

Regularien, Technik, Wirtschaftlichkeit – Hürden beim Einstieg in die Direktvermarktung

Mario Weber

Der Einstieg in die Direktvermarktung erneuerbarer Energien gewinnt für Energiemarktakteure zunehmend an Attraktivität – das zeigt nicht zuletzt die stetig wachsende Leistung in diesem Marktsegment. Doch unübersichtliche rechtliche Vorgaben, komplexe technische Anforderungen und der Anspruch, möglichst wirtschaftliche Prozesse zu etablieren, stellen für viele Unternehmen beträchtliche Hürden dar. Wer dieses Geschäftsmodell erfolgreich umsetzen will, muss diese Herausforderungen kennen und gezielt angehen.

Ein Blick auf die Entwicklung der letzten Jahre macht deutlich: die Direktvermarktung von Strom boomt. Weiterhin vorherrschend ist hierbei das Marktprämienmodell, doch die sonstige Direktvermarktung, etwa in Form von Power-Purchase-Agreements (PPA), holt rasant auf. Allein zwischen dem ersten Quartal 2020 und dem ersten Quartal 2022 verdreifachte sich die Leistung in diesem Segment von 327 auf 9.647 MW [1]. Nur ein weiteres Jahr später wurden bereits fast 17.000 MW im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung erzeugt [2].

Die Gründe hierfür sind vielfältig: So wechselten nicht nur etliche ausgeförderte Erzeugungsanlagen in diese Veräußerungsform. Darüber hinaus wurde die Direktvermarktung im Zuge historisch hoher Börsenstrompreise für viele EEG-Bestandsanlagen hinsichtlich der Erläsoptimierung attraktiv [3].

Gründe für die Direktvermarktung

Doch auch abseits solcher kurzfristigen Entwicklungen gibt es genügend Gründe und Motivation, als Versorgungsunternehmen auf die Direktvermarktung erneuerbarer Energien zu setzen. Der Anteil regenerativer Energien in Deutschland steigt stetig und soll von aktuell etwa 40 auf 65 % im Jahr 2030 ausgebaut werden. Um diese ambitionierten Ziele zu erreichen und langfristig zu sichern, ist eine Finanzierung ohne staatliche Förderung notwendig. Direktvermarktung ist hier ein Weg, Betrieb und Ausbau der Erneuerbare-Energien (EE)-Anlagen dauerhaft wirtschaftlich umzusetzen. Dieses Wachstum spiegelt sich auf Kundenseite. Nicht nur die Anzahl der Haushaltskunden, die Grünstrom-Produkte nutzen möchten, steigt stetig an.

Immer mehr Unternehmen wollen ebenfalls ihre CO₂-Bilanz mit Strom aus erneuerbaren Energien verbessern. Zudem bietet das Vermarktungsmodell Vorteile bezüglich der Risikominimierung. Es sichert sowohl gegen hohe Marktpreisschwankungen im Einkauf – etwa durch Krisen oder sonstige unvorhergesehene Ereignisse – als auch gegen hohe Preisschwankungen und -anpassungen an die Endkunden ab.

Angesichts dieser eindeutigen Vorzüge stellt sich die Frage: Warum steigen nicht alle Energieversorger in die Direktvermarktung ein? Die Antwort hierauf liefern diverse Herausforderungen und Hürden, mit denen sich Unternehmen konfrontiert sehen, die ihren Grünstrom auf diese Weise vertreiben möchten. Denn sowohl im Hinblick auf die schwer zu überblickende Regulatorik als auch in Sachen Technik ist spezialisiertes Know-how gefragt, um zum gewünschten Ergebnis zu gelangen. Bereits bei der Wahl des passenden Vermarktungsmodells gilt es deshalb, alle Faktoren in Betracht zu ziehen.

