

Erneuerbarer Strom aus Altmühlfranken – selbst erzeugt, regional vermarktet, von allen geschätzt

Teil 1: Die erneuerbare Stromsituation in der Region Altmühlfranken und
Möglichkeiten für ein regionales Grünstromprodukt

1. Einleitung

Zum Abschluss des ersten Auswertungsschritts hat die 100 Prozent Erneuerbar Stiftung alle erhältlichen Stromdaten der Region Altmühlfranken erhoben, zusammengeführt, analysiert und für die Darstellung der Stromsituation aufbereitet. Dabei liegen wir im Zeitplan ca. 14 Tage zurück. Dies ist der Fülle der Datenquellen, der teilweise späten Verfügbarkeit dieser Daten sowie auftretenden Diskrepanzen und Überlappungen beim Vergleich der Datenquellen geschuldet. Letztlich haben wir die von den regionalen Stadt- und Gemeindewerken gelieferten EE-Daten, die Anlagendaten des Amtes für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten und von uns extrahierte Daten der N-ERGIE Netz GmbH für den Landkreis Weißenburg-Gunzenhausen zusammengeführt und bewertet. Der nächste Schritt ist die Darlegung solcher Handlungsoptionen, die mittelfristig eine Weiterentwicklung des Regionalkonzepts ermöglichen.

	Meilenstein	Datum
1.	Zustellung des Erhebungsbogens	(Kw 20)
2.	Rücklauf aus der Region Altmühlfranken	bis 4. Juni
3.	Dateneingabe	bis 15. Juni
4.	Datenbewertung, Situationsdarstellung	bis 29. Juni
5.	Feedback an die Region Altmühlfranken und Diskussion des Ergebnisses	bis 6. Juli
6.	Erstellung des Regionalisierungskonzepts Strom: Diskussion von Varianten	bis 14. September

2. Bewertung der Stromdaten

2.1 Methodik

Wir haben in den vergangenen Wochen die von den beteiligten Stadtwerken, Weißenburg, Pappenheim, Treuchtlingen und Pleinfeld, darüber hinaus die Anlagendaten des Amtes für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten sowie zuletzt die Anlagendaten der N-ERGIE Netz GmbH für den Landkreis Weißenburg-Gunzenhausen betrachtet. Die Stadtwerke Gunzenhausen haben sich bislang nicht beteiligt, so dass die Kapazitäten in deren Netzgebiet nicht in die Bewertung eingeflossen sind. Dies hat Auswirkung bezüglich Aussagen zur Dimensionierung eines grünen Direktstromproduktes für Altmühlfranken, nicht jedoch bezüglich dessen qualitativer Gestaltung. Wir haben schließlich dafür optiert, die Daten der Stadtwerke und der N-ERGIE Netz GmbH zusammenzuführen und die Daten des Amtes für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten lediglich stichpunktartig zur Kontrolle der Datenvalidität zu berücksichtigen. Auf diese Weise konnte ein Überblick über den Ausbaustand bei erneuerbaren Energien im Landkreis gewonnen werden, ohne Doppelungen der Anlagen zu riskieren.

Die Bewertung der Stromdaten dient dem Ziel, das momentane Potenzial als Ausgangsbasis für die Entwicklung eines Stromangebots für Stromverbraucher zu beschreiben, für das maßgeblich Strom aus regenerativen Stromerzeugungsanlagen (EE-Anlagen) genutzt werden soll, die in der Region Altmühlfranken betrieben werden. Die Bewertung der Daten basiert also auf Wirtschaftlichkeitsrechnungen, die den Stand des Jahres 2012 abbilden. Sie zielt darauf ab, die Komponenten eines grünen Regionalstromprodukts zu beschreiben. Ein wichtiges Kriterium ist, dass den Kunden in der Bewerbung des Produkts kommuniziert werden kann, dass das Produkt auf regenerativen Energien basiert, die in der Region selbst erzeugt werden. Dies wiederum ist kein Selbstzweck, sondern hat positive Auswirkungen, die mit dem Begriff der regionalen Wertschöpfung nur ansatzweise erfasst werden. Aus rechtlichen Gründen ist damit auch vorgegeben, dass bislang für die Direktvermarktung keine Marktprämie nach § 33g EEG in Anspruch genommen werden kann. Denn der Gesetzgeber hat für den Fall der Inanspruchnahme einer Marktprämie in § 56 EEG eine Herkunftsbezeichnung ausgeschlossen.

Ein erstes grünes Regionalstromprodukt ist lediglich der Startpunkt für die Beschreibung von Entwicklungspfaden, die die vorbildhafte Ausgestaltung der regenerativen Energiewirtschaft der Regi-

on Altmühlfranken leiten sollen. Die gemeinsam mit allen Stakeholdern zu beschreibenden Entwicklungspfade führen schließlich zu demselben Ziel: Das aufgrund des natürlichen Dargebots vorhandene Potenzial zur Erzeugung regenerativer Energien in Altmühlfranken soll weitgehend mit dem regionalen Bedarf in Einklang gebracht werden. Der regionale Bedarf ist allerdings auch von politischen Entscheidungen abhängig (bspw. der Ausbau der Elektromobilität, politische Entscheidung für eine regionale Grünstromversorgung der Metropolregion im Sinne einer Überschussnutzung, energetische Wertigkeitsbetrachtung der PV und der Windenergie (siehe Abschnitt „Ausblick“ in Kapitel 4). Daher ist von mehreren möglichen Entwicklungspfaden die Rede.

Die Komponenten des grünen Regionalstromproduktes als Startpunkt für die Beschreibung dieser Entwicklungspfade wurden anhand eines iterativen Prozesses bestimmt. In den Iterationen wurde das Erzeugungsportfolio schrittweise optimiert. Kriterium war dabei die Wirtschaftlichkeit, die aufgrund der für die jeweilige Technik gültigen EEG-Vergütungsklasse zu bestimmen war.

Laut der uns vorliegenden, verlässlichen und detaillierten Daten sind in der Region Altmühlfranken – genauer gesagt, im Landkreis Weißenburg-Gunzenhausen – bis dato folgende, für ein grünes Regionalstromprodukt in Frage kommende EE-Kapazitäten in Betrieb:

- Wind 32 MW,
- PV 31 MW (ab 100 kW_{peak}) sowie
- Bio 16 MW (ab 20 kW).

Aus pragmatischen (betriebswirtschaftlichen) Gründen haben wir Photovoltaik-Anlagen nicht berücksichtigt, die eine geringere Anlagengröße als 100 kW_{peak} installierter Leistung aufweisen. Aufgrund der ohnehin hohen EEG-Vergütungszahlungen für Photovoltaik und der daraus resultierenden Nicht-Berücksichtigung dieser Anlagen in der regionalen Merit Order beeinträchtigt dies das Ergebnis nicht.

