



Auszug aus dem Kommunalbericht 2025

5 Betätigung der Kommunen im Bereich der Erneuerbaren Energien – Gewinne weitgehend umlage- und steuerfinanziert, Ertragsprognosen teilweise ohne tragfähige Grundlagen, Mängel bei Wirtschaftlichkeit und Ordnungsmäßigkeit

Impressum:

Rechnungshof Rheinland-Pfalz
Gerhart-Hauptmann-Straße 4
67346 Speyer

Telefon: 06232 617-0
Telefax: 06232 617-100
E-Mail: poststelle@rechnungshof.rlp.de
Internet: <https://rechnungshof.rlp.de>

5 Betätigung der Kommunen im Bereich der Erneuerbaren Energien – Gewinne weitgehend umlage- und steuerfinanziert, Ertragsprognosen teilweise ohne tragfähige Grundlagen, Mängel bei Wirtschaftlichkeit und Ordnungsmäßigkeit

1 Allgemeines

Gemeinden und Gemeindeverbände vollziehen ihre Aufgaben nicht nur im Rahmen der kommunalen Haushalte, sondern auch durch Unternehmen in diversen Rechtsformen und Beteiligungshierarchien. Ein wesentliches Beispiel hierfür ist die kommunale Betätigung im Bereich der Energieversorgung. Sie betrifft insbesondere die Energieerzeugung, die Verteilung von Energie (Netzbetrieb), den Energiehandel sowie Energiedienstleistungen (z. B. Energiecontracting und Wärmeplanung).

Im Zuge der Energiewende sind die Kommunen verstärkt im Bereich der Erneuerbaren Energien, vor allem mit Windenergie- (WEA) und Photovoltaikanlagen (PVA), aktiv. Zu diesem Zweck gründen sie vermehrt privatrechtliche Gesellschaften und Anstalten des öffentlichen Rechts (AöR) oder beteiligen sich an solchen.

Die Zahl der mehrheitlich kommunalen Unternehmen im betreffenden Wirtschaftszweig³⁵² hat sich zwischen 2016 und 2023 von 63 auf 142 kontinuierlich erhöht.³⁵³ Hiervon betätigen sich allein ausweislich ihres Namens 54 Unternehmen im Bereich der Windenergie, 23 im Bereich „Solar“, elf im Bereich „Erneuerbare Energien“, sieben mit einem „Energieprojekt“ sowie 14 im Bereich „Neue Energie(n)“.

Nach Presseveröffentlichungen und Meldungen von Gemeindeprüfungsämtern erwiesen sich einzelne Energieprojekte als dauerhaft unwirtschaftlich. Unternehmenszusammenschlüsse und teilweise millionenschwere Verlustabdeckungen durch Kommunen waren die Folge.³⁵⁴

Der Rechnungshof hat dies zum Anlass genommen, in den Jahren 2022 bis 2024 zunächst eine Orientierungsprüfung bei zwei Projekten³⁵⁵ sowie danach eine Querschnittsprüfung zur kommunalen Betätigung im Bereich Erneuerbare Energien durchzuführen. Aufgrund der Heterogenität der Unternehmens- und Beteiligungsmodelle wurden 26 kommunale AöR und gemeinsame kommunale Anstalten samt ihren privatrechtlichen Beteiligungen³⁵⁶ in die Querschnittsprüfung einbezogen. Der Auswahl lagen folgende Kriterien zugrunde:

- Zugehörigkeit zum betreffenden Wirtschaftszweig,
- Sitz der Unternehmensgruppe in Rheinland-Pfalz,
- Prüfungsbefugnisse des Rechnungshofs beim Unternehmen und dessen Beteiligungen,
- Rechtsform einer AöR.

³⁵² Statistischer Wirtschaftszweig 35.11.3 (Elektrizitätserzeugung ohne Fremdbezug zur Verteilung).

³⁵³ Auswertungen auf Grundlage der Statistik der Jahresabschlüsse der öffentlichen Fonds, Einrichtungen und Unternehmen.

³⁵⁴ Z. B. www.rheinpfalz.de/lokal/donnernsbergkreis_artikel,-donnersbergkreis-millionenverlust-bei-windkraft-beteiligung-arid,909058.html.

³⁵⁵ Ein Projekt betraf eine gescheiterte und zwischenzeitlich liquidierte AöR. Die örtlichen Erhebungen fanden bei der Trägerkommune als Rechtsnachfolgerin statt. Diese musste einen zahlungswirksamen Gesamtverlust von 2,6 Mio. € ausgleichen. Die Prüfung des zweiten AöR-Projekts diente insbesondere zur Erprobung von Erhebungsbögen und Datenanalysen.

³⁵⁶ Elf Prüfungsobjekte hielten Anteile an insgesamt acht privatrechtlichen Beteiligungen mit Energieerzeugungsanlagen. In einem Fall waren vier AöR an derselben GmbH & Co. KG beteiligt.

Darüber hinaus bezog der Rechnungshof die einem anderen statistischen Wirtschaftszweig zugeordnete Energieversorgungs-AöR einer Verbandsgemeinde³⁵⁷ und deren Beteiligung in die Prüfung ein. Damit waren 27 AöR und acht privatrechtliche Beteiligungen Gegenstand der Prüfung. Die Anstalten und ihre Beteiligungen betrieben fünf Windparks mit insgesamt 29 WEA sowie 13 Solarparks und 196 Aufdachanlagen (ADA). Die WEA produzierten in den Jahren 2013 bis 2023 zusammen 1.405,7 GWh elektrische Energie, was zu Umsatzerlösen von 145,6 Mio. € führte. Mit den PVA wurden in diesem Zeitraum zusammen 342,5 GWh elektrische Energie erzeugt und Erlöse aus dem Verkauf des Stroms von 66,7 Mio. € erzielt.

Die nachfolgende Übersicht enthält ausgewählte Wirtschaftsdaten der in die Prüfung einbezogenen Unternehmen für das Jahr 2023:

³⁵⁷ Die Anstalt war statistisch dem Wirtschaftszweig 64.20.0 (Beteiligungsgesellschaften) zugeordnet.

Wirtschaftsdaten der geprüften Unternehmen zum 31.12.2023³⁵⁸

Nummer	Stammkapital	Umsatzerlöse	Jahresergebnis	Verlustvortrag ^a	Gewinnvortrag ^a	Verbindlichkeiten	Anlagevermögen	Gesamtausstattungen (brutto) seit Gründung
	- 1.000 € -							
	AöR ohne eigene Erzeugungsanlagen und ohne Beteiligungen							
1								
2	Da diese Unternehmen keine Betriebstätigkeit aufwiesen, entfallen die Angaben							
3								
	AöR mit eigenen Erzeugungsanlagen							
4	100	374	41	-37	110	1.397	1.576	0
5	32	612	-25	0	131	385	223	0
6	10	589	37	-51	383	1.851	1.853	271
7	50	17	2	-1	7	83	59	0
8	10	345	14	-8	319	3.481	3.847	0
9	10	471	109	0	133	1.702	1.476	414
10	0 ^b	551	147	0	747	2.018	2.334	15
11	650	1.186	245	-157	229	4.831	4.838	0
12	10	821	167	-128	394	3.392	3.722	360
13	0 ^b	908	32	-37	353	4.294	2.950	0
14	0 ^b	101	18	-1	145	821	1.006	0
15	0	59	8	-28	0	333	279	0
16	1.200	4.561	939	-384	1.067	15.101	16.320	0
17	0	3	-10	-175	0	105	0	0
Summe	2.072	10.598	1.724	-1.007	4.018	39.794	40.483	1.060
	AöR mit Energieerzeugung ausschließlich über Beteiligungen							
18	21	0	6	0	116	488	501	0
19	60	0	23	-28	13	171	270	0
20	16	0	-3	-35	0	120	120	0
21	10	464	557	-461	1.591	1.607	3.171	0
22	32	0	116	-177	243	1.052	1.217	0
23	0	248	172	-39	0	957	1.011	0
24	24	443	905	0	421	500	2.529	0
25	0	0	472	-8	173	976	979	243
26	150	0	895	-49	42	567	1.115	180
27	8	0	389	-475	230	2.430	3.104	200
Summe	321	1.155	3.532	-1.272	2.829	8.868	14.017	623
	Beteiligungen mit Erzeugungsanlagen							
28	25	109	-38	-218	4	973	782	0
29	100	353	3	-3	264	1.890	1.823	111
30	25	830	253	0	40	2.492	2.890	884
31	150	114	14	-67	38	717	697	0
32	- ^c	7.550	2.490	- ^c	- ^c	34.553	31.340	3.994
33	- ^c	1.960	375	- ^c	- ^c	4.927	7.198	1.042
34	- ^c	4.252	2.004	- ^c	- ^c	16.578	17.008	3.000
35	- ^c	4.774	1.235	- ^c	- ^c	11.763	14.500	6.450
Summe	300	19.942	6.336	-288	346	73.893	76.238	15.481
	Gesamt							
Summe	2.693	31.695	11.592	-2.567	7.193	122.555	130.738	17.164

a Maximaler ausgewiesener Betrag (Verlust- bzw. Gewinnvortrag) seit Gründung.

