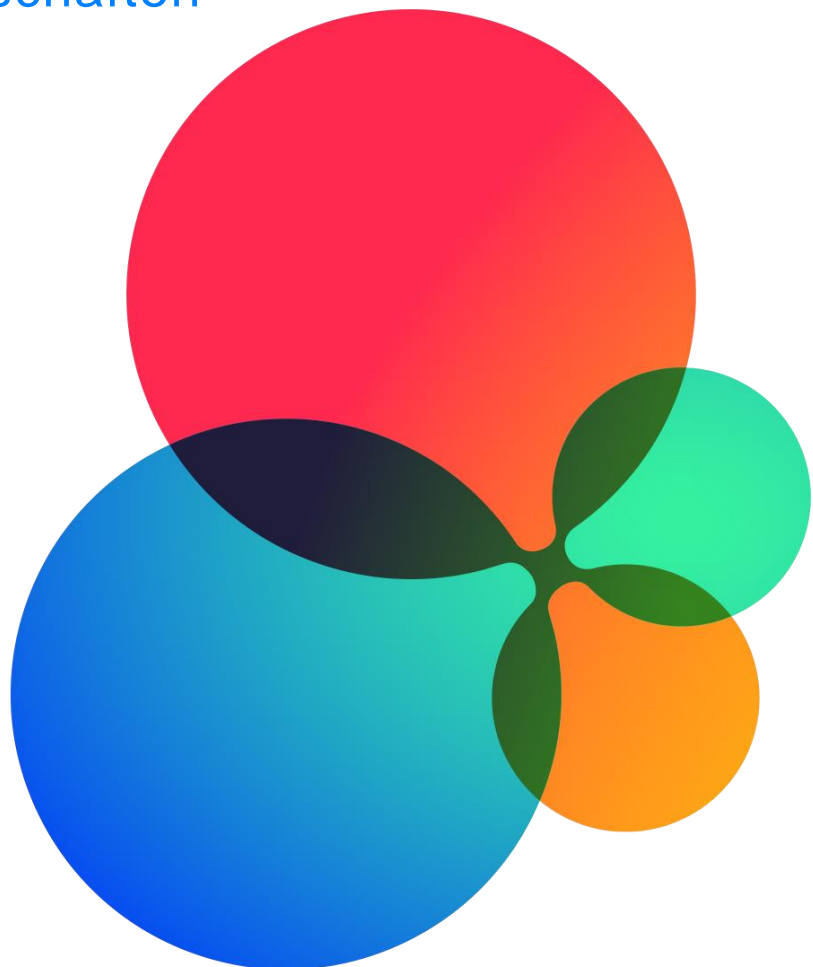


Oktober 2020

Neue Kraft mit der Nachbarschaft

Studie zur Veranschaulichung des lokalen
Stromhandels innerhalb und zwischen
Energiegemeinschaften





Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung.....	2
2. Lokale Strommärkte	3
3. Daten und Profil der EWS-Gemeinschaft	4
4. Ergebnisse der Modellierung	5
4.1. Basis-Szenario	6
4.2. Szenario: PV und Speicher	9
4.3. Szenario: Elektromobilität.....	10
4.4. Szenario: Windkraftanlage	11
4.5. Szenario: Stromhandel zwischen verschiedenen Gemeinschaften.....	13
5. Methodik.....	15
6. Fazit.....	17

Die Studie basiert auf den Ergebnissen einer Modellierung von Grid Singularity¹, welche im Rahmen verschiedener Veranstaltungen² präsentiert und diskutiert wurden.

¹ Eine englische Zusammenfassung der Ergebnisse aus dieser Studie wurde im August 2020 auf Medium publiziert, siehe hier:

<https://medium.com/@GridSingularity/modelling-study-to-assess-the-potential-benefits-of-trading-in-and-between-local-energy-d721395ddd4b>

² Die Präsentation und Diskussion der ersten Ergebnisse während der Berliner Energietage 2020 steht unter folgendem Link zur Verfügung:

<https://www.energietage.de/details/veranstaltung/energietage-2020-veranstaltung-305-buergerenergie-wende-rueckenwind.html>



1. Einleitung

Erzeuger-
Verbraucher-
Gemeinschaft: Eine
Gemeinschaft von
Menschen, die
zusammen und
digital koordiniert
Energie erzeugen,
speichern, handeln
und verbrauchen.

Das vorliegende Papier stellt die Ergebnisse und die zugrundeliegende Methodik einer agentenbasierten Simulation eines lokalen Stromhandels innerhalb einer **Erzeuger-Verbraucher-Gemeinschaft** dar. Dabei wird konzeptionell der Grundidee eines zellular aufgebauten Stromsystems gefolgt: Demnach ist jede Zelle zunächst darauf ausgerichtet, sich selbst mit Strom zu versorgen. Soweit dies nicht möglich ist, tut sie sich mit der nächstgelegenen Zelle zusammen, um das Stromdefizit auszugleichen. Weisen die beiden Zellen auch nach Stromaustausch immer noch ein Defizit auf, treten sie in den Austausch mit weiteren Zellen. Dabei ist das wesentliche Kriterium die räumliche Nähe. Das heißt, jede Zelle oder jeder Zellenzusammenschluss tritt prioritär mit den Zellen oder anderen Zellenzusammenschlüssen in Austausch, die ihnen am nächsten sind³. Zu beachten ist weiterhin, dass die einzelne Energieverbraucher:in zwar die kleinstmögliche Zelle darstellt. Jedoch ist bei der Zelloptimierung nicht nur ihr Stromverbrauch zu beachten, sondern auch der Energiebedarf in den Bereichen Wärme und Mobilität, der gedeckt werden kann. Tatsächlich spricht gerade die Sektorkopplung dafür, das künftige Stromsystem zellular zu konzipieren, da viele Flexibilitätsoptionen aus dem Bereich Wärme und Mobilität dezentral zur Verfügung stehen und es für ihre Nutzung nicht unbedingt der Stromübertragung über ein allgemeines Netzbedarf.

Während die Prinzipien und die Struktur eines zellularen Stromsystems dem Grunde nach beschrieben sind, sind die Mechanismen der Zellsteuerung weitgehend ungeklärt. Dabei ist zu beachten: Die Optimierung über den Stromaustausch zwischen den Zellen erfolgt nicht erst dann, wenn das technische Potenzial einer Zelle oder eines Zellenzusammenschlusses erschlossen ist, also wenn der eigene Energiebedarf gedeckt ist und innerhalb der Zelle oder innerhalb des Zellenzusammenschlusses alle Flexibilitäten genutzt wurden. Vielmehr sind Vorgaben der Wirtschaftlichkeit zu beachten. Hierfür braucht es aber Preissignale.

Im derzeitigen Marktdesign, das für Deutschland gilt, existieren solche Preissignale nicht. Das hat vornehmlich damit zu tun, dass es lediglich einen zentralen Großhandelsmarktplatz gibt (**Energy-Only Markt**), folglich auch nur eine Gebotszone und damit einen einheitlichen Marktpreis. Zudem wird meist davon ausgegangen, dass die Nachfrage, soweit es sich nicht um große, industrielle Bedarfe handelt, nahezu vollkommen unelastisch sei. Schließlich wird der Transport des übertragenden Stromes nicht spezifisch bepreist. All dies führt dazu, dass ein Austausch zwischen Energiezellen im heute vorherrschenden Marktdesign im Sinne des beschriebenen zellularen Gedankens nicht möglich ist.

