig angegangen: viele parallele Neuentwicklungen oder Evolutionen. In IT-Projekten birgt dies eine hohe Fehleranfälligkeit und eine lange Fehlersuche. Für skalierungsfähige Lösungen sollte nun eine agile Anpassung einzelner Komponenten erfolgen. Das Testen neuer Lösungen in Reallaborumgebungen ist hilfreich, darauf aufbauend sollten aber direkt die nächsten Schritte in Richtung Produkteinführung getan werden.
6. Die kundenseitig gewünschte einfache Produktlogik steht im Kontrast zu den komplexen Zusammenhängen eines lokalen Energiemarktes. Energievertriebe sind gefordert, gute und verständliche Angebote für ihre Kundinnen und Kunden zu schnüren. Die vorhandene Komplexität auf der Seite der Anbieter gilt es durch klare Architekturen und effiziente Prozesse beherrschbar zu machen.
7. Pilotprojekte zur Skalierbarkeit:
 - Durchführung eines Feldtests mit mindestens 1.000 Teilnehmenden, um die Skalierbarkeit der Lösungen zu überprüfen.
 - Einrichtung eines Reallabors, das Echtzeit-Szenarien mit volatilen Energiepreisen und variablen Netztarifen simuliert.

Handlungsempfehlungen

An Stadtwerke/regionale Energievertriebe:

- Jetzt anfangen neue Produkte zu entwickeln und zu testen, dazu idealerweise auf dem Roll-Out intelligenter Messsysteme und anderen bereits marktreife Bausteine setzen
- Kleinteilige Flexibilität nicht den großen überlassen, da hier langfristig großes Potenzial besteht
- Gute, einfache Produkte bauen, die auf die eigene Kundschaft angepasst sind und den Grünstrom in der Region so intelligent und damit günstig wie möglich nutzbar machen
- IT-Kompetenzen erweitern:
- Schulung von Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern in moderner Software-Architektur und IT-Dienstleister-Steuerung (Schnittstellen-Kompetenz, IT-Projektmanagement, fachliches Grundverständnis und steile Lernkurve)
- Aufbau eines internen Innovationsprozesses, um auf Markttrends flexibel und schnell reagieren zu können

An Regulator/Gesetzgeber:

- Verursachungsgerechtigkeit stärken, Anreize zielgenauer wirken lassen (variable Netzentgelte zeitlich und räumlich zielgenauer definieren)
- Variable Netzentgelte auch in der Mittelspannung (Flexibilität in Gewerbe/Industrie-Liegenschaften sowie an großen Mehrfamilienhäusern) sowie an öffentlicher Ladeinfrastruktur (bisher bei § 14a EnWG ausgenommen) zur Anwendbarkeit bringen
- Fehlanreize abbauen (z. B. Maximierung der Vollbenutzungsstunden)
- Roll-out intelligenter Messsysteme weiter beschleunigen (Abbau von weiteren Hindernissen und Verzögerungen)
- Förderung standardisierter Schnittstellen z. B. indem sie für geförderte Produkte verpflichtend gemacht werden. Nur so können alle Energieanlagen und Energiemanagementsysteme zukünftig miteinander kommunizieren und es werden Lock-in Effekte vermieden.
- Doppelbesteuerung abschaffen, um Flexibilitätspotential von stationären Batterien und E-Fahrzeugen zugänglich zu machen
- Zusammen mit Netzbetreibern Konzepte zur Koordination der potentiell großen Gleichzeitigkeit von Reaktionen auf Preissignale entwickeln
- Einführung eines Förderprogramms für Projekte mit dynamischen Netzentgelten, das gezielt kleine und mittlere Energievertriebe anspricht.

An Netzbetreiber:

- Strategien entwickeln wie das Runterregeln der Steuerbaren Anlagen durch Vorabinformation verhindert oder zumindest kommuniziert werden kann.
- Entsprechende Schnittstellen mit Kundinnen und Kunden schaffen
- Netzstabilität sichern:
 - Einführung eines dynamischen Netzmanagementsystems, das kritische Netzbereiche automatisch priorisiert.
 - Entwicklung einer Plattform zur Echtzeitkommunikation zwischen Netzbetreibern und Prosumen, um Netzauslastung proaktiv zu steuern.