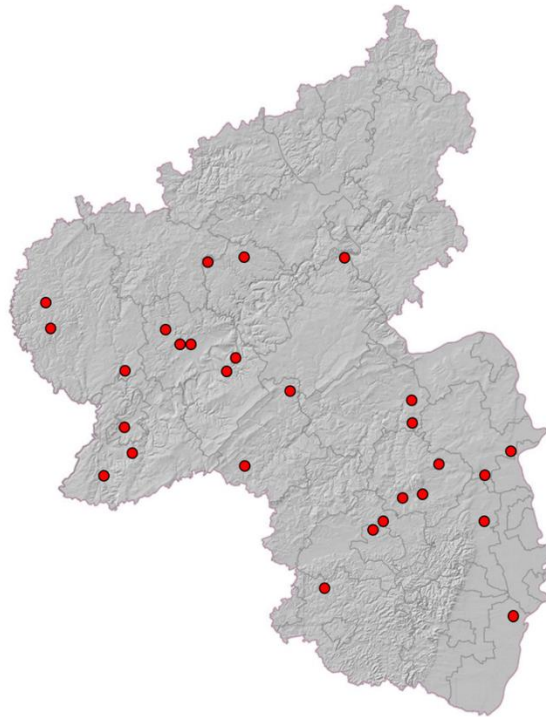
b Stammkapital kleiner 1.000 €. Tatsächlich bei Nr. 10 1 €, bei Nr. 13 12 € und bei Nr. 14 500 €.

c Bei GmbH & Co. KG nicht in Bilanz ausgewiesen.

Darstellung: Rechnungshof Rheinland-Pfalz. Quelle: Jahresabschlüsse, eigene Erhebungen.

³⁵⁸ Bei einigen Unternehmen lagen keine Jahresabschlüsse für 2023 vor. Hier wurden die Daten aus 2021 oder 2022 verwendet.

Die Prüfungsobjekte verteilen sich regional wie folgt:



Darstellung: Rechnungshof Rheinland-Pfalz

Mit der Prüfung sollte vor allem ermittelt werden, ob

- bestehende Risiken hinreichend bekannt waren und finanzwirtschaftlich ausreichend berücksichtigt wurden,
- die Aufwendungen der Unternehmen dem Bedarf entsprachen,
- Möglichkeiten für Gewinnausschüttungen an die kommunalen Anteilseigner ausgeschöpft sowie ob
- gesellschafts- und kommunalrechtliche Vorschriften eingehalten wurden.

Die wesentlichen Prüfungsergebnisse sind nachfolgend dargestellt. Sie sollen insbesondere den Unternehmensorganen sowie den kommunalen Gebietskörperschaften als Anstaltsträger bzw. Anteilseigner zur Information und Orientierung dienen.

Darüber hinaus sollen den Gemeindeprüfungsämtern der Kreisverwaltungen, die der Fachaufsicht des Rechnungshofs unterstehen³⁵⁹, Hinweise und Anregungen für die überörtliche Prüfung kommunaler Unternehmen gegeben werden.

2 **Windertragsgutachten und Ertragsplanung – zum Teil zu optimistisch**

Windertragsgutachten sind wesentliche Voraussetzung für wirtschaftliche Investitionsentscheidungen im Bereich der Windenergie. Sie prognostizieren für potenzielle Standorte von Anlagen das zu erwartende Windpotenzial bzw. dessen Energieertrag

³⁵⁹ § 110 Abs. 5 Satz 3 GemO.

und bewerten die Standortgüte³⁶⁰. Sowohl die Validität der gutachterlichen Prognosen als auch deren Verwendung für Unternehmensplanungen wiesen oftmals erhebliche Mängel auf.

2.1 Validitätsmängel der Gutachten

Um die Validität der Windertragsgutachten zu beurteilen, hat der Rechnungshof deren Prognosewerte mit den späteren Ist-Werten der WEA verglichen.

Mehrere Unternehmen erzielten seit Inbetriebnahme ihrer Anlagen Stromerträge, die je nach Unternehmen 5,4 % bis 30,5 % unter den prognostizierten Erträgen lagen. Dies entsprach Mindereinnahmen von 320.000 € bis 630.000 € jährlich.³⁶¹ Die meisten dieser Unternehmen erreichten in keinem Betriebsjahr die Prognosewerte. In allen Jahren gelang dies lediglich einem Unternehmen.³⁶²

Überhöhte Ertragsprognosen beruhten in mindestens drei Fällen darauf, dass ihnen – u. a. aus Kosten- und Zeitgründen³⁶³ – keine standortspezifischen Windmessungen zugrunde lagen. Stattdessen verwendeten die Gutachter Winddaten von bestehenden Windparks, die sie für vergleichbar hielten. Auf dieser Basis berechneten sie den voraussichtlichen Stromertrag anhand von Strömungsmodellen.³⁶⁴ Unterschiede in der Standortstruktur der Windparks sowie der Höhe der WEA unterzogen sie dabei einer mathematischen Nivellierung. Diese verlor mit zunehmender Größe der Unterschiede an Präzision. So wurden teilweise Daten von Windparks „hochgerechnet“,

- bei denen die Nabenhöhe der Anlagen deutlich von denen des geplanten Windparks abwich³⁶⁵ oder
- die im Hinblick auf ihre räumliche Entfernung vom geplanten Standort, ihre Höhenlage³⁶⁶ sowie die Geländestruktur ihres Standorts³⁶⁷ nicht mit dem geplanten Projekt vergleichbar waren.

³⁶⁰ Das Verhältnis des Ertrags bzw. der Ertragseinschätzung zum Referenzertrag (maximal mögliche Strommenge eines bestimmten Anlagentyps an diesem Standort) wird als Standortqualität oder als Standortgüte bezeichnet.

³⁶¹ Je WEA Mindereinnahmen von 32.000 € bis 157.000 €.

³⁶² Durchschnittlich 0,004 % (136 € jährlich) „über Plan“.

³⁶³ Die Messung sollte mindestens 12 Monate dauern, um alle saisonalen Effekte abzudecken und belastbare Aussagen über das Windpotenzial zu treffen. Es entstehen Kosten für einen spezialisierten Dienstleister sowie Windmess-Systeme.

³⁶⁴ Ein Strömungsmodell ist ein mathematisches Modell, das verwendet wird, um das Verhalten von Luftströmungen um WEA vorherzusagen. Es berücksichtigt verschiedene Faktoren, wie Gelände, Wetterbedingungen und die spezifische Konfiguration der Anlage.

³⁶⁵ Ausgehend vom Ist-Ertrag bestehender Anlagen mit 69 m Nabenhöhe wurde durch Hochrechnung der Soll-Ertrag einer geplanten Anlage mit 139 m Nabenhöhe ermittelt. Da mit zunehmender Differenz der Nabenhöhen die Berechnungsunsicherheiten steigen, lag der Ist-Ertrag der geplanten Anlage wesentlich unter dem hochgerechneten Soll-Ertrag.

³⁶⁶ Die Vergleichswindparks lagen in 6 km bis 13 km Entfernung (Höhe: 317 bis 368 m). Höhe geplanter Windpark: 309 m.

³⁶⁷ Der Vergleichswindpark lag auf freier Fläche. Der geplante Standort befand sich im Waldgebiet.

In diesen Fällen wiesen die Berechnungen aufgrund der erheblichen Unterschiede gravierende Präzisionsmängel auf, aus denen deutliche Ertragsüberschätzungen resultierten. Demgemäß führte die sachverständige Überprüfung eines Windertragsgutachtens in einem Fall zur Beanstandung der unzureichenden Datenbasis des Gutachtens und des Fehlens standortspezifischer Windmessungen.³⁶⁸

Im Gegensatz dazu entsprachen die Ist-Werte eines Unternehmens, dessen Windertragsgutachten auf Referenzanlagen in unmittelbarer Nachbarschaft der geplanten Anlagen beruhte, im Wesentlichen den Prognosewerten des Gutachtens.