Der zellulare Gedanke kommt bisher nur auf der untersten Verbrauchs- und Netzebene zum Tragen, nämlich immer nur dann, wenn eine Verbraucher:in vor der Frage

Energy-Only-Markt (EOM) steht für Großhandelsplätze wie EEX und EPEX Spot und besteht aus unterschiedlichen Teilmärkten wie Phelix-Futures, Day-Ahead und dem Intraday-Markt. Auf dem EOM werden Energiemengen, aber keine Kapazitäten, gehandelt.

³ Die dargestellte Grundidee basiert auf verschiedenen Arbeiten, die im Rahmen des Verbands der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (VDE) entstanden sind, zuletzt: VDE (2019). Zellulares Energiesystem. Ein Beitrag zur Konkretisierung des zellularen Ansatzes mit Handlungsempfehlungen. <https://www.vde.com/resource/blob/1884494/98f96973fcd8a70777654d0f40c179e5/studie---zellulares-energiesystem-data.pdf>



steht, ob sie den selbst erzeugten Strom selbst verbrauchen oder in das allgemeine Netz einspeisen soll. In aller Regel wird diese Frage heute jedoch nicht dynamisch-situativ entschieden, sondern die Entscheidung ist inflexibel und statisch – im Grundsatz über die gesamte Betriebsdauer der Erzeugungsanlage hinweg, da sie die technisch-stromwirtschaftliche Konzeption der Anlage bestimmt. Dies hat auch damit zu tun, dass die gewöhnliche (das heißt: nicht-industrielle) Endverbraucher:in weder in ihrer Eigenschaft als Erzeuger:in noch als Verbraucher:in sich dynamisch verändernde Preissignale erhält. Diese gibt es im bestehenden Marktdesign nicht. Insofern sind die Grundmechanismen eines lokalen Stromhandels und damit auch eines zellularen Systems noch im Detail näher auszugestalten.

Vor diesem Hintergrund führte das Unternehmen Grid Singularity eine Modellierung eines lokalen Strommarktes mit dynamischer Strompreisbildung durch. Der Stromhandel, der auf diesem lokalen Strommarkt ablaufen kann, dient zur Veranschaulichung der Interaktionen verschiedener Energiezellen, nämlich unterschiedlicher Verbraucher:innen. Die Simulation basiert auf realen Verbrauchs- und Produktionsdaten, die von EWS Elektrizitätswerke Schönau zur Verfügung gestellt wurden.

Peer-to-Peer ist eine Form des Netzwerks, in dem alle Teilnehmer:innen gleichberechtigt agieren; im Stromhandel zwischen einzelnen Prosumer:innen ohne Zwischeninstanz.

Neben den grundlegenden Mechanismen lokaler Strommärkte (**Peer-to-Peer**) sollte mit dem Open-Source-Simulationstool auch gezeigt werden, wie lokale Strommärkte durch Mikrooptimierung die Last der Stromnetze reduzieren können und gleichzeitig den wirtschaftlichen und sozialen Nutzen von dezentralen erneuerbaren Energien für die Bürger:innen maximieren können. Diese Studie stellt die grundsätzliche Herangehensweise und die wichtigsten Ergebnisse vor.

2. Lokale Strommärkte

Der in der Studie und den Softwarelösungen von Grid Singularity verfolgte Ansatz besteht darin, dass die Neugestaltung des Strommarktes das nutzerzentrierte Modell widerspiegeln sollte, welches augenblicklich durch die stark wachsende Bedeutung von **Prosuming** in den Vordergrund tritt und in der europäischen Regulierung (Energemarkt-Richtlinie und Erneuerbare-Energien-Richtlinie) anerkannt wurde. Dabei wird davon ausgegangen, dass sich die weitestgehend passive Rolle der Verbraucher:innen zu einer aktiven insofern verändert, als sie, sei es als Prosumer:in oder durch die Bereitstellung von Flexibilitäten, am lokalen Strommarkt teilnehmen und vom Handel mit anderen Produzent:innen und Verbraucher:innen profitieren können. Die Netzbetreiber spielen in diesem System weiterhin eine entscheidende Rolle. Insbesondere profitieren sie von einem optimierten Zugang zu Flexibilität. Effizienzgewinne können sie in Form von geringeren Netzentgelten an ihre Anschluss-kunden weitergeben. Es ist auch zu erwarten, dass weniger Netzengpässe auftreten und deren Management näher am Ort des Entstehens und weniger durch Einbindung externer Regelleistung etc. erfolgen wird. Energiewirtschaftlich ist der lokale Stromhandel einzig durch die jeweils anzusetzenden Einspeisevergütungen und durch die Gebühren für den lokalen und überregionalen Strommarkt begrenzt.

Prosuming ist die Verbindung von Verbrauch und Produktion (von Energie) in einer Person (Prosumer:in) bzw. innerhalb einer Gemeinschaft.



Lokale Strommärkte (LSM) und Peer-to-Peer-Stromhandelskonzepte beschreiben direkte Vertrags- und Handelsbeziehungen zwischen gleichartigen Akteuren – in diesem Fall zwischen Stromproduzent:innen und Verbraucher:innen. Lokale Strommärkte ermöglichen Bürger:innen, erneuerbaren Strom direkt im Quartier bzw. im regionalen Umfeld zu kaufen oder zu verkaufen. Betreiber:innen von Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen), Stromspeichern oder anderen dezentralen Erzeugungsanlagen schließen sich zusammen, um Strom zu „tauschen“ oder direkt an Abnehmer:innen zu verkaufen. Wenn ein Haushalt produziert, aber gerade keinen Bedarf hat, gibt er den Strom an die Nachbar:in oder die „Gemeinschaft“ ab. Produziert er weniger als er verbraucht, bezieht er Strom aus der „Gemeinschaft“.

Diese Modellierung veranschaulicht das Konzept eines lokalen Strommarktes, d.h. es wird aufgezeigt, wie die Einbettung kleiner Erzeuger:innen und flexibler Verbraucher:innen in einem effizienten lokalen Energiesystem mit Potenzialen zur **Lastverlagerung** und Erweiterung von Produktions- und Flexibilitäten gelingen kann. Dabei wird auch dargestellt, welche Vorteile sich durch effiziente Handelsstrategien bei Strom-Defizit oder -Überschuss ergeben.

Bei der Modellierung der Szenarien wurden insbesondere die Parameter Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad berücksichtigt.

- Die **Eigenverbrauchsquote** ist der Anteil des selbst genutzten Stroms am selbst erzeugten Strom.
- Der **Autarkiegrad** ist der Anteil des selbst erzeugten Stroms am eigenen Stromverbrauch. Autarkie kann temporär verstanden werden, wenn während eines bestimmten Zeitraums kein Strom aus dem öffentlichen Netz genutzt wird. Oder die Autarkie ist absolut, wenn gänzlich auf einen Anschluss ans öffentliche Netz verzichtet wird (Inselbetrieb).

3. Daten und Profil der EWS-Gemeinschaft

Der Datensatz wurde von einer Energiegemeinschaft von EWS Elektrizitätswerke Schönau zur Verfügung gestellt. Mit Hilfe des Modells wurde ein **digitaler Zwilling** dieser Daten als virtuelle Darstellung des realen Datensatzes in mehreren Szenarien simuliert. Um der saisonalen Fluktuation von Erzeugung und Nachfrage Rechnung zu tragen, wurde jeweils eine Datenwoche aus den Monaten November und Mai ausgewählt. Der Datensatz repräsentiert die Echtdaten einer intelligenten Gemeinschaft von 25 Mitgliedern mit unterschiedlichen Verbrauchsmustern und umfasst 14 Familienhaushalte, vier Haushalte mit Rentner:innen, zwei Familienhaushalte mit Büros, ein Mehrfamilienhaus, einen Zwei-Personen-Haushalt, eine Kirchengemeinde und zwei landwirtschaftliche Betriebe.