Im Prinzip wurde nun die regionale Merit Order gezeichnet. Diese wurde allerdings nicht nur in Abhängigkeit des Erzeugungsportfolios erstellt, sondern auch in Beziehung gesetzt zu dem angestrebten EE-Anteil, der in dem grünen Regionalstromprodukt als Basisanteil enthalten sein soll. Eine dritte Variable bestand aus verschiedenen Zielkategorien von zu akquirierenden Kunden. Diese Variable hat acht Ausprägungen zwischen 1.000 Kunden und maximal 35.000 Kunden.

Auf diese Art und Weise wurde für jede mögliche Konstellation ein Arbeitspreis in Euro pro Kilowattstunde errechnet, der also von insgesamt drei Variablen abhängig war:

- den zur Verfügung stehenden Anlagen und ihren EEG-Vergütungsklassen,
- dem angestrebten EE-Anteil, auf dem das grüne Regionalstromprodukt basieren soll und
- der Anzahl der belieferten Stromkunden.

Der auf diese Weise berechnete Arbeitspreis wurde für verschiedene Standardlastprofile modelliert, nämlich:

- SLP H0,
- SLP G0 sowie
- SLP L0.

Zur besseren Vergleichbarkeit wurden alle drei SLP mit einem Verbrauch von jeweils 4.000 kWh hinterlegt. Die verwendeten Stromdaten (SLP und EEX-Daten) basieren auf den Jahren 2010 bis 2011. Die Winddaten entstammen einer meteorologischen Rückrechnung und sind auf eine Windenergieanlage des Typs Enercon E 82 2,3 mit einer installierten Nennleistung von 2,3 MW und einer Nabenhöhe von 100 Metern bezogen. Neben den Windgeschwindigkeiten am Standort mit den Koordinaten 49.00° Breite, 11,02° Länge (an der Bundesstraße 13, in der Nähe von Heuberg)¹ wurde auch die für diesen Standort festgestellte Luftdichte als Faktor berücksichtigt. Somit konnte die aufwändige Beschaffung der Ertragsdaten der tatsächlich betriebenen Anlagen umgangen werden.

Die verwendeten PV-Daten sind real. Auch die Anlagendaten für die installierte Bioenergie sind real. Strommengen, die bis dato nicht wirtschaftlich vor Ort erzeugt werden können, würden vorläufig als Graustrom importiert, der gegenwärtig 50 bis 60 Euro/MW kostet und mit Renewable Energy Certificate System-Zertifikaten² (RECS) „vergrünt“³, die zur Zeit ca. 1,50 /MWh kosten. Bei

¹ Die Winddaten von insg. 34 Orten in ganz Deutschland verwendet die 100 prozent erneuerbar stiftung im Rahmen eines Projektes zur Darstellung einer sinnvollen räumlichen Verteilung der regenerativen Energien.

² Das RECS wird bereits um das EECS (European Energy Certificate System) ergänzt und perspektivisch abgelöst werden. Das EECS fußt im Gegensatz zum freiwillig von Marktteilnehmern genutzten RECS auf einer EU-Richtlinie und kann zur Kennzeichnung aller Stromerzeugungsarten genutzt werden. Unterschiede darüber hinaus: Keine.

³ Der Ökostrom muss dabei aber zeit- und mengengleich zum prognostizierten Verbrauch der Kunden eingespeist und physisch in den Bilanzkreis durchgeleitet werden. Nur so kann der Ökostrom-Kunde sicher sein, dass der für ihn gelieferte Strom zeitgleich sauber ins Netz eingespeist wird.

der Simulation der Beschaffung wurden ausschließlich Spotmarktpreise angenommen. Werden längerfristige Termingeschäfte genutzt, so könnte dies zu niedrigeren Einkaufspreisen führen, die das angebotene Stromprodukt insgesamt günstiger machen. Allerdings sind Kalkulationen auf Basis dieser längerfristigen Bezüge nicht simulierbar.

2.2 Ergebnisse

Die nachfolgende Tabelle 1 ist ein Auszug aus der Gesamtsimulation der regionalen Merit Order für die Region Altmühlfranken über zwei Jahre und zeigt das Ergebnis am Beispiel des SLP G0 bei 30.000 versorgten Kunden mit einem Jahresstromverbrauch von jeweils 4.000 kWh. Die Tabelle kann interpretiert werden wie folgt: Bis zu einem Anteil regenerativ erzeugten Stroms von 10 Prozent kommt ausschließlich die vorhandene Klärgas-Bioenergie zum Einsatz. Deren vollständige Nutzung reicht bis zu einem Anteil von 30 Prozent. Ab einem Anteil von 15 Prozent setzt zusätzlich die Windenergie ein, deren Nutzung ab 20 Prozent zunächst marginale, nicht regional nutzbare Stromüberschüsse (31 MWh) zur Folge hat, die mit Erhöhung des EE-Anteils ansteigen. Bei einem EE-Anteil von 65 Prozent können schließlich knapp 12 Prozent des regional erzeugten Wind-

30.000 Kunden		Erzeugungsort				
EE-Anteil	Preis (Cent/kWh)	Wind (kW)	PV (kW)	Bio (kW)	Überschuss (MWh)	Überschuss [%]
5%	5,25	0	0	682	0	0
10%	5,42	0	0	1.383	0	0
15%	5,62	4.050	0	1.383	0	0
20%	5,85	8.332	0	1.383	31	0
25%	6,13	13.165	0	1.383	1.167	0,5
30%	6,65	19.551	0	1.383	6.434	2,7
35%	7,36	19.551	0	2.153	6.857	2,9
40%	8,13	19.551	0	2.931	7.284	3,0
45%	8,87	19.551	0	3.694	7.703	3,2
50%	9,67	19.551	0	4.499	8.144	3,4
55%	10,49	19.551	0	5.348	8.610	3,6
60%	11,65	31.767	0	5.348	27.302	11,4
65%	12,54	31.767	0	6.330	28.310	11,8

Tabelle 1: Berechnung der regionalen Merit Order am Beispiel SLP G0, 30.000 Kunden

stroms nicht mehr ohne zusätzliche technische Maßnahmen regional genutzt werden⁴. Insbesondere jenseits eines EE-Anteils von 55 Prozent steigt dieser Überschuss stark an, weil ein insgesamt sehr viel höherer Windenergieanteil benötigt wird. Diese Tatsache wirkt sich denn auch überproportional auf den Anstieg des Arbeitspreises aus.