Zum Teil betrafen die Validitätsmängel der Gutachten nur einzelne Anlagen von Windparks. So hatte ein Unternehmen ein Windertragsgutachten für einen Windpark mit zehn Anlagen eingeholt. Für sieben von diesen erwiesen sich die Prognosewerte als brauchbar. Bei drei Anlagen blieb jedoch der tatsächliche Stromertrag um mehr als 20 % hinter den Prognosewerten. Einnahmeverluste von 97.000 € bis 128.500 € je Anlage und Jahr waren die Folge. Der Gutachter hatte keine Windmessungen durchgeführt und bei den drei Anlagen die komplexe Standorttopographie des Windparks (Hanglage) nicht ausreichend berücksichtigt. So traf etwa bei diesen Anlagen der Wind zumeist nicht im optimalen Winkel auf die Rotorblätter.

2.2 Mängel der gutachtenbasierten Unternehmensplanung

Unternehmen legten ihren Ertragsplanungen die Prognosewerte von Gutachten ohne angemessene Sicherheitsabschläge zugrunde.

Prognosewerte werden nach Wahrscheinlichkeiten gestaffelt, mit denen mindestens der prognostizierte Ertrag eintritt. Werden Ertragsplanungen etwa auf der Basis eines P 90-Wertes vorgenommen, werden nur die Energieerträge berücksichtigt, die mit 90%iger Wahrscheinlichkeit eintreten. Bei Ertragsplanungen mit P 50- oder P 75-Werten sind die Planerträge höher, treten aber mit (deutlich) geringerer Wahrscheinlichkeit ein.

Eine Verbandsgemeinde hatte sich über ihre AöR an einer Gesellschaft beteiligt. Diese hatte hinsichtlich ihres Windparks zwei Windertragsgutachten eingeholt. Obwohl die Gutachter für die Ertragsplanung die Verwendung von P 75- bzw. P 90-Werten empfohlen hatten, plante die Gesellschaft mit P 50-Werten.³⁶⁹ Vor der Beteiligung hatte die Verbandsgemeinde die Wirtschaftlichkeitsberechnung der Gesellschaft gutachterlich überprüfen lassen. Der Gutachter kritisierte die Verwendung der P 50-Werte und empfahl einen zusätzlichen Risikoabschlag von 15 %, was einem P 90-Wert gleichgekommen wäre.³⁷⁰

In der Folge unterschritten die Ist-Erträge die Planerträge um durchschnittlich 30,5 %, was zu Mindereinnahmen von 630.000 € jährlich führte.

Ende 2023 erreichten die summierten Jahresgewinne des Windparks von 1,4 Mio. € seit seiner Inbetriebnahme (2013) lediglich 29 % des Planwerts (4,5 Mio. €). Statt erwarteten Ausschüttungen³⁷¹ war die AöR genötigt, Zins und Tilgung³⁷² für den zum

³⁶⁸ Aufgrund der starken Abweichungen der Energieerträge von den Werten der Gutachten hatten die Träger der AöR und die Gesellschafter des Windparks entschieden, die Ertragsgutachten von einem unabhängigen Sachverständigen prüfen zu lassen.

³⁶⁹ Zusätzlich berücksichtigte sie lediglich einen pauschalen Abzug für etwaige technische und elektrische Verluste von 4,7 %. Bei Verwendung eines P 50-Wertes ist eine einigermaßen realistische Planung jedoch nur dann gewährleistet, wenn zusätzlich mindestens 10 % als Sicherheitsabschlag, der nicht nur technische Unwägbarkeiten abdeckt, berücksichtigt werden (im Internet abrufbar unter www.test.de/Buergerwindparks-Worauf-Anleger-achten-sollten-5388165-5388814/).

³⁷⁰ Die Empfehlung blieb unbeachtet.

³⁷¹ 100.000 € jährlich.

³⁷² Bis Ende 2023 insgesamt 575.000 €.

Erwerb der Beteiligung aufgenommenen Kredit³⁷³ durch Entnahme aus dem Kommanditanteil zu finanzieren. Der Beteiligungswert der Windparkgesellschaft im Anlagevermögen der AöR musste von ursprünglichen 1,8 Mio. € auf 1,2 Mio. € (2023) vermindert werden.³⁷⁴

Im Gegensatz dazu planten die anderen geprüften Gesellschaften entweder mit P 75-Werten oder kalkulierten sonstige Risikoabschläge mit vergleichbarem Ergebnis. Selbst dies bewahrte nicht immer vor planunterschreitenden Erträgen.

Kommunen und ihre AöR sollten zur angemessenen Begrenzung des Anlagerisikos öffentlicher Mittel bei Entscheidungen für Investitionen in Windparkgesellschaften regelmäßig P 90-Werte, mindestens aber P 75-Werte zugrunde legen.

Neben der Staffelung der Prognosen nach Eintrittswahrscheinlichkeit wiesen Wind-ertragsgutachten regelmäßig keine weiteren Sicherheitsabschläge³⁷⁵ aus, sondern begnügten sich mit einem Hinweis auf deren Erforderlichkeit im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung. Die Hinweise wurden jedoch nicht immer beachtet.

So reichten selbst P 75-Werte nicht aus, um die Folgen immissionsschutzrechtlicher³⁷⁶, technischer³⁷⁷ oder netz-³⁷⁸ sowie marktbedingter³⁷⁹ Abschaltungen ausreichend abzubilden. Bei den untersuchten Windparks waren die Anlagen, je nach Windpark, zwischen 7 % bis 24 % der möglichen Jahresstunden abgeschaltet. Insbesondere aufgrund der zunehmenden Netzaus- bzw. -überlastung sowie negativer Börsenstrompreise muss zukünftig vermehrt mit Abschaltungen und daher mit noch höheren Ertragsausfällen gerechnet werden.³⁸⁰

Ein Unternehmen erlitt nach dem Bau eines weiteren Windparks in unmittelbarer Nachbarschaft seines Windparks „Abschattungsverluste“³⁸¹ von 9,3 %. Zwar hatte sich der Betreiber des abschattenden Windparks freiwillig zu vertraglichen Ausgleichszahlungen von 71.000 € jährlich verpflichtet. Gleichwohl verblieben dem Unternehmen abschattungsbedingte jährliche Mindereinnahmen von mindestens 115.000 € gegenüber der Ertragsplanung. Bei seinen Planungen hatte das Unternehmen keinen Sicherheitsabschlag für Ertragsverluste durch Abschattung berücksichtigt.

Solche Abschattungseffekte sind grundsätzlich hinzunehmen, wenn sie Ertragsverluste von nicht mehr als 10 % verursachen.³⁸² Wird ein Windpark innerhalb einer planungsrechtlich ausgewiesenen Vorrangfläche errichtet, muss der Betreiber mit einer solchen Entwicklung rechnen und Sicherheitsabschläge auf den erwarteten

³⁷³ 1,8 Mio. €.

³⁷⁴ Die erhebliche Abweichung des tatsächlichen Geschäftsverlaufs der Gesellschaft vom prognostizierten veranlasste im Verwaltungsrat der AöR Erwägungen, sich von der Beteiligung zu trennen.

³⁷⁵ Z. B. für elektrische Leitungsverluste, Abschaltungen und Ausfälle.

³⁷⁶ Die Genehmigungen sehen öfter verpflichtend Abschaltungen wegen Schattenwurf oder zum Schutz von Fledermäusen und Vögeln vor.

³⁷⁷ Z. B. Störung, Wartung oder Eisansatz.

³⁷⁸ Abschaltungen aufgrund unzureichender Netzkapazitäten.

³⁷⁹ Abschaltungen aufgrund negativer Marktpreise für Strom.

³⁸⁰ In Abhängigkeit vom Jahr der Inbetriebnahme reduziert sich der Anspruch auf Ausgleichszahlungen für neuere Anlagen (vgl. hierzu § 51 EEG 2023).

³⁸¹ Abschattungsverluste sind Mindererträge, die dadurch entstehen, dass WEA im Windschatten anderer Anlagen stehen.

³⁸² Bundesverwaltungsgericht, Beschluss vom 13. März 2019 – 4 B 39/18 (juris Rn. 10).

Ertrag einkalkulieren. Etwaige freiwillige Ausgleichszahlungen können bei einer seriösen Ertragsplanung nicht veranschlagt werden.

Des Weiteren traten bei den in die Prüfung einbezogenen Windparks Ertragsminderungen zwischen 0,8 % und 2,5 % durch elektrische Leitungsverluste³⁸³ auf. Auch hierfür wiesen die Gutachten keine Abschläge aus. Entsprechende Sicherheitsabschläge sind bei der Planung zu berücksichtigen.