Die abgebildete EWS-Gemeinschaft verfügt über erhebliche Kapazitäten zur Stromerzeugung und -speicherung: Insgesamt sind 378 kW PV-Leistung im Besitz von 21 Mitgliedern, 286 kWh Speicherkapazität im Besitz von 19 Mitgliedern und 27,5 kW

Lastverlagerung meint eine gezielte und aktive Verschiebung des Energieverbrauchs zur Netzstabilisierung oder zur Ausnutzung von Strompreisschwankungen.

Ein digitaler Zwilling ist eine virtuelle Darstellung einer Anlage oder eines Systems, anhand von Daten, Algorithmen und Sensoren können so Simulationen die Realität genau abbilden.



Blockheizkraftwerks-Leistung (BHKW-Leistung) im Besitz von fünf Mitgliedern installiert. Eine der landwirtschaftlichen Einheiten ist ein wichtiger Marktakteur mit einem hohen Stromverbrauch, 200 kW PV-Leistung und 150 kWh Speicherkapazität.

4. Ergebnisse der Modellierung

Basierend auf den beschriebenen Daten wurden insgesamt 34 Simulationen für die folgenden fünf Szenarien durchgeführt. Um den saisonalen Effekten bei der Erzeugung von erneuerbarer Energie Rechnung zu tragen, wurden die Simulationen jeweils für eine Woche im Mai und eine Woche im November durchgeführt:

- **Basis-Szenario:** Vergleich der Gemeinschaft mit 25 Haushalten ohne lokalen Stromhandel und der gleichen Gemeinschaft mit einem aktivierten LSM, jeweils mit und ohne Beteiligung eines großen landwirtschaftlichen Prosumenten.
- **Szenario PV und Speicher:** Basisszenario plus zusätzliche PV- und Speicherkapazität in der Gemeinschaft.
- **Szenario Elektromobilität:** Basis-Szenario plus zusätzliche Profile für unidirektionale Elektroautos.
- **Szenario Windkraftanlage:** Basis-Szenario plus einer gemeinschaftlichen Windkraftanlage mit 3 MW installierter Leistung.
- **Szenario Stromhandel zwischen verschiedenen Gemeinschaften:** Basisszenario plus Handel mit einer nahegelegenen Gemeinschaft, die über begrenzte Ressourcen verfügt.

Zusammenfassend ergibt sich für die Mitglieder der Energiegemeinschaft folgende Handelsstrategie: Zunächst wird die selbsterzeugte Energie möglichst optimal selbst verbraucht, dann gespeichert und dann lokal abgegeben. Falls auf der kleinsten Ebene (in diesem Fall ein Haushalt) ein Stromdefizit oder -überschuss besteht, wird damit auf dem LSM automatisiert gehandelt, beispielsweise, um sich von einer Nachbar:in versorgen zu lassen. Während der letzten Sekunden eines Handelsintervalls werden nicht gedeckte Gebote in der Energiegemeinschaft schließlich direkt vom EVU bezogen, also der Stromtarif oder die Einspeisevergütung in Anspruch genommen, um Vollversorgung zu gewährleisten.

Die Preisstrategie in der Simulation fördert den lokalen Verbrauch. Die festgelegten EWS-Netzgebühren von 4 Cent/kWh wurden zu jedem abgewickelten Geschäft hinzugerechnet. So werden die Netzkosten berücksichtigt, die an den Netzbetreiber für die Nutzung der Netzinfrastruktur gezahlt werden. Diese Gebühr verstärkt den finanziellen Anreiz für die Teilnehmer:innen der Energiegemeinschaft, sich selbst zu versorgen.



4.1. Basis-Szenario

Die Grid Singularity-Simulation eines aktiven LSM in der EWS-Gemeinschaft führte zu durchschnittlich geringeren Stromrechnungen: Im Vergleich zum Ausgangswert konnten in der Novemberwoche knapp 21 Prozent Stromkosten reduziert werden. In der Mai-Woche konnten zirka 8 Prozent höhere Prosumer-Einnahmen erreicht werden. In beiden Fällen profitierte die überwiegende Mehrheit der Gemeinschaft von diesen Optimierungen (vgl. *Tabelle 1*). Im November gab es nur ein Mitglied, bei dem sich die Stromrechnung erhöhte, und zwar um einen marginalen Wert von 7 Cent. Im Mai gab es einen Anstieg für elf Mitglieder, von durchschnittlich 86 Cent.

Dies ist ein Ergebnis der definierten Speicherstrategie, die darauf abzielt, die gesamte überschüssige Erzeugung innerhalb der Gemeinschaft zu speichern und bei Bedarf zu entladen, wobei der künftige Verbrauchsbedarf des Haushalts unberücksichtigt bleibt. Durch eine intelligente Ergänzung der Speicherstrategie, z.B. eine Energiebedarfsprognose für das Haus, kann dies optimiert werden.

Tabelle 1: Stromkostensaldo der simulierten EWS-Gemeinschaft für die Wochen im November und Mai, mit und ohne LSM⁴

Stromkostensaldo der Gemeinschaft	Ohne LSM	Mit LSM	Kostenreduktion / Einnahmesteigerung
November	994 €	787 €	20.8%
Mai	-628 €	-679 €	8.1%

Haushalte, die Eigentümer von BHKWs sind, profitierten am meisten bei der Stromrechnung und verzeichneten die größten Einnahmen-Steigerungen. Dies lässt sich durch den Mix von BHKW und PV erklären, der beim Stromhandel genutzt werden kann. In absoluten Zahlen konnten Kostenvorteile zwischen 16,47 Euro bis 32,44 Euro erreicht werden. Dies entspricht relativen Kostensenkungen oder Einnahmen-Steigerungen von 59 Prozent bis 274 Prozent pro Haushalt mit BHWK im November und von 5,55 Euro bis 13,61 Euro oder 44 Prozent bis 342 Prozent pro Haushalt im Mai. Dieser Vorteil wird durch die BHKW ermöglicht, die zu unterschiedlichen Tages- und Nachtzeiten Energie erzeugten und so eine Verbesserung und Mikrooptimierung ermöglichten – im Vergleich zu dem Szenario, in dem es innerhalb der Gemeinschaft nur einen begrenzten Wettbewerb zwischen den Erzeugungsressourcen gab. Der wirtschaftliche Vorteil wird durch die Steuerbarkeit und damit der zusätzlichen Flexibilität der BHKW möglich.

⁴ Bei positiven Zahlen überwiegen die Ausgaben für den Bezug aus dem vorgelagerten Netz; bei negativen Zahlen überwiegen die Einnahmen aus der Einspeisevergütung.