Der Anteil der Windenergie erhöht sich zunächst bis zu einem EE-Anteil von 30 Prozent, weil die Gestehungskosten etwas höher sind als für Klärgas, aber niedriger als für andere Formen der Bioenergie. Ab einem EE-Anteil von 35% wird es aber dann günstiger, auch diese Bioenergien einzusetzen, deren Anteil bis zu 55 Prozent erneuerbarer Energien im regionalen Stromprodukt konstant zunimmt. Grund hierfür ist der Sprung der Windenergieüberschüsse von unter einem Prozent auf drei bis vier Prozent, die den Arbeitspreis insgesamt verteuern, weil sie mit relativem, einzupreisenden Verlust⁵ über die Strombörse verkauft werden müssen. Jenseits dieses EE-Anteils ist ein regionales Grünstromprodukt ohne weitere Maßnahmen derzeit nicht wirtschaftlich darstellbar. Außerdem ist erkennbar, dass die Photovoltaik aufgrund hoher Einspeisevergütungen zu keinem Zeitpunkt die Kostenkriterien der hinterlegten, monetären Merit Order-Programmierung erfüllen kann. Daran ändert auch nichts, dass die Photovoltaik aufgrund einer größeren Analogie zwischen Lastgang und Erzeugungsprofil wahrscheinlich geringere Überschüsse produziert hätte und insofern einen höheren energiewirtschaftlichen Wert gehabt hätte. Dieser Aspekt wird in Kapitel 4 ausführlicher diskutiert.

⁴ Ob er mit einer Marktprämie EEG-konform über die Strombörse direkt vermarktet werden könnte, ist auf Basis dieser Simulation nicht entscheidbar, aber eher unwahrscheinlich. Das gleiche gilt für den Anspruch einer regulären EEG-Einspeisevergütung. Im Folgenden wird angenommen, dass Marktprämie und EEG-Vergütung nicht in Anspruch genommen werden können.

⁵ Dieser entsteht, unter Voraussetzung der Überlegungen aus Fußnote 1, durch die Differenz der Vergütung, die der Anlagenbetreiber nach EEG hätte erwarten können, und dem Börsenstrompreis. In der Simulation wurde der durchschnittliche Marktwert von Windstrom angenommen.

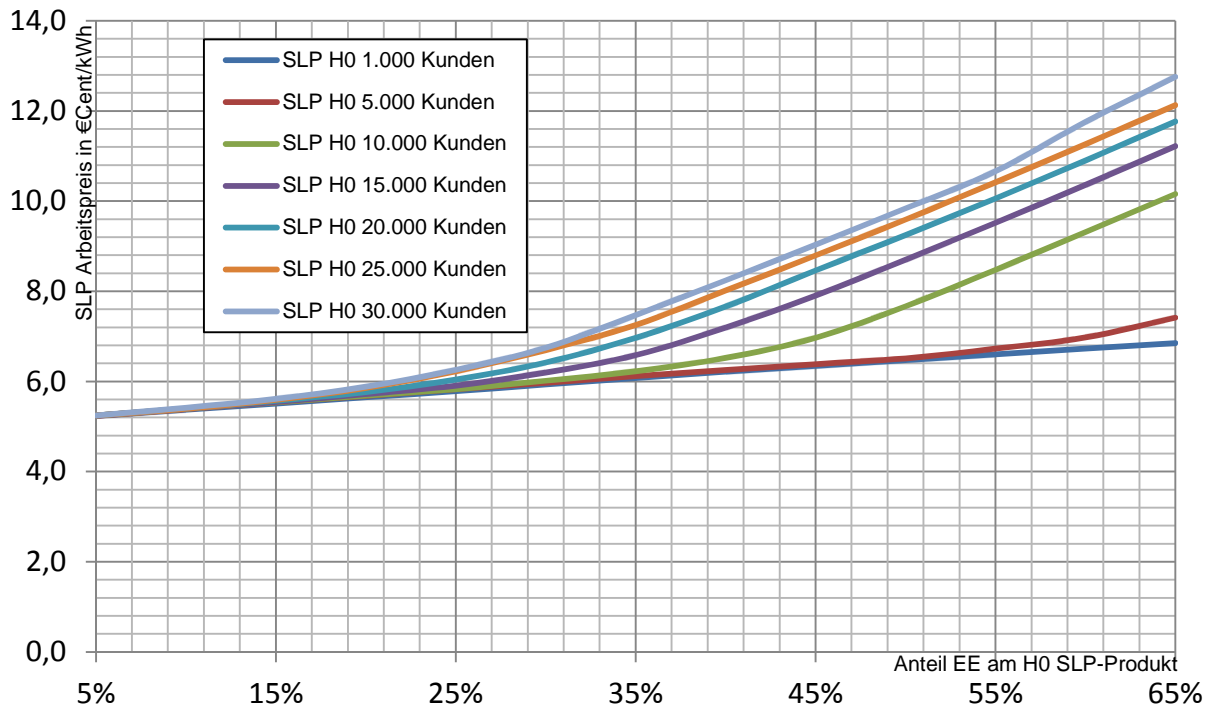


Diagramm1: Arbeitspreis für Standardlastprofil H0

Abbildung 1 gibt zunächst den Arbeitspreis für das Standardlastprofil H0 wieder. Zur Interpretation des Diagramms ist eine zusätzliche Information erforderlich, die nicht unmittelbar auftaucht. Das SLP H0 kommt zur Versorgung von 1.000 Kunden vollkommen ohne Wind- und PV-Strom aus. Der Bedarf kann vollständig aus Bioenergie gedeckt werden. Es handelt sich um Klärgas, das zu geringen Kosten von bis zu 7,70 Cent/kWh eingespeist wird. Ab 5.000 Kunden wird zusätzlich Windstrom aus jüngst errichteten Anlagen mit Kosten um 9 Cent/kWh notwendig – und zwar dann, wenn der EE-Anteil 55 Prozent übersteigt; Dieser Effekt tritt bei 10.000 Kunden bei einem EE-Anteil von mehr als 35 Prozent auf. Bei 15.000 Kunden ist der kritische Wert bei mehr als 25 Prozent, bei 20.000 Kunden bei mehr 20 Prozent, bei 25.000 und 30.000 Kunden bereits bei mehr als 15 Prozent EE-Anteil. PV kommt in der regionalen Merit Order aus Kostengründen nicht zum Zug.

Das Diagramm zeigt, dass schon heute bis zu 15.000 Kunden zu konkurrenzfähigen Gestehungskosten direkt mit einem hohen Anteil regional erzeugter regenerativer Energien aus Klärgas und Wind beliefert werden können – insbesondere dann, wenn bspw. das Grünstromprivileg zur Senkung des Arbeitspreises genutzt wird. Der Abruf erster Windkapazitäten, neben der „grundlastfähigen“ und kostengünstigen Bioenergie aus Klärgas, zeigt sich in dem Anstieg der Kurve „5.000 Kunden“ bei dem Wert von 55 Prozent auf der X-Achse. Je mehr Kunden versorgt werden sollen, desto mehr Windenergie wird abgerufen. Der dann zu beobachtende Anstieg der Gestehungskos-

ten erklärt sich daher, dass durch das Bereitstellen und Nutzen größerer Windkapazitäten die Stromproduktion „am regionalen Bedarf vorbei“ zunimmt und der nicht nachfragegerecht erzeugte Windstrom am Spotmarkt bei niedrigen Erträgen verkauft werden muss, während der Anlagenbetreiber eine Vergütung nach EEG erwartet. Die Kostendifferenz muss eingepreist werden. Darüber hinaus werden im Wechsel mit der Windenergie solche Bioenergiekapazitäten benötigt, die nicht die geringe Klärgas-Vergütung erzielen.