Verantwortungsbewusste Unternehmensplanungen für Windparks setzen voraus, dass

- Windertragsgutachten entweder auf Windmessungen am geplanten Standort oder auf Vergleichsberechnungen anhand von zweifelsfrei vergleichbaren Bestandsobjekten beruhen,
- nur Erträge zugrunde gelegt werden, die mit mindestens 75%iger Wahrscheinlichkeit zu erwarten sind sowie
- Risiken durch Abschaltungs-, Abschattungs- und Leitungsverluste nötigenfalls durch angemessene Sicherheitsabschläge berücksichtigt werden.

Kommunale Entscheidungsträger sollten sich vor Beteiligungsentscheidungen davon überzeugen, dass bei einem Windpark die vorstehend aufgeführten Anforderungen erfüllt sind.

Soweit verschiedentlich bei örtlichen Erhebungen eingewandt wurde, dass hierfür „Expertenwissen“ erforderlich sei, ist dieses intern oder nötigenfalls extern sicherzustellen, um erhebliche Fehlinvestitionen zu Lasten der öffentlichen Haushalte zu vermeiden.

3 Stillstand bei Windenergieanlagen – gar nicht so selten

Die durchschnittliche Stillstandsquote der in die Prüfung einbezogenen Anlagen lag bei 17 % der 8.760 jährlich möglichen Produktionsstunden.³⁸⁴ Dies hatte im Wesentlichen folgende Ursachen:³⁸⁵

- Windmangel (93 Minuten täglich)³⁸⁶
- Vogel-, Fledermausschutz (75 Minuten täglich)³⁸⁷
- Wartung, Reparatur, technische Gründe (19 Minuten täglich)
- Störungen³⁸⁸ (15 Minuten täglich)
- Sturm, Eisansatz (10 Minuten täglich)

³⁸³ Differenz zwischen produzierter elektrischer Leistung der Anlage und der am Netzanschlusspunkt eingespeisten Leistung.

³⁸⁴ Der Stillstand betrug durchschnittlich 4 Stunden täglich. Die Einzelwerte reichten von 7,5 % bis zu 24 % des jährlichen Produktionsstundenpotenzials.

³⁸⁵ Auswertung von Unternehmensdaten für die Wirtschaftsjahre 2019 bis 2024.

³⁸⁶ Die Prognose der zukünftigen Entwicklung der Windgeschwindigkeiten unterliegt zahlreichen Unsicherheiten und wird in den wissenschaftlichen Untersuchungen nicht einheitlich bewertet. Es besteht aber zumindest das Risiko zunehmender Stillstandszeiten durch Windmangel.

³⁸⁷ Das Erfordernis für Abschaltungen zum Vogel- und Fledermausschutz ergab sich aus den Baugenehmigungen und immissionsschutzrechtlichen Genehmigungen der WEA.

³⁸⁸ Z. B. Stillstand durch technische Störungen an der WEA oder aufgrund von Arbeiten am Netz bzw. Umspannwerk.

- Sonstiges³⁸⁹ einschließlich markt- und netzbedingter Abschaltungen (33 Minuten täglich).³⁹⁰

Ausreichende Informationen zu Umfang und Ursachen der Stillstände lagen nicht immer vor. Beispiele:

- Der kommunale Geschäftsführer einer Windparkgesellschaft erhielt vom betriebsführenden Privatunternehmen, das auch den zweiten Geschäftsführer stellte, keine Stillstandsdaten.
- Ein anderes Unternehmen hatte Stillstandszeiten durch Windmangel nur bis 2015 dokumentiert. Auf die Erhebung und Auswertung für spätere Jahre wurde verzichtet, da der Windmangel ohnehin nicht beeinflussbar sei.³⁹¹
- Einem weiteren Unternehmen lagen die aktuellen Stillstandszeiten zwar grundsätzlich vor. Aufgrund einer unzureichenden Datenschnittstelle³⁹² ließen sich die Informationen jedoch seitens der beauftragten Wartungsgesellschaft keinen aussagekräftigen Kategorien³⁹³ zuordnen.

Kenntnisse über Stillstandszeiten von WEA und ihre Ursachen sind für die Beurteilung und ggf. Steuerung der Wirtschaftlichkeit³⁹⁴ durch die kommunalen Träger unverzichtbar. Selbst unbeeinflussbare Stillstandsgründe wie Windmangel sind für Entscheidungen über ein Repowering³⁹⁵ oder die Installation weiterer Anlagen an einem Windpark-Standort von Bedeutung. Zudem ermöglichen sie eine transparente Begründung für Stillstände, die von den Bürgern der Trägerkommunen ggf. kritisch wahrgenommen und gegenüber Unternehmen oder Trägerkommunen hinterfragt werden. Die Verfügbarkeit kategorisierter Stillstandsdaten sollte daher sichergestellt werden.

4 Vergütungsstrukturen der Windparks – EEG-Förderung maßgeblich für Wirtschaftlichkeit

Die geprüften Windparkunternehmen erzielten jeweils durchschnittliche Umsatzerlöse von 1,7 Mio. € bis 7,6 Mio. € jährlich³⁹⁶ und erwirtschafteten regelmäßig Jahres-

³⁸⁹ Z. B. Stillstand durch Kabelentdrillung, Schattenwurfsabschaltung, Sichtkontrollen durch Betriebsführer oder Gutachter.

³⁹⁰ Bei einem Unternehmen lagen diese spezifischen Abschaltzeiten für den untersuchten Zeitraum nicht vor. Unter Berücksichtigung vorhandener älterer Daten dieses Unternehmens erhöhte sich der Durchschnittswert für alle Unternehmen auf eine – realistischere – Abschaltzeit von insgesamt 59 Minuten täglich.

³⁹¹ Auskunft der Geschäftsführung anlässlich der örtlichen Erhebungen.

³⁹² Die Software zur Anlagenüberwachung ist regelmäßig Bestandteil des Vollwartungsvertrags.

³⁹³ Beispielweise Stillstandszeiten aufgrund von Windmangel.

³⁹⁴ Lediglich Stillstandszeiten wegen netzbedingten Abschaltungen werden den Unternehmen unverändert vergütet. Die Vergütung marktbedingter Abschaltungen wurde für neuere Anlagen zunehmend eingeschränkt (Tz. 3). Die übrigen Abschaltungen verursachen Ertragsausfälle zu Lasten der Unternehmen.

³⁹⁵ Austausch von alten WEA durch neuere und leistungsstärkere Modelle.

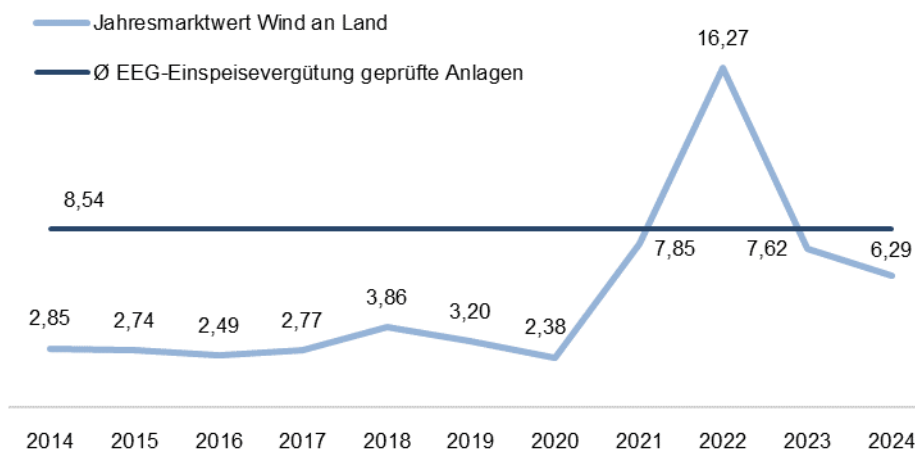
³⁹⁶ Berechnet wurden die durchschnittlichen Umsatzerlöse aus der Windenergie je Unternehmen ab dem ersten vollen Betriebsjahr bis einschließlich 2023.

überschüsse. Die hierdurch aus Unternehmenssicht gewährleistete Wirtschaftlichkeit des Windparkbetriebs beruhte jedoch in erheblichem Ausmaß auf marktunabhängigen Vergütungsstrukturen.³⁹⁷

4.1 EEG-Einspeisevergütung

Allen Windparks waren fixe EEG-Einspeisevergütungen als Mindestvergütung garantiert.³⁹⁸ Abhängig vom Jahr der Inbetriebnahme reichten diese Garantiebeträge im Einzelfall von 7,33 Cent/kWh³⁹⁹ bis 9,47 Cent/kWh⁴⁰⁰ (durchschnittlich 8,54 Cent/kWh). Allerdings lagen in den Jahren 2014 bis 2020 die Marktwerte für Strom aus Windenergie an Land nur zwischen 2,38 Cent/kWh und 3,86 Cent/kWh (durchschnittlich bei 2,90 Cent/kWh).⁴⁰¹ Mithin resultierte ein wesentlicher Anteil der in diesem Zeitraum vereinnahmten Stromentgelte aus der EEG-Förderung.