Abbildung 1: Gemeinschaftsimport und -export in einer Novemberwoche⁵



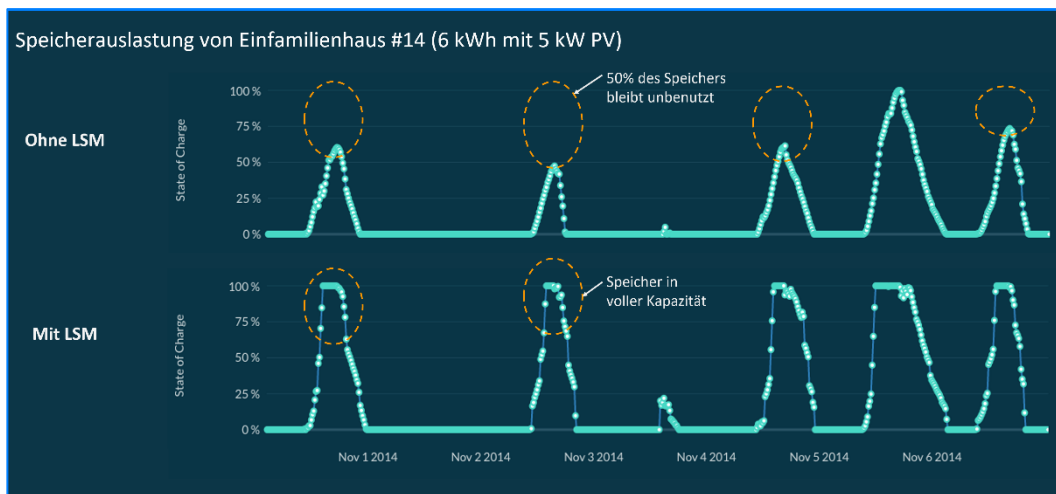
Lokale Strommärkte ermöglichen den Mitgliedern, untereinander Handel zu betreiben, anstatt ausschließlich von einem Einzelhändler beliefert zu werden und ihren Überschussstrom ausschließlich gegen den Erhalt einer Einspeisevergütung in das Netz einspeisen zu müssen. Somit ist die Speicherkapazität nicht mehr auf die Erzeugung und den Verbrauch eines einzelnen Hauses beschränkt. In der Woche im November wurde sie nicht voll ausgeschöpft, und die Speicher wurden an mehreren Tagen aufgrund der geringen Solar-Erzeugung nur bis zu 50 Prozent geladen. Mit dem lokalen Handel konnten die Speicher auch die überschüssige Erzeugung der anderen Mitglieder aufnehmen und erreichten an fünf Tagen der Novemberwoche einen Ladezustand von 100 Prozent. An zwei Tagen konnten die Speicher aufgrund schlechter Wetterbedingungen und geringer Erzeugung nicht vollständig geladen werden. Daher ging der Nettoexport der Gemeinschaft zurück, und der Eigenverbrauch stieg um 7,7 Prozent, wie in *Abbildung 1* dargestellt ist.

Hingegen zeigt die *Abbildung 2* die Entwicklung des Ladezustandes eines Speichers über eine Woche hinweg, in der ein Einfamilienhaus mit einer Kapazität von 6 kWh handelte. Bei lokalem Handel kann dieser Speicher mehr Erzeugung speichern, die von der Gemeinschaft nach Sonnenuntergang genutzt werden kann, wodurch beispielsweise die Abhängigkeit vom Strombezug aus dem vorgelagerten Netz verringert und sich die Autarkie der Gemeinschaft um knapp 6 Prozent verbessert, wie in *Tabelle 2* dargestellt ist.

⁵ Die Abbildung zeigt den Gemeinschaftsimport und -export von kWh-Einheiten. Die EWS Elektrizitätswerke Schönau wickeln sowohl den Import aus dem vorgelagerten Netz mittels Market Maker (symmetrische grüne und lila Balken; die EWS verkaufen Strom an die Gemeinschaft) als auch den Export ins vorgelagerte Netz mittels Einspeisevergütung (symmetrische grüne und blaue Balken; die EWS kaufen überschüssigen Strom der Gemeinschaft) ab.



Abbildung 2: Verbesserung der Speicherauslastung durch den LSM in einer November-Woche



Die simulierte Woche im Mai unterschied sich hinsichtlich der Erzeugung stark von der Woche im November. Aufgrund der höheren Sonneneinstrahlung im Mai erzeugen die PV-Anlagen mehr Strom. Da die Gesamtkapazität der installierten PV-Anlagen im Vergleich zur Nachfrage in der Gemeinschaft hoch war, wurde der Überschuss in das vorgelagerte Netz eingespeist und mit dem Einspeisetarif vergütet. Im Vergleich zum November importierte die Gemeinschaft deutlich weniger Strom vom EVU (228 kWh im Mai gegenüber 3177 kWh im November) und der Export war höher (6830 kWh im Mai gegenüber 1323 kWh im November).

Abbildung 3: Durch den LSM verbesserte Speichernutzung in der Mai-Woche

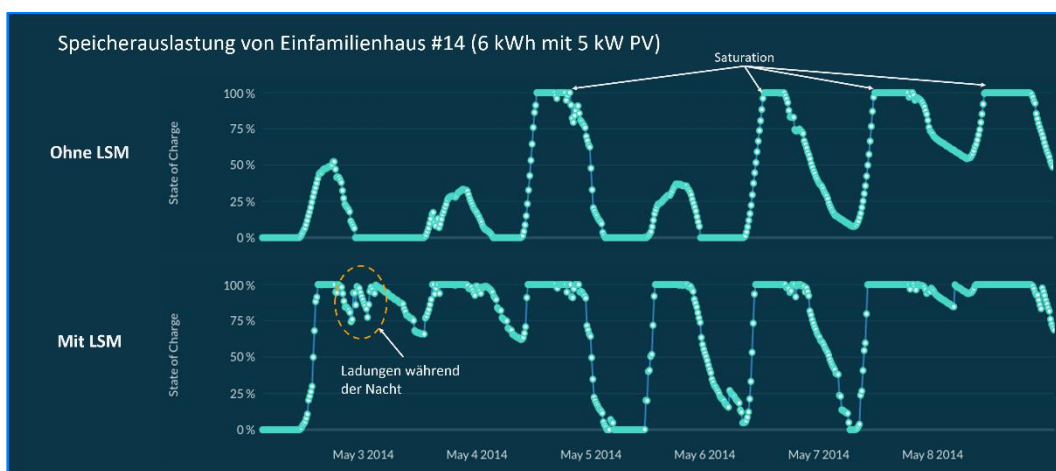


Abbildung 3 veranschaulicht, dass aufgrund der höheren Erzeugung in der Maiwoche der Speicher in einem Zeitraum von vier Tagen voll geladen wurde. Da die Mehrheit der Teilnehmer:innen der Energiegemeinschaft über PV-Erzeugung und Speicherkapazität verfügt, weisen sie auch das gleiche Erzeugungsmuster auf und erzielten einen Stromüberschuss. Dies begrenzt die Optimierung der Speicherauslastung während der Tage, in denen Stromüberschuss herrscht.



Dennoch verbesserte der lokale Handel die Speichernutzung für die verbleibenden Wochentage im Mai. Die Autarkie wurde um 2,2 Prozent und der Eigenverbrauch um 0,7 Prozent verbessert, wie aus *Tabelle 2* hervorgeht.

Tabelle 2: Eigenversorgung und Autarkie mit und ohne lokalen Strommarkt (LSM)

Kriterium	Woche	Ohne LSM	Mit LSM	Veränderung
Eigenverbrauch	November	74.8%	82.5%	7.7%
	Mai	31%	31.7%	0.7%
Autarkie	November	55.4%	61.1%	5.7%
	Mai	94%	96.2%	2.2%

4.2. Szenario: PV und Speicher

Während der lokale Stromhandel bereits wirtschaftliche und soziale Kennzahlen optimiert, können weitere Verbesserungen durch zusätzliche Energiespeicherung und Energieproduktion erzielt werden.

In der Modellierung wurden die Auswirkungen zusätzlicher Kapazitäten in Form von PV-Erzeugung und eines zentralen Speichers berücksichtigt und zwar im Hinblick auf die Frage, wie sie sich auf Eigenverbrauch und Autarkie auswirken. So verringerte eine modellierte 100-kWp Gemeinschafts-PV-Anlage (26 Prozent der gesamten PV-Kapazitäten) den Nettoimport der Gemeinschaft leicht und verbesserte die Autarkie um 1,7 Prozent in der Novemberwoche und um 0,2 Prozent in der Maiwoche. Durch die Erhöhung der solaren Erzeugungskapazitäten wuchs auch die Diskrepanz zwischen Verbrauch und Erzeugung, so dass deutlich mehr Strom in das vorgelagerte Netz exportiert wurde.