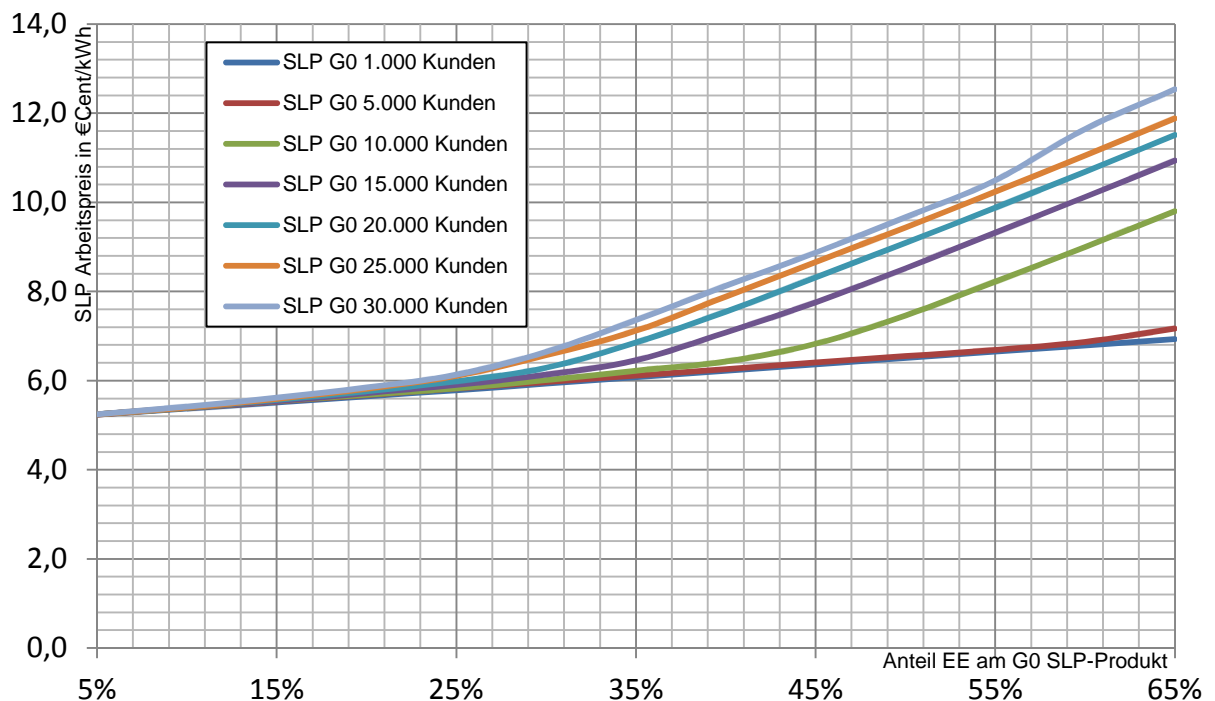


Diagramm 2: Arbeitspreis für Standardlastprofil G0

Das Diagramm des Arbeitspreises für das Standardlastprofil G0 in Abbildung 2 unterscheidet sich nicht grundsätzlich von dem für H0 in Diagramm 1. Tendenziell wird etwas weniger Windenergie zur Deckung des Bedarfs benötigt. Dies führt dazu, dass der Arbeitspreis bisweilen geringfügig niedriger ist. Dieser Effekt tritt vor allem auf, wenn verhältnismäßig wenige Kunden mit einem hohen EE-Anteil beliefert werden; er ist aber nicht entscheidend.

Auch der Arbeitspreis für das SLP L0, dessen Verlauf in Abbildung 3 dargestellt ist, unterscheidet sich nicht grundsätzlich von den beiden anderen SLP. Kleinere Unterschiede in der Merit Order lassen keinen systematischen Effekt erkennen und bewirken auch keine systematischen Preisunterschiede.

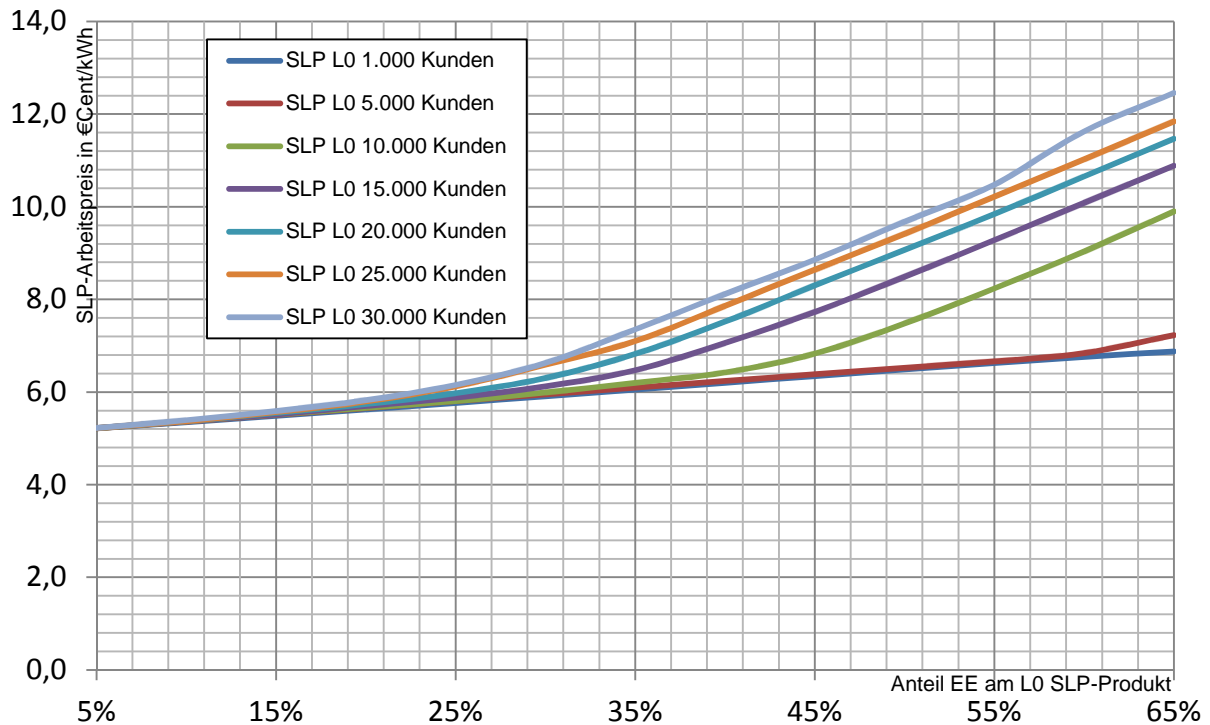


Diagramm 3: Arbeitspreis für Standardlastprofil L0

Beim Vergleich der Standardlastprofile H0, G0 und L0 zeigt sich, dass Kurvenverläufe und absolute Arbeitspreise je versorgter Kundenanzahl nur unwesentlich voneinander abweichen. Daher stellt sich die Frage, welcher Kundengruppe ein grünes Regionalstromprodukt vorrangig angeboten werden sollte. Es ist zu klären, ob diese Entscheidung weniger von den Arbeitskosten als von den administrativen Kosten bei der Abrechnung der unterschiedlichen Lastprofilkunden abhängig gemacht werden sollte.