Wirtschaftliche und organisatorische Herausforderungen

Zunächst ist zu klären, für welchen Zweck die jeweilige Erzeugungsanlage konkret betrieben wird. Handelt es sich beispielsweise um einen Wind- oder Solarpark, mit dem große Energiemengen ausschließlich für die Vermarktung generiert werden? Oder steht die Deckung des Eigenbedarfs für Immobilien bzw. Gewerbebetriebe im Fokus – und lediglich der überschüssige Strom soll vermarktet werden? Die Eckdaten der Anlage an sich sind ebenfalls entscheidend, um die richtige Wahl zu treffen. Wie viel Leistung

erzeugt diese? Wie stellt sich deren Betrieb hinsichtlich Prognostizierbarkeit und Fernsteuerbarkeit dar? Ist die Erzeugungsanlage zusätzlich förderfähig? Und kann mit ihr flexibel Regelenergie zur Verfügung gestellt werden?

Eine ebenso wichtige Rolle spielen Wirtschaftlichkeitskriterien wie die Struktur des Vermarktungsportfolios und mögliche Marktpreisrisiken. Besonders aufgrund des Abbaus staatlicher Subventionen und des dadurch gestiegenen Kostendrucks wird eine Vermarktungsoptimierung zunehmend wichtig, um die existierenden Effizienzpotenziale in der Direktvermarktung nutzen zu können [4].

Sind diese grundsätzlichen Punkte geklärt, müssen diverse organisatorische Hürden gemeistert werden. Für die Bereiche Einspeisung und Belieferung ist etwa zu entscheiden, ob diese über eine gemeinsame oder über geteilte Lieferantenrollen abgebildet werden sollen. Hier sind verschiedene regulatorische sowie wirtschaftliche Gründe für oder gegen eine Trennung der Geschäftsmodelle abzuwägen. Auf verschiedene Arten lässt sich eine klare Investitions-, Ertrags- und Risikotrennung zwischen Vermarktung und Belieferung sicherstellen. Auch aus personeller, prozessualer und technischer Sicht kann diese Abgrenzung sinnvoll sein. Bestehende IT-Systeme sind jedoch häufig nicht oder nur mit großem Zusatzaufwand in der Lage, die hieraus resultierenden Anforderungen umzusetzen.

Personelle Kapazitäten und prozessuale Komplexität

Unabhängig von der konkreten Ausgestaltung der jeweiligen Geschäftsmodelle müssen

Energieversorger beim Einstieg in die Direktvermarktung entsprechendes Know-how aufbauen und Personal bereitstellen, um erfolgreich und vorgabenkonform agieren zu können. Die dafür notwendigen Maßnahmen in den Bereichen Recruiting und Schulung bedeuten für Unternehmen jedoch zusätzliche Investitionen und beträchtlichen Mehraufwand für das bestehende Team.

Für Entlastung können hier externe Partner und Dienstleister sorgen. Deren Auswahl und Koordination kann allerdings ebenfalls zur Herausforderung werden. Besonders die Frage, welche Rollen und Aufgaben das EVU selbst übernehmen kann und möchte, und wo externe Unterstützung benötigt wird, erfordert ein genaues Abwägen der eigenen Kompetenzen und Kapazitäten. Vom Vertrieb über die Marktrollen des Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) und des Betreibers der technischen Ressource (BTR) bis hin zur Prognose und Abrechnung sind hier verschiedene Varianten der Aufgabenverteilung möglich.

Entscheidet sich ein Versorgungsunternehmen, die Direktvermarktung in Eigenregie umzusetzen, droht dies nicht selten an der prozessualen Komplexität zu scheitern. Schwierigkeiten bereiten vor allem die unterschiedlichen Regularien, Fristen und Abläufe in der Marktkommunikation. Hervorzuheben sind hier insbesondere die Marktprozesse für erzeugende Marktkationen Strom (MPES) sowie die Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität (GPKE).