Tabelle 3: Vergleich Eigenverbrauch und Autarkie nach Basis-LSM und LSM mit zusätzlicher 100 kW PV

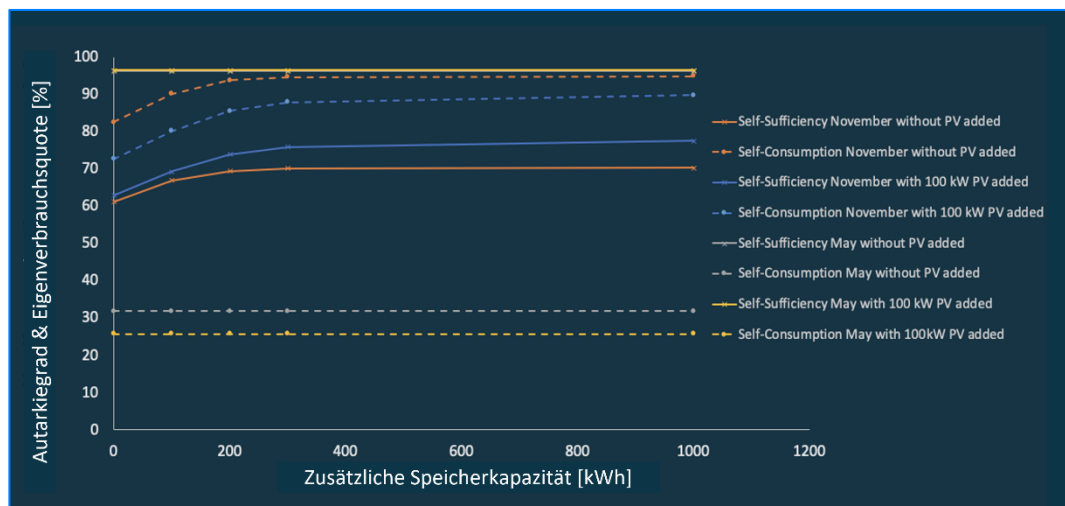
Kriterium	Woche	Vergleich LSM	LSM mit zusätzlicher PV-Leistung (+ 100 kW)
Eigenverbrauch	November	82.5%	72.6%
	Mai	31.7%	25.7%
Autarkie	November	61.1%	62.8%
	Mai	96.2%	96.4%



Der Nettoexport der Gemeinschaft erhöhte sich im November um 82 Prozent und im Mai um 35 Prozent, wodurch die Eigenverbrauchsquote in beiden Wochen sank (vgl. *Tabelle 3*), da mehr überschüssige Strom exportiert wurde. Dieses Ergebnis zeigt, dass die Diversifizierung der Energieerzeugung ein entscheidender Faktor für die Effizienz der lokalen Strommärkte ist.

Zusätzliche Gemeinschaftsspeicher wurden ebenfalls in diesem Szenario modelliert, wie in *Abbildung 4* dargestellt ist. Ein 300 kWh-Speicher erhöhte die Autarkie von 61 Prozent auf 70 Prozent und den Eigenverbrauch von 83 Prozent auf 95 Prozent für die Novemberwoche (veranschaulicht durch die orangenen Linien). Da die Gemeinschaft im Mai einen sehr geringen Import- und einen hohen Nettoexportwert hatte, führte die zusätzliche Speicherung in dieser Saison nicht zu einer Verbesserung der zwei Kriterien (graue bzw. gelbe horizontale Linien). Der Export in das vorgelagerte Netz wurde nur geringfügig verringert, da überschüssige Erzeugung bereits im Basis-Szenario für die Deckung der Nachfrage in darauffolgenden Wochen gespeichert wurde.

Abbildung 4: Eigenverbrauch und Autarkie mit zusätzlicher Speicherkapazität



4.3. Szenario: Elektromobilität

In einer weiteren Simulation nutzte die Gemeinschaft sechs Elektroautos, um das Aufkommen von Ladestationen zu modellieren. Sie wurden als reiner Verbrauch (unidirektionales Laden) modelliert und in sechs verschiedene Haushalte integriert. Das Verbrauchsprofil der Autos ist unterschiedlich, einige haben einen hohen Strombedarf über kurze Zeiträume. Je nachdem, wann sie tagsüber aufgeladen werden, nutzen sie Strom der eigenen PV-Anlage, der Batterie, Strom der Nachbar:in oder aus dem vorgelagerten Netz.

Die Simulation von Elektroauto-Profilen bringt eine Erhöhung des Stromverbrauchs ihrer Nutzer:innen und damit des Verbrauchs der gesamten Gemeinschaft mit sich. Daher konnten die Elektroautos mehr lokale Stromproduktion aufnehmen, die



andernfalls in das vorgelagerte Stromnetz exportiert worden wäre. Dadurch verbesserte sich der Eigenverbrauch der Gemeinschaft sowohl für die November- als auch für die Maiwoche. Da Elektroautos auch den Import der Gemeinschaft erhöhten, ging der Autarkiegrad im November leicht zurück, stieg aber im Mai aufgrund des PV-Überschusses an. Infolge der gestiegenen Nachfrage haben Elektroauto-Eigentümer höhere Strombezugskosten und geringere Einnahmen. Hier ist zu beachten, dass an dieser Stelle Opportunitätskosten wie die finanziellen und ökologischen Kosten für Benzin nicht berücksichtigt wurden. Es ist wichtig zu betonen, dass eine intelligente Ergänzung der Elektroauto-Ladung – etwa das Beladen nur während des Tages bei Solarproduktion oder die Integration neuer Technologien wie Vehicle-to-Grid, die es dem einzelnen Auto erlauben würden, Strom wie ein Speichergerät zu kaufen und zu verkaufen – vermutlich die finanziellen Kennzahlen der Elektroauto-Eigentümer und der Gemeinschaft verbessern würde.

4.4. Szenario: Windkraftanlage

Dieses Szenario untersuchte die Effekte einer zusätzlichen gemeinschaftlichen Windenergieanlage mit einer Leistung von 3 MW. PV und Wind sind in der Erzeugung unabhängig und ergänzen sich gegenseitig.⁶

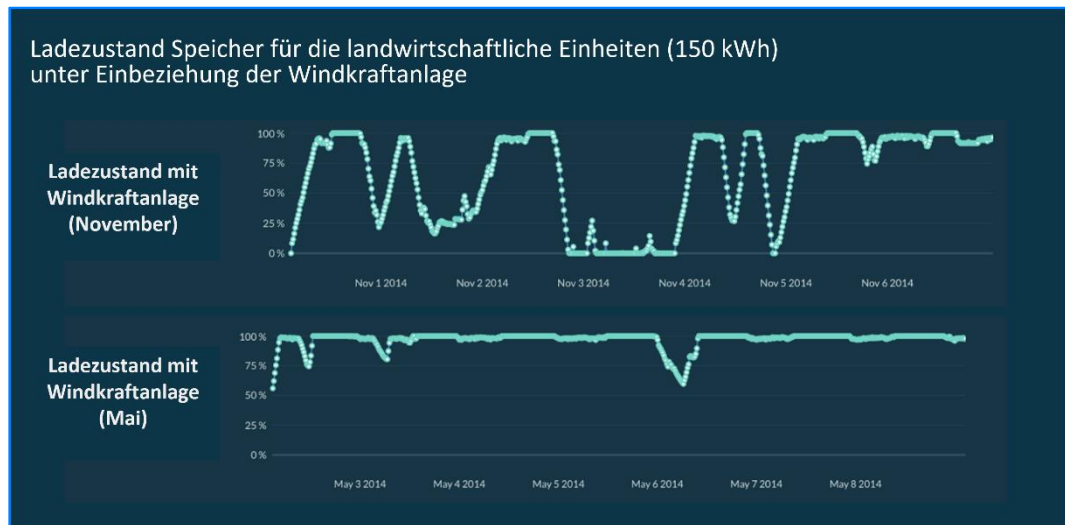
Durch die zusätzliche Windenergiekapazität von 3 MW der Gemeinschaft entstand ein sehr hoher Überschuss. Der Nettoimport ist für beide Wochen leicht reduziert, wodurch sich die Autarkie auf 72,1 Prozent im November und 100 Prozent im Mai verbesserte. Aber auch der Nettoexport stieg erheblich, was zu sehr geringen Eigenverbrauchsquoten von 8,2 Prozent für die Woche im November und 2,4 Prozent für die Maiwoche führte.