In dem nachfolgenden Diagramm, stellvertretend für alle SLP am Beispiel H0 dargestellt, ist gut zu erkennen, warum die Nutzung volatiler Energieerzeuger gegenwärtig noch einen erheblichen Effekt auf die Preisentwicklung des regionalen Grünstromproduktes hat: Je höher der Anteil volatiler Erzeugung (Windenergie), desto mehr Strom wird zu einem Zeitpunkt erzeugt, zu dem keine regionale Nachfrage besteht. Da diese Überschüsse nicht spontan nach EEG vergütet werden können, weil die überschüssigen Strommengen längerfristig gemeldet werden müssen, verteuern diese das regionale Stromprodukt, je mehr Haushalte des Bilanzkreises versorgt werden sollen. Es müssen mehr Anlagen betrieben werden, die mit steigendem volatilen Anteil am regionalen Stromprodukt mehr Strom am regionalen Bedarf vorbei erzeugen, weil der Faktor „viel Wind zum Zeitpunkt geringer Nachfrage“ im Verhältnis an Bedeutung gewinnt.

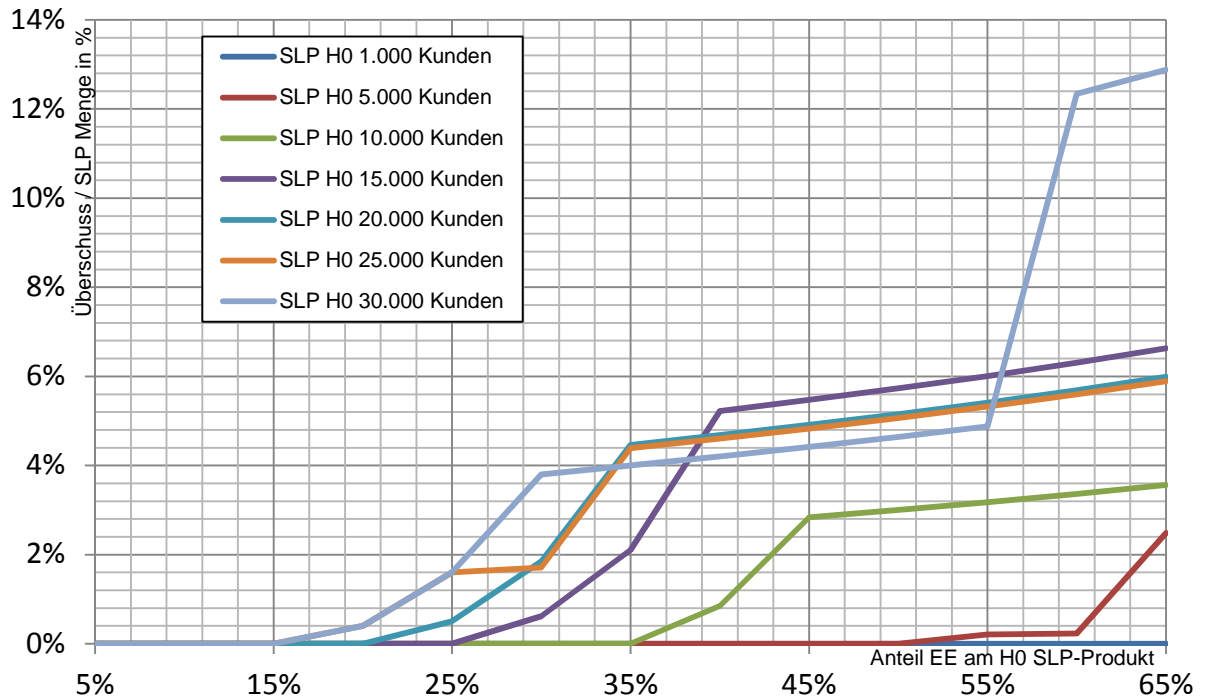


Diagramm 4: Stromüberschüsse durch volatile Erzeugung

Für diese Überschüsse wird dann nur der reine Börsenstrompreis für diese Strommengen erzielt. Den Überschuss-Effekt sieht man deutlich insbesondere bei der Preisentwicklung für 30.000 Kunden. Verläuft die Kurve nur leicht ansteigend, so kann davon ausgegangen werden, dass es sich hierbei um Strom aus Bioenergieanlagen (regelbaren Erneuerbaren) handelt. Weist der Kurvenverlauf eine deutliche Steigung auf, so handelt es sich um die Nutzung von Strom aus Windenergie (volatilen Erneuerbaren). Der Ausschlag ab einem EE-Anteil von 55% bei 30.000 Kunden erklärt sich daher, dass nach unseren Berechnungen bei einem EE-Anteil von 55 Prozent der Überschuss von 5.853 MWh im Jahr noch im vergleichsweise moderaten Bereich liegt, bei einem Anteil von 60 Prozent dann aber stark auf 14.808 MWh ansteigt. Vor diesem Hintergrund erscheint es momentan noch nicht sinnvoll, einen EE-Anteil von über 60 Prozent im grünen Regionalstromprodukt anzupfeilen, zumindest nicht, wenn eine große Zahl von Kunden erreicht werden soll.

Zunächst kommen in der konkreten regionalen Merit Order folglich Klärgas-Anlagen, dann Windenergieanlagen und schließlich andere Bioenergie-Anlagen im erneuten Wechsel mit der Windenergie zum Zug. Die Photovoltaik spielt gegenwärtig und rein betriebswirtschaftlich betrachtet noch keine Rolle. Auch Abbildung 5 zeigt, dass sich das Installationsvolumen volatiler Erzeugungsanlagen im Verhältnis deutlich erhöht, je mehr Kunden im Bilanzkreis beliefert werden sollen. Daraus ergeben sich eventuell auch politische Aufträge zur gezielten überregionalen Vermarktung dieser Überschüsse.