Vergütung in Cent/kWh



Darstellung: Rechnungshof Rheinland-Pfalz. Quelle: Eigene Erhebungen.

Zwischen 2014 und 2020 konnten Gewinne nur durch die Einspeisevergütung erzielt werden. Sie beliefen sich auf durchschnittlich 59.000 € bis 0,8 Mio. € pro Windpark

³⁹⁷ Dies galt gleichermaßen für den Betrieb von PVA (EEG-Einspeisevergütung bei den geprüften Unternehmen – abhängig vom Jahr der Inbetriebnahme – zwischen 5,13 Cent/kWh und 49,21 Cent/kWh, Jahresmarktwert für Solarstrom von 2,46 Cent/kWh bis 22,31 Cent/kWh). Aufgrund der insbesondere für ADA geringeren Investitionskosten und der Kleinteiligkeit der Anlagen wurde auf detaillierte Auswertungen hierzu verzichtet.

³⁹⁸ Die Windparks erhielten von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) einen für 20 Jahre gesetzlich garantierten Vergütungssatz. Dieser festgelegte Mindestbetrag je kWh kann über den von den ÜNB im Handel mit dem erzeugten Strom erwirtschafteten Erlösen liegen. Um ein Verlustgeschäft zu vermeiden, wird die Differenz zwischen der Vergütung und den erwirtschafteten Stromverkaufseinnahmen gemäß § 6 Energiefinanzierungsgesetz über den Bundeshaushalt (Klima- und Transformationsfonds – KTF) ausgeglichen. Die vormalige Finanzierung über die EEG-Umlage entfiel zum 1. Juli 2022.

³⁹⁹ Jahr der Inbetriebnahme 2018.

⁴⁰⁰ Jahr der Inbetriebnahme 2013.

⁴⁰¹ Die Übersicht der Marktwerte wird durch die ÜNB monatlich aktualisiert (im Internet abrufbar unter www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/Transparenzanforderungen/Marktpr%C3%A4mie/Marktwert%C3%BCbersicht). Der Jahresmarktwert (ausgewiesen seit 2020) gibt den durchschnittlichen Erlös an, den WEA für ihren Strom am Spotmarkt (Strombörse) im Laufe eines Jahres erzielen. Für die Berechnung der Jahre bis 2019 wurde der Durchschnitt der Monatsmarktwerte verwendet.

und Jahr. Ohne die Vergütung wären im fraglichen Zeitraum auf Basis der Jahresmarktwerte je Windpark jährliche Verluste von 0,9 Mio. € bis 2,8 Mio. € erwirtschaftet worden.

Durchschnittliche Jahresergebnisse der Windparks in Mio. €

Nr.	bis 2020 ^a		2021 bis 2023
	mit EEG-Förderung	anhand von Marktpreisen ^b	mit EEG-Förderung ^c
1	0,4	-1,9	1,1
2	0,8	-2,8	3,2
3	0,06	-0,9	0,4
4	-	- ^d	3,0
5	0,3	-2,1	1,0

a Berücksichtigt wurden alle Jahre ab dem ersten vollen Betriebsjahr bis einschließlich 2020.

b Jahresergebnis ohne EEG-Förderung. Eigene überschlägige Berechnungen auf Grundlage der Unternehmensdaten und der Jahresmarktwerte.

c In den Monaten von September 2021 bis Juni 2023 lagen die Marktpreise meist deutlich über den EEG-Vergütungssätzen der geprüften Windparks.

d Der Windpark wurde erst 2021 in Betrieb genommen. Insoweit lagen entsprechende Vergleichsdaten hierfür nicht vor.

Darstellung: Rechnungshof Rheinland-Pfalz. Quelle: Eigene Erhebungen.

In den Jahren 2021 bis 2023 konnten die Windparks hingegen erheblich von über dem EEG-Satz liegenden Marktpreisen profitieren. Die durchschnittlichen Gewinne in diesem Zeitraum lagen je Windpark zwischen 0,4 Mio. € und 3,2 Mio. €, im Rekordjahr 2022 sogar zwischen 0,7 Mio. € und 5,9 Mio. €. Dabei muss berücksichtigt werden, dass die höheren Strompreise insbesondere eine Folge des russischen Angriffskrieges gegen die Ukraine waren. Die Entwicklung zeigt, dass die Windparks bei zunehmend normalem Marktgefüge wieder auf umlage- bzw. steuerfinanzierte Garantiezahlungen angewiesen sein werden, um Überschüsse zu erzielen.

Die Wirtschaftlichkeit der Windparkunternehmen basierte wesentlich auf EEG-Förderungen in der bisherigen Höhe. Diese sichern die Unternehmen gegen übliche Marktrisiken ab. Bei Wirtschaftlichkeitsberechnungen für zukünftige Windparkprojekte müssen Kommunen bzw. deren Energieunternehmen ggf. sinkende Fördersätze wegen zunehmenden Wettbewerbs⁴⁰² berücksichtigen.

4.2 Vergütung für Anlagenstillstand⁴⁰³

Neben der marktunabhängigen EEG-Vergütung für produzierten Strom erhielten alle Unternehmen in zwei Fallkonstellationen auch Vergütungen, ohne Strom produziert zu haben:

- Marktbedingte Abschaltungen aufgrund von negativen Preisen am Strommarkt

Bei negativen Strompreisen werden WEA automatisch und zentral abgeschaltet. Sie entstehen, wenn an wind- und sonnenreichen Tagen die Stromerzeugung den Strombedarf übertrifft.⁴⁰⁴ Für die Differenz zwischen dem erzielbaren Markt-

⁴⁰² Ab einer installierten Leistung von 1.001 kW wird die Höhe der für 20 Jahre gewährten EEG-Vergütung grundsätzlich durch Ausschreibungen bestimmt. Ausgenommen sind Pilot-WEA und WEA von Bürgerenergiegesellschaften nach § 22b EEG 2023. Der ermittelte anzulegende Wert von erfolgreichen Geboten dient als Berechnungsgrundlage für die Höhe des Zahlungsanspruchs (Marktpremie). Die Ausschreibungen für WEA an Land finden mehrmals im Jahr statt (im Internet abrufbar unter www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/start.html).

⁴⁰³ Markt- und netzbedingte Abschaltungen hatten bei den in die Prüfung einbezogenen Unternehmen mit PVA keine gesonderte Relevanz. Daher beschränken sich die nachfolgenden Ausführungen auf WEA.

⁴⁰⁴ Beispielsweise an Sonn- und Feiertagen sowie nachts.

preis und der EEG-Vergütung erhielten die Anlagenbetreiber umlage- bzw. steuerfinanzierte Ausgleichszahlungen. Deren Umfang richtet sich nach dem Jahr der Inbetriebnahme und der Anlagengröße. Für die nach dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommenen Anlagen gelten schrittweise eingeschränkte Vergütungsansprüche.⁴⁰⁵

- Netzbedingte Abschaltungen aufgrund von drohenden Netzengpässen (Redispatch-Maßnahmen⁴⁰⁶)

Diese greifen vor allem ein, wenn aufgrund starken Windaufkommens und/oder starker Sonneneinstrahlung der erzeugte Wind- und Solarstrom die Kapazitäten des Stromnetzes zu übersteigen droht. Auch für diese Abschaltzeiten erhalten die Betreiber der „abgeregelten“ Anlagen Entschädigungszahlungen, die über die Netzentgelte von den Stromkunden getragen werden.⁴⁰⁷

Die für Stillstandszeiten bezogene Vergütung belief sich je nach Windpark auf 0,8 % bis 3,6 % der jährlichen Einnahmen.⁴⁰⁸

Durchschnittliche Vergütung für Stillstand ^a pro Jahr ^b in €

Nr.	je Windpark	je WEA	Anteil an den Gesamteinnahmen des Windparks
1	54.000	10.800	1,1 %
2	262.000	26.200	3,6 %
3	49.000	12.200	2,0 %
4	83.000	27.800	1,8 %
5	37.000	5.300	0,8 %

a Vergütung für markt- und netzbedingte Abschaltungen.

b Der Erhebungszeitraum umfasste die Jahre 2022 bis 2024. Bei einem Unternehmen lagen lediglich die Jahreswerte 2022 und 2023 vor.