Abbildung 5 zeigt die Nutzung des Speichers der landwirtschaftlichen Einheit (150 kWh) unter Einbeziehung der Windkraftanlage. Zunächst waren die Speicherkapazitäten auf Einspeisung der PV- und BHKW-Erzeugung beschränkt. Mit der Windturbine gelang es nun, den zusätzlichen Überschuss aufzunehmen und eine bessere Auslastung der Speicher zu erreichen. Am 3. November gab es eine kritische Phase, in der die Speicher überwiegend leer waren, da aufgrund der mangelnden Erzeugung innerhalb der Gemeinschaft das Stromdefizit aus dem vorgelagerten Netz importiert werden musste. Die Ursache dafür war, dass die Windturbine während dieser Zeit Strom verbrauchte (die Hilfssysteme der Windturbinen wie Sensoren, Kühl- und Heizsysteme haben einen gewissen Strombedarf). Auf der anderen Seite gab es in der Maiwoche einen sehr hohen Überschuss, wodurch die Speicher für den größten Teil der Woche voll geladen waren.

⁶ Hinweis: Der zur Verfügung gestellte Datensatz der Windkraftanlage, die sich bei Schönau befindet, stammt aus einem anderen Jahr, was sich auf die Ergebnisse auswirken kann



Abbildung 5: Ladestände des Speichers der großen landwirtschaftlichen Einheit (150 kWh) während der Novemberwoche (oben) und der Maiwoche (unten)



Die Produktion einer Windenergieanlage auf dem LSM erhöht das Angebot und damit den Wettbewerb zwischen den Erzeugungskapazitäten. Mit der Windkraftanlage konnten die Mitglieder ihre Stromrechnungen weiter reduzieren. In der Maiwoche gingen jedoch auch ihre Einnahmen zurück (vgl. *Tabelle 4*), da das Angebot und der Wettbewerb stiegen, was dazu führte, dass einige PV-Eigentümer nicht in der Lage waren, lokal zu verkaufen und den Überschuss zu einer niedrigeren Einspeisevergütung exportieren mussten. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Windkraftanlage, wenn sie sich direkt im Besitz der Gemeinschaft befindet und ihre Einnahmen unter den Mitgliedern aufgeteilt werden, der Gemeinschaft einen finanziellen Vorteil bringt. Andernfalls müsste die Stromkostensparnis mit den Rückgängen der Einnahmen verglichen werden, um den Gesamteffekt zu erfassen.

Diese sozialen Kenngrößen der Gemeinschaft können verbessert werden, wenn ein gemeinsamer Speicher hinzugefügt wird, damit der Überschuss der Windturbine aufgefangen wird. Mit einem simulierten zusätzlichen Speicher von 3 MWh konnte die Gemeinschaft völlig autark werden und ihren Eigenverbrauch für die Novemberwoche auf 11,4 Prozent steigern. In der Maiwoche war die Gemeinschaft bereits in der vorigen Simulation zu 100 Prozent autark, so dass in dieser Saison keine Verbesserungen vorgenommen werden konnten. Diese Ergebnisse zeigen, dass es Grenzen für die technische Optimierung der Gemeinschaft durch zusätzliche Erzeugungs- oder Speicherkapazitäten gibt. Aufgrund der saisonalen Variabilität der Erzeugung und des Verbrauchsprofils ist es schwierig, die geeignete Dimensionierung der Energieressourcen zu bestimmen. Mit dem Open-Source-Simulationstool von Grid Singularity können die Benutzer:innen auf einfache Weise Änderungen ihrer Konfiguration vornehmen, z.B. durch Hinzufügen von Erzeugungs- und Speicherkapazitäten. Dies könnte die optimale Dimensionierung aller relevanten Kapazitäten bestimmen, insbesondere wenn Simulationen für ein Jahr abgebildet werden.



Tabelle 4: Stromkostensaldo mit und ohne zusätzliche Windkraftanlage⁷

Woche	Stromkostensaldo Gemeinschaft ohne Windenergie	Stromkostensaldo Gemeinschaft mit Windenergie	Einnahmen aus Windenergie
November	862 €	760 €	8.438 €
Mai	-624 €	-522 €	17.047 €

4.5. Szenario: Stromhandel zwischen verschiedenen Gemeinschaften

Eine weitere Optimierung von Energiekapazitäten und damit der finanziellen, ökologischen und sozialen LSM-Kennzahlen, wird durch den Handel der Energiegemeinschaft mit einer anderen, nahegelegenen Gemeinschaft ermöglicht. Dieses Szenario wurde simuliert, wobei die zweite Gemeinschaft auf dem Datensatz der EWS-Gemeinschaft basierte, jedoch keine eigene Erzeugungs- oder Speicherkapazität aufwies.

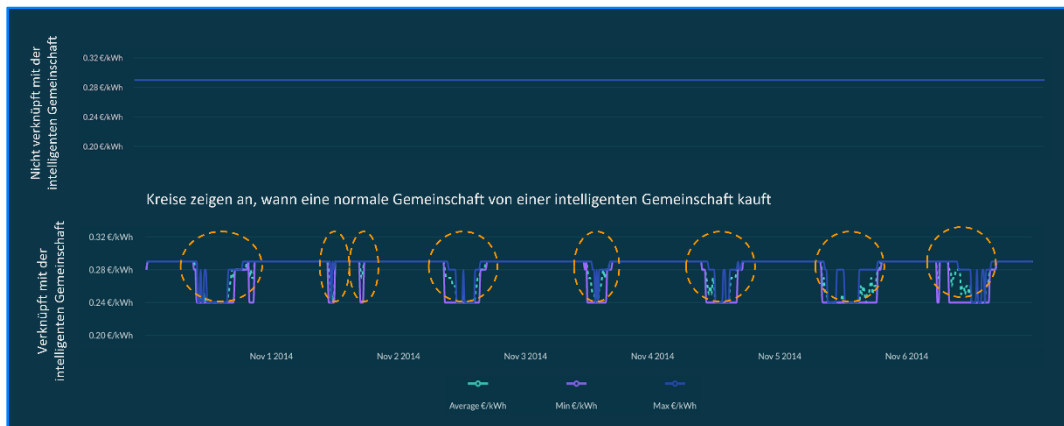
Diese zweite Gemeinschaft – bestehend aus 24 Verbraucher:innen – wurde auf derselben Netzebene mit aktiviertem lokalem Handel hinzugefügt, wodurch für beide Gemeinschaften ein Mehrwert geschaffen wurde. Die intelligente EWS-Gemeinschaft konnte nun einen Teil ihrer überschüssigen Erzeugung in die andere Gemeinschaft exportieren, anstatt alles in das vorgelagerte Netz einzuspeisen, wodurch ein höherer Preis als die Einspeisevergütung erzielt wurde. Im Gegenzug konnte die reine Verbrauchergemeinschaft einen Teil des Stroms von der EWS-Gemeinschaft zu einem niedrigeren Preis beziehen als vom EVU, wobei dies auf der gegenwärtigen regulatorischen Gegebenheit nicht entsprechenden Annahme basierte, dass niedrigere Netzentgelte anzusetzen sind, wenn der Stromhandel auf der gleichen Netzebene verbleibt.