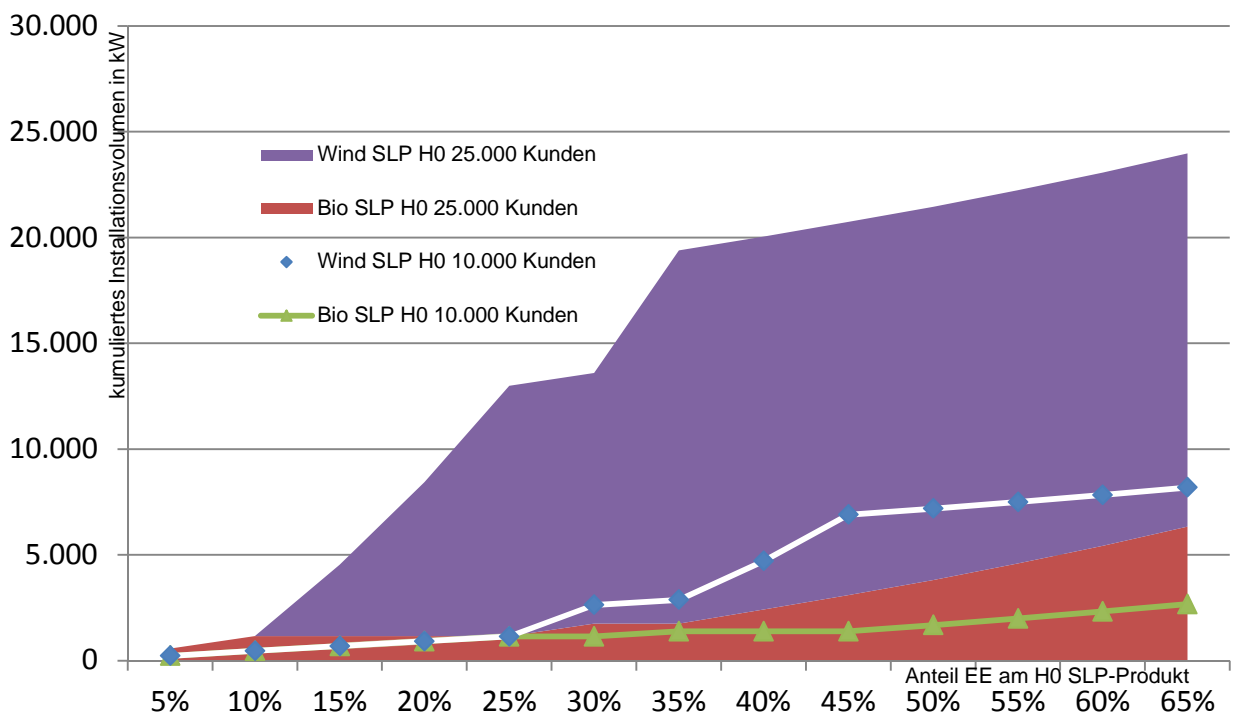


Diagramm 5: Höhere Stromüberschüsse durch Volatilität

3. Diskussion der Ergebnisse

Es kann postuliert werden, dass schon heute bis zu 15.000 Haushalte Altmühlfrankens mit bis zu 55 Prozent Strom aus erneuerbaren Energien-Anlagen der Region beliefert werden können (regionales Grünstromprodukt). Das heißt aber auch, dass dann 45 Prozent in Form von Graustromimporten zusätzlich beschafft werden müssen.

In der Region besteht eventuell eine Besonderheit: Immerhin 1,3 MW installierte Bioenergie-Kapazität von insgesamt erfassten 16 MW stammen aus Klärgas, das mit einer sehr geringen Ver-

gütung versehen ist. Daher wird diese Form der Bioenergie als erste - und noch vor der Windenergie - abgerufen. So kann Bioenergie aus Klärgas einen substanziellen Anteil des grünen Regionalstromproduktes bereitstellen. Insbesondere wenn nur wenige Kunden beliefert werden sollen, verbleibt der Arbeitspreis hierfür auf einem relativ geringen Niveau. Es stellt sich die Frage, ob ein Ausbau der Kapazitäten dieser Form der Bioenergie darstellbar ist. Denn aus Klärgas gewonnene Bioenergie kann zu einer Stabilisierung des Arbeitspreises beitragen.

Windenergie ist zwar grundsätzlich kostenmäßig konkurrenzfähig mit Klärgas, selbst wenn man das schon aufgeführte Problem der Volatilität und der Überschussproduktion berücksichtigt. Allerdings ist diese Kostenkonkurrenzfähigkeit nur auf dem Niveau der Grundvergütung gegeben. Diese dürfte für Windenergieanlagen in Altmühlfranken derzeit aber bisweilen keine Relevanz haben – aus folgendem Grund:

Die meteorologisch erhobenen Windenergie-Daten zeigen im Deutschlandvergleich, dass Altmühlfranken grundsätzlich über eine sehr unterdurchschnittliche Windhöufigkeit verfügt. Darüber hinaus weist der Wind auch eine deutlich höhere Volatilität als an anderen Standorten in Deutschland auf. (Diese Aussage bedeutet aber nicht, dass die Errichtung von Windenergieanlagen keinen Sinn machte; vielmehr ist eine besonders sorgfältige Planung der Standorte in Kombination mit geeigneten Anlagen erforderlich). Daher sind unterdurchschnittlich gute Erträge für Windenergieanlagen in Altmühlfranken zu erwarten. Aufgrund des im EEG genutzten Referenzertragsmodells, das ausschlaggebend für die Bestimmung des Zeitraums der erhöhten Anfangsvergütung ist, muss davon ausgegangen werden, dass alle Anlagen eine Verlängerung der zunächst für fünf Jahre gewährten erhöhten Anfangsvergütung erhalten.

Damit ist die Wahrscheinlichkeit gering, dass Windenergieanlagen frühzeitig zur Verbilligung eines regionalen Grünstromproduktes beitragen können. In der Tat wird die erhöhte Anfangsvergütung mit großer Wahrscheinlichkeit über den gesamten oder nahezu den gesamten Vergütungszeitraum von 20 Jahren gezahlt. Nur durch die Auswahl der bestmöglichen Windstandorte der Region in Verbindung mit der für den Standort am besten geeigneten Windenergieanlage kann gegenwärtig die Kalkulation des erzielten Arbeitspreises signifikant reduziert werden, indem die Vergütung aufgrund sehr guter Winderträge auf eine im Vergleich zum jetzigen Status reduzierte Vergütung abgesenkt werden kann. Ein Anreiz hierfür wird allerdings durch das aktuelle EEG nicht geliefert. Anlagenbetreiber werden also von sich aus nicht unbedingt den tatsächlich besten Standort wählen. Die Verantwortung hierfür liegt bei den regionalen Planungsbehörden, die die besten Wind-

standorte in den Flächennutzungsplänen auszuweisen haben. Dies würde die schnelle Vermarktung eines regionalen Grünstromproduktes erleichtern, wenn sich regionale Entscheider aktiv und kooperativ an der Auswahl der besten Standorte beteiligten.