Unternehmen, die ihre erneuerbaren Energien zuvor über das Marktprämienmodell vermarkteten, sehen sich zudem beim Wechsel in die sonstige Direktvermarktung mit spezifischen Anforderungen konfrontiert. Weitere anspruchsvolle Regularien und Pflichten entstehen durch den Redispatch 2.0, und die hiermit zusammenhängenden Marktrollen wie der BTR, der Einsatzverantwortliche (EIV) sowie die Prozesse rund um die Bilanzkreisabrechnung (MaBiS) erfordern umfassende Expertise und passende Software. Abseits der eigentlichen Marktvorgänge sind noch weitere interne und externe Prozesse im Blick zu behalten. Aufgrund der starken Wetterabhängigkeit von Photovoltaik und Windkraft sind in der Prognose bei-

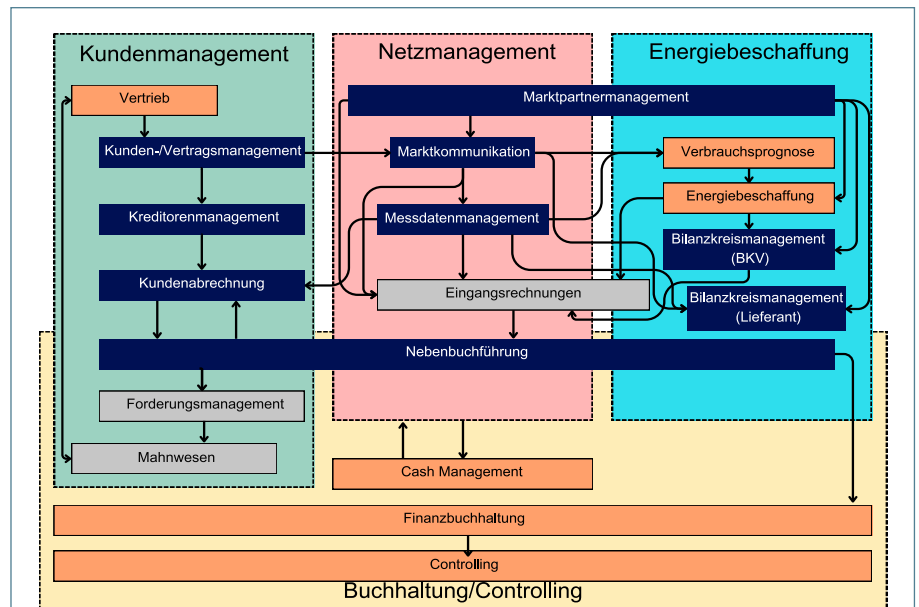


Abb. 1 Überblick über die vielfältigen Aufgaben und Prozesse in der Direktvermarktung

Quelle: eigene Darstellung

spielsweise sehr kurze Taktungen notwendig. Dies lässt sich ohne entsprechende Technik jedoch nur schwer abbilden. Und selbst in der Buchhaltung lauern Tücken: So muss etwa eine strenge Trennung zwischen Rechnungen und Gutschriften eingehalten werden (Abb. 1).

Erfolg durch passgenaue IT und externe Unterstützung

Da die Prozesse in der Energiewirtschaft untrennbar mit spezialisierter Software und Hardware (etwa bei der Marktkommunikation

per AS4) zusammenhängen, stellt die IT viele angehende Direktvermarkter vor Herausforderungen. Ob bei der Anlage, Verwaltung und Verarbeitung von Einspeiseanlagen und -werten oder der Unterstützung von Formaten und Prozessen hinsichtlich MPES bzw. Redispatch 2.0, überall sind hier umfassende technische Expertise und Zugang zu den passenden Lösungen vonnöten. Die technologischen Anforderungen enden jedoch nicht bei der Marktkommunikation. Im Bereich der Abrechnung, etwa bei der Buchung von Gutschriften und Rechnungen mit Zusatzleistungen, sind ebenso passende