Wie die Kreise in *Abbildung 6* veranschaulichen, konnte die Verbrauchergemeinschaft in Zeiten von Überschussstrom der EWS-Gemeinschaft Strom zu einem niedrigeren Preis von rund 24 Cent/kWh beziehen, wodurch sich ihre kumulierten Stromkosten für die Woche im November um 49,50 Euro und für die Woche im Mai um 87,10 Euro verringerten. Im Gegenzug stiegen die kumulierten Stromkosten der EWS-Gemeinschaft in der Novemberwoche um einen geringen Betrag von 6,60 Euro an.

⁷ Bei positiven Zahlen überwiegen die Ausgaben für den Bezug aus dem vorgelagerten Netz; bei negativen Zahlen überwiegen die Einnahmen aus der Einspeisevergütung



Abbildung 6: Vergleich der maximalen, minimalen und durchschnittlichen Strompreise im Basisszenarios (oben) und im Szenario mit Handel in der Region (unten)



Diese geringe Kostensteigerung könnte durch die Integration intelligenter Handelsstrategien auf der Grundlage von Stromnachfrage, -erzeugung und Preisprognosen verringert oder beseitigt werden. Wichtig ist, dass die kumulativen Stromkosten der Mitglieder der EWS-Gemeinschaft in der Maiwoche um 110,20 Euro zurückgingen, was zu einem insgesamt positiven finanziellen Ergebnis führte, das durch intelligentere Handelsstrategien weiter optimiert werden könnte (vgl. Tabelle 5).

Darüber hinaus zeigt der lokale Handel zwischen den Gemeinschaften ökologische und soziale Vorteile, da erneuerbare Energie-Kapazitäten effizienter genutzt werden und die Netzlast verringert wird. Diese erhöhen die Gesamtenergieeffizienz und Nachhaltigkeit. Die erzielten Einsparungen und Einnahmen könnten auch zusätzliche Investitionen in lokale erneuerbare Energien ermöglichen.

Tabelle 5: Stromkosten für EWS-Gemeinschaft und Verbraucher-Gemeinschaft mit und ohne regionalem Stromhandel

Stromkosten	Woche	Kein regionaler Handel	Mit regionalem Handel	Absolute Veränderung	Relative Veränderung
EWS Schönau	November	787,10 €	793,70 €	6,60 €	0.84%
	Mai	-679,50 €	-789,70 €	-110,20 €	-16.22%
Gemeinschaft ohne Energiekapazitäten	November	2.068,30 €	2.018,80 €	-49,50 €	-2.39%
	Mai	952,90 €	865,80 €	-87,10 €	-9.14%



5. Methodik

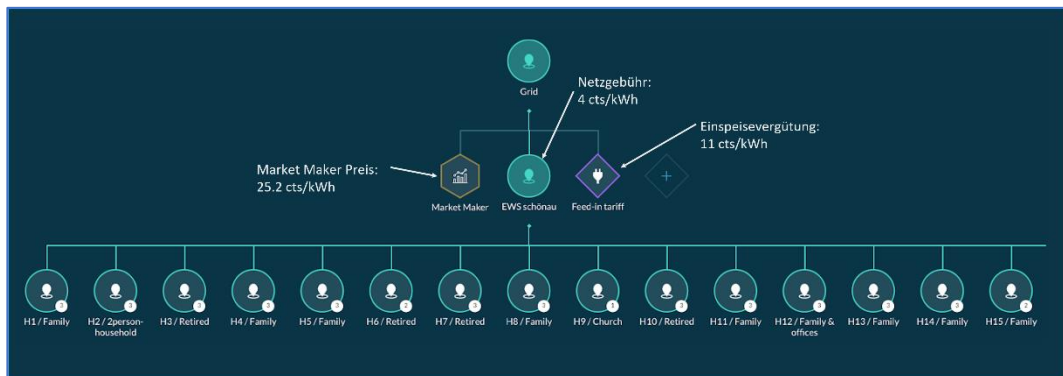
Die D3A-Simulationsplattform ist eine Open Source Software, die multilaterale Transaktionslösungen abbildet, die mit Hilfe von autonomen Agenten vollzogen werden. Die Agenten verarbeiten im Kern ein Set von beliebig komplexen „Smart Contracts“, auf Basis eines iterativ optimierten Algorithmus.

Der Market Maker stellt das Verhalten eines typischen Versorgungsunternehmens dar, das eine unendliche Energieversorgung zu 29,2 cent/kWh als maximalen Marktpreis anbietet. In dieser Fallstudie ist die EWS Schönau der Market Maker.

Das **D3A Simulationstool** von Grid Singularity wurde entwickelt, um ein dekarbonisiertes, dezentrales, digitalisiertes und demokratisiertes Energiesystem zu ermöglichen. D3A verbindet und nutzt das Potenzial von transaktiven Netzen, erneuerbaren Energiequellen und Peer-to-Peer-Stromhandel für alle Beteiligten auf einer einzigen Plattform. Damit kann D3A als Netzmanagement-Agent die zunehmende Anzahl von kleinen Energieerzeuger:innen und flexiblen Verbraucher:innen in einem offenen und dezentralen Netzwerk koordinieren. Im Folgenden wird die zugrundeliegende Methode und die sich daraus ergebende Handelsstrategie näher erläutert.

In der D3A Software werden energiewirtschaftlich relevante Einheiten auf der Ebene der Haushalte in einer Energiegemeinschaft mit festgelegten technischen Parametern registriert. Dazu gehören beispielsweise die maximale Speicherleistung einer Batterie, relevante Lastprofile von Energieverbraucher:innen und Erzeugungsprofile von PV-Anlagen sowie Handelspräferenzen. Jede handelnde Einheit wird im relevanten Energiegemeinschaftsmarkt registriert, welcher auf der nächsten Ebene an das breitere Verteilungsnetz angeschlossen ist. *Abbildung 7* bildet diese Struktur ab, die einzelnen Handelseinheiten sind nach Haushalten auf der unteren Ebene gegliedert und handeln untereinander und mit der nächstgelegenen Ebene, auf der beispielsweise Netzbetreiber und EVU die Rahmenbedingungen für den Markt festlegen. In dieser Simulation ist EWS Elektrizitätswerke Schönau für die Energiegemeinschaft sowohl Netzbetreiber als auch EVU und somit der **Market Maker**. Der Market Maker setzt für den Handel im LSM den Referenzpreis fest, für Verbraucher:innen ist das der jeweilige Stromtarif, für Erzeuger:innen die Einspeisevergütung.