Es besteht die Möglichkeit, den Arbeitspreis nach §39 EEG 2012 (Grünstromprivileg) grundsätzlich um 2 Eurocent/kWh zu senken, wenn insgesamt über 50 Prozent des gelieferten Stroms aus EE-Anlagen stammen und der volatile Anteil an der Erzeugung mindestens 20 Prozent beträgt. Beide Anforderungen können aufgrund des vorgefundenen Anlagenparks schon heute von der Region geleistet werden. Dann bestünde bei der Gestaltung des Endkundenpreises ein zusätzlicher Spielraum jenseits der Darstellungen in den Abbildungen 1 bis 3. Konkret würden die dargestellten Kurven dann ab einem EE-Anteil von 50 Prozent abrupt um zwei Cent sinken, um dann die dargestellte Tendenz beizubehalten.

4. Ausblick

Unabhängig von dieser Betrachtung, können wir aussagen, dass schon heute ein erstes regionales Grünstromprodukt auf Basis der vorhandenen Bioenergien und der Windenergie vor dem Hintergrund der für diese Anlagen vorgesehenen Einspeisevergütungen denkbar ist. Dieses müsste zunächst ergänzt werden durch Graustromimporte. Es wäre insbesondere zu erörtern, inwiefern ein solches Produkt einheitlich in der gesamten Region angeboten werden kann und damit den Beginn einer regionalen Grünstrom-Kooperation der vertretenen Stadtwerke markierte.

Die Verbesserung der Vermarktbarkeit eines grünen Regionalstromproduktes berührt allerdings nicht nur die Tätigkeit der Stadtwerke. Es ist auch eine politische Verantwortung zu erkennen. Diese umfasst insbesondere drei zentrale Fragen:

- Können weitere Klärgasanlagen zur Erhöhung der Kapazität, die für die Grunddeckung einer regionalen Direktversorgung zu marktfähigen Preisen zentral ist, erschlossen werden? Kommen weitere größere Biogasanlagen (<5 MW) infrage?
- Wie lassen sich die regional besten Windstandorte erschließen?
- Welche großen PV-Anlagen (1 MW bis 10 MW) stehen für die Erzeugung von frühzeitig konkurrenzfähigem Regionalstrom zur Verfügung und können im Flächennutzungsplan vorgesehen werden?

Wie erwartet spielt die Photovoltaik zum jetzigen Zeitpunkt noch keine wirtschaftliche Rolle bei der Entwicklung eines regionalen Grünstromproduktes. Es bleibt jedoch zu prüfen, ob die Photovoltaik vor dem Hintergrund grundsätzlich täglich wiederkehrender Einspeisung zur Mittagszeit einen hohen, schlecht vergüteten, Überschuss aus Windenergie in der Gesamtbetrachtung ersetzen könnte. Dieser Aspekt sei für die Darstellung der gegenwärtigen Situation nur gestreift, kann aber bei einer nicht rein monetären, sondern vielmehr der energetischen Inwertsetzung zukunftsfähiger Energie intensiv diskutiert werden.

15.000 Kunden		Erzeugungsart			Überschuss (MW/h)
EE-Anteil	Preis (Cent/kWh)	Wind (kW)	PV (kW)	Bio (kW)	
5%	5,09	0	3.200	0	0
10%	5,08	0	6.450	0	0
15%	5,08	0	9.650	0	01
20%	5,07	0	12.950	0	51
25%	5,11	2.050	12.950	0	72
30%	5,18	4.350	12.950	0	315
35%	5,31	6.950	12.950	0	1.085
40%	5,54	6.950	18.150	0	2.931
45%	5,83	10.350	18.150	0	4.818
50%	6,41	15.000	18.150	0	8.533
55%	7,43	21.600	18.150	0	14.968
60%	9,08	31.000	18.150	0	25.540
65%	11,38	31.000	36.000	0	39.187

Tabelle 2: „Energetische Wirtschaftlichkeit“: Merit Order nach Marktwert ohne Berücksichtigung der Bioenergie

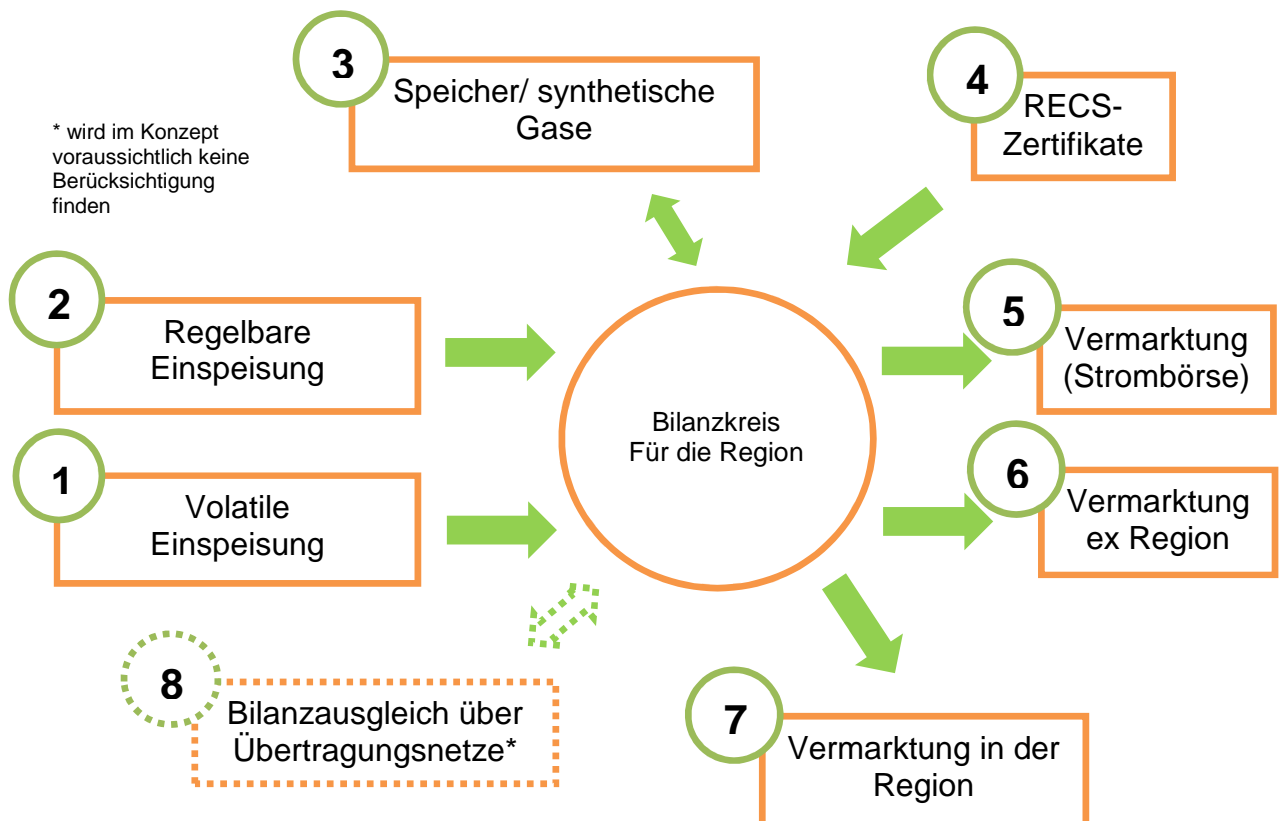
Dazu wurden die in der Region Altmühlfranken installierten Windenergie- und Photovoltaik-Kapazitäten durch den jeweils ermittelten Marktwert⁶ abgerufen, wobei die Bioenergie unberücksichtigt bleibt und die Simulation ansonsten auf denselben Annahmen beruht, wie bei der Berechnung der oben skizzierten Merit Order.