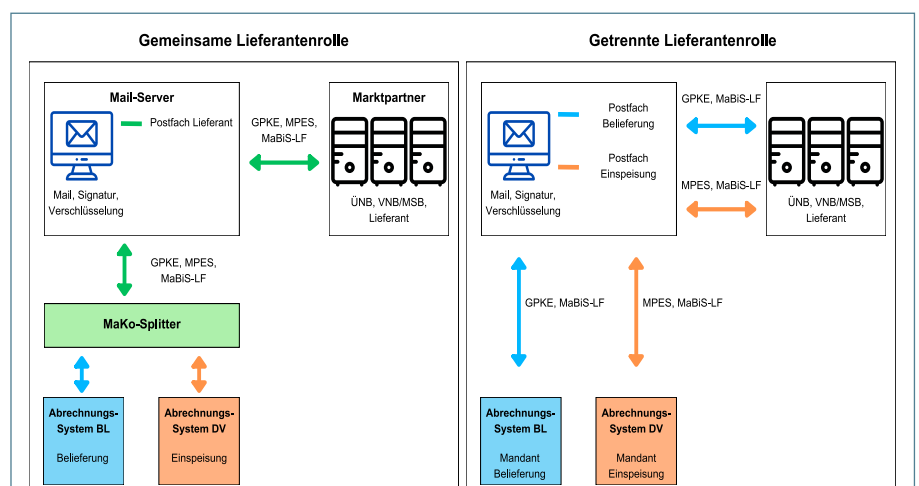


Abb. 2 Unterschiedlicher Aufbau der IT-Systeme bei gemeinsamer oder getrennter Lieferantenrolle

Quelle: eigene Darstellung

Anwendungen gefragt. Gleiches gilt für die Bereitstellung zusätzlicher Markttrollen, wie BTR oder EIV, und Prozesse sowie die bereits erwähnte, komplizierte Prognose von Einspeiseanlagen.

Selbst bei einer Zusammenarbeit mit externen Partnern kann die IT zum Zünglein an der Waage werden, z.B. wenn eine möglichst reibungslose, automatisierte Anbindung von Dienstleistern für das Bilanzkreismanagement und Co. bereitgestellt werden soll (Abb. 2).

Um angesichts so vieler Hürden letztendlich doch erfolgreich in die Direktvermarktung einzusteigen, sollten sich Energieversorger entsprechend gut überlegen, wie sie das Vorhaben angehen wollen. Zu hinterfragen ist hier u.a.: In welchen Prozessen

ist das Unternehmen bereits gut aufgestellt, sowohl personell als auch IT-seitig? Welche Prozesse sollten aus strategischen Gründen besser selbst umgesetzt werden? Und bei welchen Prozessen werden Partner für Beratung, IT oder Dienstleistung benötigt?

Egal in welchem Verhältnis interne und externe Verantwortlichkeiten dann im Einzelfall stehen, entscheidend ist immer, dass die jeweilige System- und Dienstleistungsumgebung bestmögliche Ergebnisse liefert. Unternehmen wie die AKTIF Unternehmensgruppe können mit ihrer Prozess- und Softwarekompetenz dann an jedem Punkt – vom Bilanzkreismanagement über die Abrechnung bis zum Controlling – tätig werden und das EVU unterstützen. Mit „AKTIF smart&easy“ steht hierfür eine umfassende Komplettlösung zur Verfügung,

die sämtliche Anforderungen in Sachen Beratung, IT und Back-Office abdeckt.

Literatur

- [1] Huneke, F. et al.: Monitoring der Direktvermarktung: Quartalsbericht (03/2022). Berlin/Freiburg 2022, S. 1.
- [2] Netztransparenz.de: Übersicht 2023 – Direktvermarktung nach § 21b Absatz 1 EEG 2023. <https://www.netztransparenz.de/EEG/Monatliche-Direktvermarktung>
- [3] Huneke, F. et al., aaO.
- [4] Thie, N.: Risikomanagement in der Direktvermarktung erneuerbarer Energien. Aachen 2020, S. 3.

*M. Weber, Leiter Vertrieb, AKTIF Unternehmensgruppe, Senftenberg
www.aktif.energy
weber@aktif-technology.com*

Fachinformationen für Entscheider

Die Energiewirtschaft aktuell für Sie aufbereitet

- Politik + Wirtschaft
- Mobilität + Stadtentwicklung
- Erneuerbare Energien + Erzeugung
- Netze + Infrastruktur
- Messwesen + Abrechnung
- Digitalisierung + Prozesse



www.ew-magazin.de



✓ Print ✓ E-Magazine ✓ Newsletter energie.de

Jetzt bestellen!