Abbildung 7: Hierarchische Struktur der Bottom-up-Märkte in der d3a-Software von GridSingularity, visualisiert am Beispiel der EWS Elektrizitätswerke Schönau



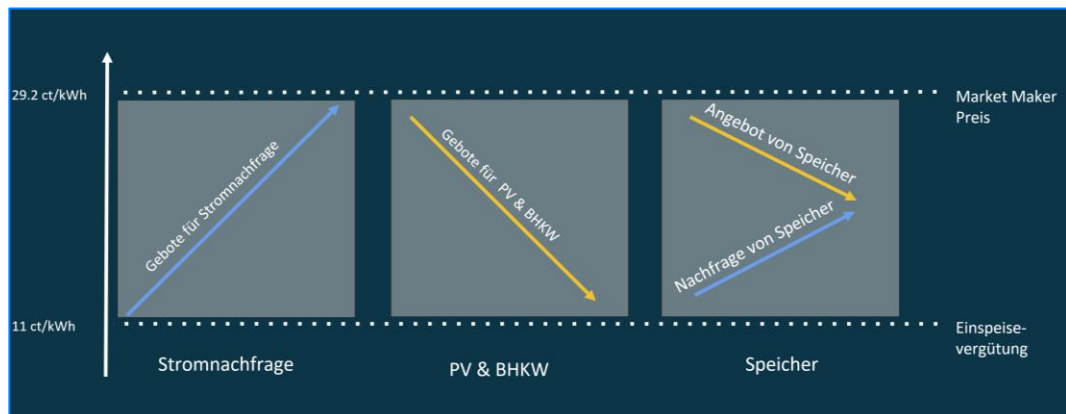
Anhand von Echtzeitinformationen zu Nachfrage und Angebot ermöglicht die Software-Lösung eine dynamische Strompreisbildung in Form von digitalen Geboten, die am lokalen Stromhandel platziert werden. Nach dem Prinzip einer lokalen Börse platziert jede stromverbrauchende Einheit – beispielsweise ein intelligenter Heim-



speicher oder eine Ladesäule für Elektroautos – ihre aktuelle Nachfrage am LSM, während jede stromerzeugende Einheit – beispielsweise eine PV-Anlage oder ein BHKW – ihr Angebot am Markt platziert. Hieraus ergibt sich der Handel innerhalb und zwischen den lokalen Strommärkten. Das System handelt Nachfrage und Angebot von unten nach oben. Gebote werden, dem zellularen Grundgedanken folgend, erst auf der nächst-gelegenen Ebene abgegeben, etwa auf dem Markt für Privathaushalte, und dann in mehreren Aggregationsschritten auf den jeweils höher gelagerten Märkten platziert, zunächst also auf dem lokalen Gemeinschaftsmarkt von EWS Elektrizitätswerke Schönau, dann auf dem Markt, der die Verteilnetzregion umfasst, bis eine Allokation von Angebot und Nachfrage erreicht wird. Für die dynamische Preisbildung folgt die Simulation einer vorab definierten Handelsstrategie, die sich entlang von Handelsintervallen⁸ wiederholt (vgl. *Abbildung 8*). Um mit einer gewissen Marge handeln zu können, wird zu Beginn jedes Handelsintervalls eine Nachfrage zu einem niedrigen Preis eingestellt und langsam erhöht, bis sie ein Angebot findet oder den Market-Maker-Preis/EVU-Preis von 29,2 Cent/kWh erreicht. Die Angebote wiederum beginnen mit einem hohen Preis und nehmen innerhalb eines zeitlichen Handelsintervalls ab, bis sie entweder mit einer Nachfrage übereinstimmen oder den Wert der Einspeisevergütung von 11 Cent/kWh erreichen. Dabei reagiert die Handelsstrategie für Batterien auf Preisänderungen, während die Last-, PV- und BHKW-Strategien unflexibel bleiben. Dies bedeutet, dass zusätzliche Möglichkeiten der **Laststeuerung** entwickelt und die Handelsstrategien für Energieerzeugungseinheiten sukzessive intelligenter gestaltet werden können.

Laststeuerung ist bekannt als Demand-Side-Management, bezeichnet die Einflussnahme auf die Stromnachfrage durch das gezielte Ab- und Zu-schalten von Lasten bei Abnehmer:innen in Industrie, Gewerbe und Privathaushalten in Abhängigkeit von Marktsignalen oder bestimmten Netzzuständen.

Abbildung 8: Agenten-Preisstrategien der d3a für Nachfrage, Erzeugungs- und Speicherkapazitäten



⁸ Die Simulation ist in 672 zeitliche Handelsintervalle von jeweils 15 Minuten Länge für eine Woche unterteilt, in denen Nachfrage und Angebote eingestellt und zeitspezifisch aktualisiert werden.

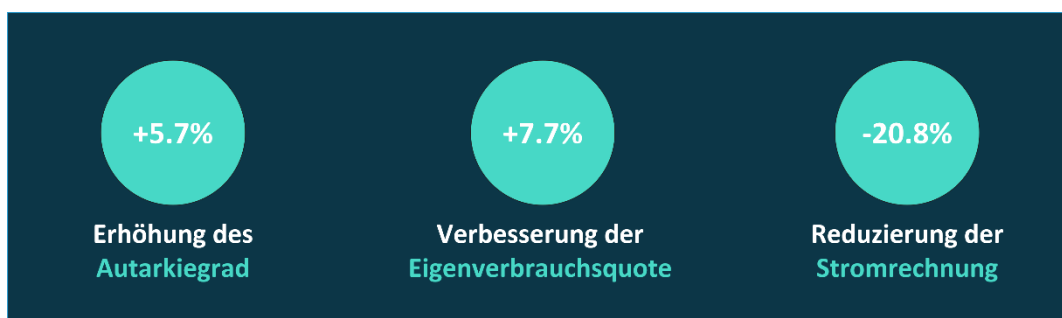


6. Fazit

Zusammenfassend können aus der Modellierung zur Abschätzung und Veranschaulichung des Potenzials eines lokalen Stromhandels folgende Ergebnisse abgeleitet werden.

1. Lokale Strommärkte erbringen erhebliche wirtschaftliche und ökologische Vorteile für die Mitglieder der handelnden Gemeinschaft (vgl. *Abbildung 9*)
2. Lokale Strommärkte können durch Investitionen in zusätzliche Energiekapazitäten und insbesondere durch die Diversifizierung lokaler Energiequellen optimiert werden. Weitere Simulationen sind sinnvoll, um das geeignete Niveau und die Art der lokalen Energieerzeugung und -speicherung besser beurteilen zu können.
3. Regionaler Stromhandel schafft regionalwirtschaftliche und sozialpolitische Chancen sowohl für die Gemeinschaft mit eigenen Erzeugungs- und Speicherkapazitäten als auch für Gemeinschaften und Regionen, in denen überwiegend oder ausschließlich Verbraucher:innen angesiedelt sind. Strukturschwache Regionen können gestärkt werden und alle Mitglieder der Gemeinschaft (mit und ohne eigenen Anlagen) können partizipieren und die Vorteile nutzen.
4. Eine weitere Optimierung des Strommarktes kann erreicht werden, indem mehr Gemeinschaften miteinander verbunden und intelligentere Handelsstrategien eingeführt werden. Dies ist ein Thema für die künftige Forschung, wobei die endgültige Validierung in einem Piloteinsatz erfolgen sollte.

Abbildung 9: Vorteile lokaler Strommärkte durch Verbesserung von Eigenverbrauch und Autarkie und Reduzierung der Stromrechnung



Impressum

Redaktion und Text:

Ewald Hesse (Grid Singularity), Katharina Habersbrunner (BBEn), Dr. René Mono (100pes), Céline Göhlich (100pes), Malte Zieher (BBEn), Gunnar Harms (BBEn)

Die Studie ist Teil der Kampagne „Neue Kraft mit der Nachbarschaft – Wir machen die dezentrale Energiewende“. Initiiert und durchgeführt wird diese Kampagne vom Bündnis Bürgerenergie und der 100 Prozent erneuerbar stiftung.

Mehr Informationen unter: www.nkmdn.de

Herausgeber:

Bündnis Bürgerenergie e.V.
100 Prozent erneuerbar stiftung

In Kooperation mit:

Grid Singularity GmbH
EWS Elektrizitätswerke Schönau eG



Kontakt:

Bündnis Bürgerenergie e.V.
Marienstrasse 19/20, 10117 Berlin
Tel. 030 / 30 88 17 89
Fax 030 / 84 71 27 36
info@buendnis-buergerenergie.de
www.buendnis-buergerenergie.de