Dann ergibt sich bei der Betrachtung für 15.000 Kunden bis zu einem regionalen EE-Anteil von 20 Prozent am Gesamtstromprodukt eine ausschließliche Nutzung der installierten PV-Kapazitäten,

⁶ im Sinne der Direktvermarktung nach §§ 33a – 33i EEG und Anlage 4

während die Windenergie ab einem 25 prozentigen Anteil und bis zu 35 Prozent zusätzlich abgefragt wird. Ab 40 Prozent kommen im Wechsel zusätzliche PV- und Windenergiekapazitäten zum Einsatz, wobei die in der Region Altmühlfranken installierte Windenergie erst ab einem EE-Anteil von über 55 Prozent einen höheren Anteil an der Stromerzeugung übernimmt als die Photovoltaik. Damit zeigt sich, dass bei einer stärkeren Berücksichtigung der Tatsache, dass die Photovoltaik grundsätzlich während der nachfragestarken Mittagszeit zur Verfügung steht, der höhere Marktwert der Photovoltaik zum Tragen kommt. Da PV-Freiflächen grundsätzlich zu geringeren Arbeitspreisen Strom erzeugen als Dachanlagen, wäre eine Werbung auf kommunalpolitischer Ebene für dieses Prinzip und eine zukünftige Ausweisung solcher Flächen in den Flächennutzungsplänen vor diesem Hintergrund zu diskutieren. Bereits kleinere Anlagen mit 1 bis 5 MWpeak dürften in ein regionales Grünstromprodukt integrierbar sein. Nachteil dieser Methode aus Sicht möglicher kommunaler Betreiber ist zur Zeit aber noch, dass bei Inanspruchnahme der sogenannten Marktpremie nach § 33g EEG dann keine Herkunftsbezeichnung für das Stromprodukt genutzt werden kann.

Mit der vorliegenden Analyse haben wir nur die wenigsten der nachfolgenden Fragen zur Bilanzkreisgestaltung berührt. Dies sollte nun auf Basis der vorliegenden Situationsbeschreibung, in weiteren Schritten und in Zusammenarbeit mit den Stakeholdern Altmühlfrankens erfolgen.



Ad 1) volatile erneuerbare Energien (Solar- und Wind-Anlagen)

- Welche volatile Energien kommen für eine Direktvermarktung infrage? Damit zusammenhängend: Welche Modelle für Pooling von Kleinanlagen stehen zur Verfügung? sind Untergrenzen für eine Vermarktbarkeit von Kleinanlagen notwendig?
- Welchen administrativen und wirtschaftlichen Aufwand impliziert eine Direktvermarktung?
- Sind geeichte Zähler notwendig?
- Welche weiteren technischen Voraussetzungen stellt eine Direktvermarktung für die Anlagen?
- Wie lässt sich ein ökonomischer Anreiz für Anlagenbetreiber schaffen, damit diese die Anlagen in die Direktvermarktung geben (unter der Voraussetzung, dass eine EEG-basierte Marktprämie aufgrund des Doppelvermarktungsverbots des EEG nicht in Anspruch genommen werden soll)?

Ad 2) regelbare erneuerbare Energien (vor allem Wasserkraft- und Biogasanlagen)

- Welche Kapazitäten stehen für den Ausgleich der Volatilitäten der fluktuierenden erneuerbaren Energien zur Verfügung?
- Wie ist die technische Abnutzung zu erfassen, die durch die permanente Regelung von Biogasanlagen verursacht wird? Wie ist diese technische Abnutzung ökonomisch zu bewerten?
- Welche ökonomischen Anreize für die Betreiber der Anlagen lassen sich schaffen?

Ad 3) Speicher

- Ab wann stellen marktreife Speicher eine Lösung für den Ausgleich der Fluktuation von volatilen erneuerbaren Energien dar? Zu welchen Marktkonditionen bzw. -preisen?
- Wie ist die Zeit bis zu diesem Punkt zu überbrücken (zum Beispiel durch Förderprogramme, Sponsoring von Speichern oder andere Ausgleichsmaßnahmen)?

Ad 4) RECS (Renewable Energy Certificate System)-Zertifikate

- Sind Zertifikate notwendig, um die regenerative regionale Direktversorgung zu ergänzen?

Ad 5) Strombörse

- Welche Konsequenzen hat es, wenn man eine Direktversorgung über die zentrale Strombörse in Leipzig wählt?
- Welche rechtlichen Voraussetzungen sind mit der Inanspruchnahme der Marktprämie nach EEG verbunden?

Ad 6) Regionale Vermarktung außerhalb des Landkreises (zum Beispiel Räume Nürnberg, Fürth, Erlangen)?

- Welchen Bedarf haben die regionalen Verbrauchszentren Nürnberg, Fürth und Erlangen?
- Wie lässt sich dieser Bedarf in der Ausbauplanung für Altmühlfranken abbilden?
- Welche Implikationen für die Vermarktung hätte eine Versorgung dieser Räume in Abgrenzung zur lokalen Vermarktung?
- Besteht ein Wille der Bürger von Altmühlfranken, eine regionale Kosten-Nutzen-Verteilung zu tragen? Welche Möglichkeiten bestehen, einen im Bürgersinn fairen Kosten-Nutzen-Ausgleich zu erreichen?

Ad 7) Lokale Vermarktung innerhalb des Landkreises

- Wie lässt es sich erreichen, dass die Entwicklung und Realisierung einer regionalen Direktvermarktung von einem Willen der Bürger getragen wird?
- Wie ist das Marktpotenzial zu beschreiben? Wie die Zahlungsbereitschaft abzugrenzen?
- Welche Vermarktungsstrategien bestehen?
- Welche Konsequenzen ergeben sich aus den Lastgangprofilen der Verbraucher?