Darstellung: Rechnungshof Rheinland-Pfalz. Quelle: Eigene Erhebungen.

Die höchste Vergütung für Stillstand erhielt Windpark Nr. 2 mit jährlich durchschnittlich 26.200 € pro WEA. Im Rekordjahr 2023 lag dieser Wert hier sogar bei 36.900 € je Anlage (4,9 % der Jahreseinnahmen).

Bei zwei Windparks lagen vollständige Steuerungsdaten seit 2019 vor.⁴⁰⁹ Hieran lässt sich die Entwicklung der vergüteten Stillstandszeiten in den vergangenen Jahren ablesen:

⁴⁰⁵ § 51 EEG 2023.

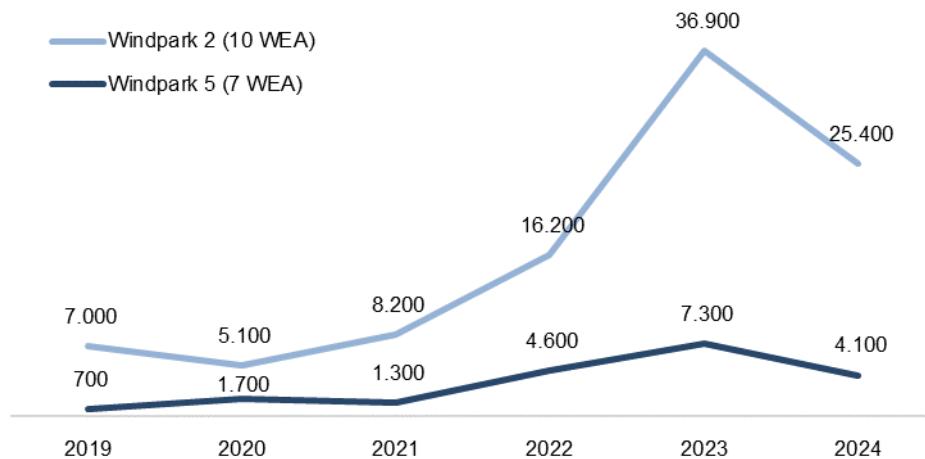
⁴⁰⁶ Unter Redispatch versteht man Eingriffe in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken, um das Netz vor einer Überlastung zu schützen. Droht an einer bestimmten Stelle im Netz ein Engpass, werden Kraftwerke im überlasteten Teil des Netzes angewiesen, ihre Einspeisung zu reduzieren, während Anlagen in Netzabschnitten, in denen noch Kapazität vorhanden ist, ihre Einspeiseleistung erhöhen müssen.

⁴⁰⁷ §§ 14, 15 EEG (bis 30. September 2021). Mit der Einführung von „Redispatch 2.0“ zum 1. Oktober 2021 wurden die Entschädigungsregelungen aus dem EEG herausgelöst und in das Energiewirtschaftsgesetz überführt (§§ 13, 13a, 14 EnWG).

⁴⁰⁸ Durchschnittswerte der Jahre 2022 bis 2024.

⁴⁰⁹ Für die übrigen Unternehmen lagen insbesondere die Daten früherer Betriebsjahre nicht vor, da die Abschaltungen von den Unternehmen früher als vernachlässigbar eingeschätzt und daher nicht gesondert erfasst wurden. Aus prüfungsökonomischen Gründen war eine vollständige Nacherhebung von historischen Daten nicht vertretbar.

Jahresvergütung für Stillstand pro WEA in €



Darstellung: Rechnungshof Rheinland-Pfalz, Quelle: Eigene Erhebungen.

Die Darstellung zeigt einen deutlichen Anstieg der Stillstandsvergütungen. Trotz des Rückgangs im Jahr 2024 betrugen sie etwa das drei- bzw. sechsfache der Werte aus dem Jahr 2019. Die Windparkbetreiber erwarten für die Zukunft eine weitere Zunahme der Stillstandsvergütungen.⁴¹⁰

Die Zunahme netz- bzw. marktbedingter Abschaltungen und damit einhergehender Vergütungen von Stillstandszeiten entspricht dem bundesweiten Trend.⁴¹¹ Der Bundesrechnungshof hat in diesem Zusammenhang bereits 2021 festgestellt, dass der weitere Ausbau von Windenergie und PV die bedarfsunabhängige Stromproduktion verstärkt, was mit entsprechenden Kosten verbunden ist.⁴¹² Solange gleichzeitig ausreichende Speichermöglichkeiten fehlen, kann es vermehrt zu Netzengpässen⁴¹³ und negativen Börsenstrompreisen kommen.⁴¹⁴

⁴¹⁰ Dies entspricht auch der Einschätzung der Bundesnetzagentur, wonach die vermehrte Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien dazu führt, dass Netzbetreiber häufiger als bisher Abschaltungen vornehmen müssen (im Internet abrufbar unter www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/start.html).

⁴¹¹ Die sogenannte Ausfallarbeit (Netzengpassmanagement) stieg bundesweit von 6.482 GWh im Jahr 2019 auf 10.479 GWh im Jahr 2023 (Bundesnetzagentur, Quartalsbericht Netzengpassmanagement, viertes Quartal 2023). Die Angaben für 2024 lagen bis zum Abschluss der örtlichen Erhebungen noch nicht vor (im Internet abrufbar unter www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/start.html). Die Anzahl der Stunden mit negativen Börsenstrompreisen stieg von 146 h im Jahr 2017 auf 457 h im Jahr 2024 (im Internet abrufbar unter www.Windkraft-journal.de/2025/05/28/betrachtung-von-1komma5-zu-den-boersenstrompreisen-der-vergangenen-zehn-jahre/212405).

⁴¹² Bericht nach § 99 BHO zur Umsetzung der Energiewende im Hinblick auf die Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit bei Elektrizität (im Internet abrufbar unter www.bundesrechnungshof.de/SharedDocs/Downloads/DE/Berichte/2021/versorgungssicherheit-und-bezahlbarkeit-von-strom-volltext.pdf?__blob=publicationFile&v=1).

⁴¹³ Nach Angaben der Bundesnetzagentur betrugen die finanziellen Ausgleichszahlungen für Produktionsanlagen Erneuerbarer Energien im Rahmen des Redispatch in den Jahren 2023 und 2024 jeweils über 550 Mio. € (im Internet abrufbar unter www.smard.de/page/home/topic-article/46/213270).

⁴¹⁴ Zur Entwicklung der Kosten für das Netzengpassmanagement siehe auch BRH 2024: Bericht nach § 99 BHO zur Umsetzung der Energiewende im Hinblick auf die Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit der Stromversorgung (im Internet abrufbar unter www.bundesrechnungshof.de/SharedDocs/Downloads/DE/Berichte/2024/energiewende-volltext.pdf?__blob=publicationFile&v=4).

Die exakten Gründe und einzelfallbezogenen Entscheidungsparameter der Netzbetreiber bzw. Direktvermarkter für das Abschalten einzelner Windparks oder WEA waren geprüften Unternehmen weder bekannt noch von diesen beeinflussbar.⁴¹⁵

Die Wirtschaftlichkeit des WEA-Betriebs hängt bisher auch von umlage- bzw. steuerfinanzierten Ausgleichszahlungen für Stillstandszeiten ab. Bei der Planung neuer Windparks ist daher die voraussichtliche Entwicklung solcher Zeiten sowie der Ausgleichszahlungen, die zumindest bei marktbedingten Abschaltungen rückläufig⁴¹⁶ sind, in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einzubeziehen.

5 Vertrieb von Solarstrom – teilweise risikobehaftet

Die stichprobenartige Prüfung der Vertriebswege für Solarstrom ergab, dass diese zum Teil mit vermeidbaren bzw. minderbaren wirtschaftlichen Risiken sowie Ertragsverzicht verbunden waren. Beispiele:

- Alle geprüften Unternehmen mit ADA speisten grundsätzlich ihren produzierten Strom in die öffentlichen Netze ein und erhielten hierfür vom Netzbetreiber die EEG-Vergütung.⁴¹⁷ Mehrere stellten außerdem Teile ihrer Stromproduktion den Gebäudeeigentümern und -nutzern⁴¹⁸ unentgeltlich und ohne schriftliche Regelungen zur Verfügung. Gegenüber den Netzbetreibern wurde diese Stromversorgung regelmäßig als „Eigenverbrauch“ eingestuft. Für diesen zahlten sie keine Netzentgelte.⁴¹⁹

Diese Vorgehensweise war unwirtschaftlich und risikobehaftet. Eigenverbrauch setzt neben dem Verbrauch am Ort der Erzeugung eine juristische Personenidentität zwischen Erzeuger und Verbraucher voraus. Eine solche lag in keinem Fall vor.

In einem Fall überprüfte der Netzbetreiber eine derartige Konstellation und forderte von der Anlagenbetreiberin 2019 für deren unzutreffend angegebenen Eigenverbrauch nachträglich Netzentgelte in Höhe von 9.000 €.

Zwar sind außer in Fällen des Eigenverbrauchs auch bei einem „Mieterstrommodell“⁴²⁰ keine Netzentgelte zu zahlen. Dies setzt jedoch den Abschluss von Energielieferverträgen mit Letztverbrauchern voraus, die bestimmte Mindestinhalte⁴²¹ und Rahmenbedingungen⁴²² aufweisen müssen. Hieran fehlte es in den geprüften Fällen.

⁴¹⁵ Nach den Auskünften der Betreiber anlässlich der örtlichen Erhebungen werden die ferngesteuerten Abschaltungen vermutlich automatisiert auf Basis von Algorithmen ab- und zugeschaltet.

⁴¹⁶ In Abhängigkeit vom Jahr der Inbetriebnahme reduziert sich der Anspruch auf Ausgleichszahlungen bei negativen Marktpreisen für neuere Anlagen (§ 51 EEG 2023).

⁴¹⁷ Die Höhe der für zwanzig Jahre garantierten EEG-Vergütung ist im Einzelfall insbesondere vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme und der Anlagengröße abhängig (vgl. hierzu u. a. Veröffentlichungen der Bundesnetzagentur, im Internet abrufbar unter www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Foerderung/start.html).

⁴¹⁸ Diese waren in vielen Fällen nicht die Trägerkommunen.

⁴¹⁹ Maßgebliche rechtliche Regelungen für die Netzentgelte sind § 21 EnWG und Abschnitt 3 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV).

⁴²⁰ „Mieterstrom“ (vgl. § 42a Abs. 1 EnWG i. V. m. § 21 Abs. 3 EEG 2023) ist ein Konzept, bei dem Strom lokal erzeugt und direkt an die Gebäudenutzer geliefert wird, ohne den Umweg über das öffentliche Stromnetz. Dadurch entfallen insbesondere Netzentgelte.

⁴²¹ Vgl. u. a. § 41 EnWG.

⁴²² Beispielsweise muss der Preis für Mieterstrom mindestens 10 % unter dem allgemeinen Grundversorgungstarif des jeweiligen Netzgebiets liegen (§ 42 a Abs. 4 EnWG).

Zudem kann die unentgeltliche oder vergünstigte Überlassung von Strom an den kommunalen Anstaltsträger eine verdeckte Gewinnausschüttung der Anstalt darstellen. Ebenso wie eine offene Gewinnausschüttung mindert auch eine verdeckte nach § 8 Abs. 3 Satz 2 KStG den Gewinn nicht, sodass die Gefahr von Steuernachforderungen bei den Unternehmen besteht.

- Eine gemeinsame kommunale Anstalt zweier Träger⁴²³ betrieb eine PV-Freiflächenanlage⁴²⁴. Der Standort (Ackerflächen) befand sich nicht in einem landwirtschaftlich benachteiligten Gebiet, sodass die Voraussetzungen für eine EEG-Förderung nicht vorlagen.⁴²⁵ Den produzierten Strom verkaufte die Anstalt seit Inbetriebnahme der Anlage mittels Power-Purchase-Agreements (PPA)⁴²⁶ an ein kommunales Versorgungsunternehmen. An dessen Stammkapital war einer der beiden Anstaltsträger (mittelbar) mit 56,4 % beteiligt.⁴²⁷ Die Verträge hatten Laufzeiten von 2,5 Jahren (Festpreis 4,8 Cent/kWh) und fünf Jahren (Festpreis 8,2 Cent/kWh).⁴²⁸

Durch die Standortwahl verzichtete das Unternehmen auf die für 20 Jahre garantierte EEG-Mindestvergütung (5 Cent/kWh)⁴²⁹ und setzte sich damit bewusst ansonsten vermeidbaren Marktrisiken aus.

Zwar bietet der Abschluss von PPA grundsätzlich die Möglichkeit, diese Risiken zu begrenzen. Voraussetzung ist aber, dass die PPA eine Planungssicherheit bieten, die einer EEG-Förderung entspricht oder zumindest nahekommt. Das heißt, dass Laufzeiten und Konditionen vereinbart werden, die eine Amortisation innerhalb der 20-jährigen Nutzungsdauer eines Solarparks ermöglichen. Diesen Anforderungen genügten die geschlossenen Verträge nicht. Die vereinbarten Laufzeiten waren hierfür zu kurz. Üblicherweise werden bei Neuanlagen PPA-Verträge mit einer Laufzeit von zehn bis zwanzig Jahren abgeschlossen.⁴³⁰ Allenfalls für Bestandsanlagen, für die bereits eine staatliche Förderung ausgelaufen ist, sind kürzere Laufzeiten vertretbar.⁴³¹

- Eine andere Anstalt speiste seit Inbetriebnahme ihrer Anlagen⁴³² 2013 den produzierten Strom ausschließlich zu EEG-Konditionen (12,71 Cent/kWh) in das öffentliche Netz ein.⁴³³ Alternative ertragswirksamere Vertriebsmöglichkeiten (z. B.

⁴²³ Die beiden Träger waren mit jeweils 50 % am Stammkapital beteiligt.

⁴²⁴ Investition 2,8 Mio. €, Nennleistung 4,75 MW.

⁴²⁵ § 37 EEG 2023.

⁴²⁶ Ein Power-Purchase-Agreement („Stromkaufvereinbarung“) ist ein oft langfristiger Stromliefervertrag zwischen zwei Parteien, meist zwischen einem Stromproduzenten und einem Stromabnehmer (Stromverbraucher oder Stromhändler).

⁴²⁷ Die übrigen Gesellschaftsanteile wurden von zwei bundesweit tätigen Energieversorgungsunternehmen gehalten.

⁴²⁸ Vertragslaufzeiten: 1. Juni 2021 bis 31. Dezember 2023 (Erstvertrag); 1. Juli 2022 bis 30. Juni 2027 (Änderungsvertrag). Der Vertrag verlängerte sich um jeweils ein Jahr, sofern er nicht mit einer Frist von drei Monaten zum Laufzeitende schriftlich gekündigt wird.

⁴²⁹ Durchschnittlicher Vergütungssatz zum Gebotstermin 1. Juni 2021 im Rahmen von Ausschreibungen der Bundesnetzagentur. Die vorhergehenden Zuschlagssätze lagen darüber.

⁴³⁰ Hilpert, Rechtliche Bewertung von Power Purchase Agreements (PPAs) mit erneuerbaren Energien, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 12 (Dezember 2018).

⁴³¹ Peper/Gephart/Kratzke, Wechseloptionen zwischen CfD-Förderung und PPAs, Green Planet Energy e G (August 2024).

⁴³² Investition 1,9 Mio. €, Nennleistung 1,66 MW.

⁴³³ Einspeisevertrag mit dem Netzbetreiber.

Direktvermarktung⁴³⁴ mit Marktprämie⁴³⁵) wurden bis zum Abschluss der örtlichen Erhebungen nicht eingesetzt.⁴³⁶

Auch der Strom aus Bestandsanlagen mit bisher fixer Einspeisevergütung kann nach dem Marktprämienmodell direkt vermarktet werden. Ein Wechsel in das bisherige Vergütungsmodell ist dabei monatlich möglich.⁴³⁷

Infolge der Vertriebsbeschränkung auf Einspeisung verzichtete das Unternehmen allein im Jahr 2022 auf Erträge von überschlägig 140.000 €. ⁴³⁸

Unter mehreren in Betracht kommenden Vertriebswegen sollte stets derjenige ausgewählt werden, der bei hinreichender Rechtssicherheit am meisten zur Optimierung der Erträge beiträgt.

6 Reinigung von Photovoltaik-Anlagen – zu viel des Guten

Während die meisten geprüften Anlagenbetreiber auf Reinigungsmaßnahmen bei ihren PVA verzichteten⁴³⁹, ließen drei Unternehmen bei sechs PVA⁴⁴⁰ die Module von Dritten reinigen. Die Preisspanne reichte von 0,73 €/m² bis 2,17 €/m² für ADA und von 0,49 €/m² bis 1,25 €/m² für FFA. Hierzu war Folgendes⁴⁴¹ festzustellen:

- Die Unternehmen hatten vor der Auftragsvergabe keine Vergleichsangebote eingeholt, obwohl in zwei Fällen die Auftragswerte 3.000 € netto überschritten.

Nach § 39 EigAnVO i. V. m. § 22 Abs. 2 GemHVO haben kommunale Anstalten bei Auftragsvergaben die Verwaltungsvorschrift „Öffentliches Auftragswesen in Rheinland-Pfalz“⁴⁴² zu beachten. Für die Beauftragung von Liefer- und Dienstleistungen war es bei Auftragswerten zwischen 3.000 € bis 40.000 € zulässig,

⁴³⁴ Direktvermarktung bedeutet, dass der aus Erneuerbaren Energien erzeugte Strom von Direktvermarktern an der Strombörse zu den aktuellen Preisen verkauft wird. Für Bestandsanlagen war die Direktvermarktung nicht verpflichtend. Eine verpflichtende Teilnahme galt für Anlagen über 500 kW Nennleistung mit Inbetriebnahme ab 1. August 2024 bzw. für Anlagen über 100 kW Nennleistung mit Inbetriebnahme ab 1. Januar 2016. Auch für Anlagen, die nach 20 Jahren keine EEG-Vergütung mehr erhalten, kann die Direktvermarktung eine Option sein.

⁴³⁵ Beim Marktprämienmodell speisen die Anlagebetreiber Strom ein, der über Direktvermarkter an der Strombörse zum Marktpreis vermarktet wird. Ergänzend erhält der Betreiber eine Marktprämie. Sie ist für 20 Jahre garantiert und wirkt Marktschwankungen entgegen, indem sie etwaige marktbedingte Verluste bis zur Höhe der EEG-Förderung ausgleicht (Einspeisevergütung).

⁴³⁶ Das Unternehmen ging bis dato davon aus, dass die technischen Voraussetzungen für eine alternative Direktvermarktung nicht vorliegen würden. Dem war nicht so. Insbesondere eine permanente Fernüberwachung der Anlage und Fernsteuerung (einschließlich Wechselrichter) war gegeben.

⁴³⁷ § 21b EEG 2023.

⁴³⁸ Jahresproduktion 2022: 1.719.864 kWh. Der tatsächliche Jahresmittelwert des Marktpreises für Strom aus solarer Strahlungsenergie lag 2022 bei 20,806 Cent/kWh.

⁴³⁹ Diese erachteten eine Selbstreinigung der Module für ausreichend bzw. schätzten die etwaigen technischen oder betriebswirtschaftlichen Effekte einer Reinigung als zu gering ein.

⁴⁴⁰ Vier ADA (Modulfläche von 182 m² bis 7.280 m²) und zwei FFA (Modulflächen von 15.452 m² und 18.321 m²).

⁴⁴¹ Nachfolgende Daten basieren – unter Berücksichtigung der Globalstrahlung – auf Angaben der Unternehmen. Globalstrahlung bezeichnet die Gesamtmenge an Sonnenlicht und -strahlung, welche die Erde erreicht. Sie umfasst demnach sowohl die direkte Strahlung, die für PVA am vorteilhaftesten ist, wie auch diffuses Licht, das z. B. durch Wolken oder Baumkronen gestreut wurde. Vgl. hierzu www.dwd.de/DE/leistungen/solarenergie/globalstrahlung.html.

⁴⁴² Vom 18. August 2021.

Verhandlungsvergaben durchzuführen.⁴⁴³ Bei einer Verhandlungsvergabe ohne Teilnahmewettbewerb sind jedoch immer mehrere, grundsätzlich mindestens drei Unternehmen zur Abgabe eines Angebots oder zur Teilnahme an Verhandlungen aufzufordern.⁴⁴⁴ Soweit es sich bei den Unternehmen um Anstalten des öffentlichen Rechts handelte, verstieß deren Vergabepraxis daher gegen das Haushaltsvergaberecht. Die Preisspannen zeigten, dass der Verstoß potenziell zu wirtschaftlichen Nachteilen geführt hat und damit dem Wirtschaftlichkeitsgebot widersprach.⁴⁴⁵

Soweit die Unternehmen in privatrechtlicher Form geführt wurden, unterlagen sie zwar nicht dem Haushaltsvergaberecht, gleichwohl aber den Anforderungen des Wirtschaftlichkeitsgebots.⁴⁴⁶ Auch dieses verbietet grundsätzlich eine Auftragsvergabe ohne Nutzung des Wettbewerbs.

- Zumeist erteilten die Unternehmen die Reinigungsaufträge nicht aufgrund einer vorherigen Bedarfs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse⁴⁴⁷, sondern anlässlich von Akquiseaktivitäten des jeweiligen Reinigungsunternehmens.

Reinigungsaufträge sollten nicht in Reaktion auf Marketingmaßnahmen von Anbietern, sondern nur zur Deckung eines zuvor konkret⁴⁴⁸ festgestellten Bedarfs erteilt werden. Dabei ist u. a. durch Vergleiche mit Vorjahreswerten zu ermitteln, ob und in welchem Umfang sich die wöchentliche oder monatliche Stromproduktion der Module – potenziell verschmutzungsbedingt – vermindert hat.

- Die Reinigungsmaßnahmen amortisierten sich regelmäßig nicht im potenziellen Wirkungszeitraum⁴⁴⁹. Beispiele:

Ertragsentwicklung durch Reinigung in €

Anlagen	Reinigungsjahr	Reinigungs-kosten	Ertragsentwicklung	
			Reinigungsjahr	Folgejahr
ADA (11.120 m²)	Frühjahr 2021	13.000	+1.200	-7.470
FFA (18.231 m²)	Frühjahr 2022	22.850	+2.200	-20.400
ADA (432 m²)	Herbst 2023	934	-243	+509

Darstellung: Rechnungshof Rheinland-Pfalz. Quelle: Eigene Erhebungen.

Modulreinigungen sind nur dann wirtschaftlich, wenn die verschmutzungsbedingten Ertragsminderungen höher sind als die Reinigungskosten.

⁴⁴³ Nrn. 4.2 Satz 1 Buchst. a und 4.3 VV Öffentliches Auftragswesen. Mit Rundschreiben vom 31. Dezember 2024 hat das Ministerium für Wirtschaft, Verkehr, Landwirtschaft und Weinbau im Vorgriff auf die Novellierung der vorgenannten VV die Direktauftragsgrenze mit Wirkung vom 1. Januar 2025 auf 10.000 € erhöht.

⁴⁴⁴ Nr. 3.2 Satz 2 Buchst. a VV Öffentliches Auftragswesen i. V. m. § 12 Abs. 2 UVgO.

⁴⁴⁵ Nr. 3.1 VV Öffentliches Auftragswesen i. V. m. § 93 Abs. 3 GemO.

⁴⁴⁶ Das ergibt sich aus § 78 Abs. 2 GemO. Kommunale Unternehmen gehören als kommunale Finanzanlagen zum gemeindlichen Vermögen, das wirtschaftlich zu verwalten ist.

⁴⁴⁷ Hierzu zählt unter Berücksichtigung der sich ändernden Globalstrahlung insbesondere der Nachweis einer reduzierten Stromproduktion aufgrund verschmutzter Module.

⁴⁴⁸ Die Verschmutzung von Modulen ist insbesondere vom Standort (z. B. Regionen mit sehr geringem Niederschlag, örtliche Emissionsbelastungen) und vom Aufbau (z. B. Material, Ausrichtung, Neigungswinkel) abhängig.

⁴⁴⁹ Reinigungsjahr und Folgejahr.

- Der Reinigungszeitpunkt orientierte sich nicht immer an Wirtschaftlichkeitserwägungen.

Statt im Frühjahr wurden einige Anlagen im Herbst⁴⁵⁰ gereinigt, obwohl insbesondere zu dieser Jahreszeit mit starken Verschmutzungen zu rechnen war,⁴⁵¹ die den Reinigungserfolg vor Beginn der nächsten Hauptproduktionsphase⁴⁵² ggf. minderten oder entfallen ließen.

Reinigungsaufträge für PVA sollten nur bei nachgewiesenem Bedarf und im Wettbewerb vergeben werden.

7 Pachtverhältnisse für Aufdachanlagen – nachteilig für die Anlagenbetreiber

Einige der geprüften Unternehmen errichteten ADA auf Dächern von Gebäuden, die im Eigentum Dritter standen. Die diesbezüglichen Rechtsbeziehungen waren nicht immer ausreichend und sachgerecht geregelt. Beispiele:

- Kommunen überließen Unternehmen teilweise⁴⁵³ Dachflächen kommunaler Gebäude zur Installation von ADA, ohne hierfür ein Nutzungsentgelt zu erheben. Kommunale Einnahmeausfälle von mindestens 28.500 € waren die Folge. In 28 Fällen fehlten schriftliche Vereinbarungen über die Nutzungsrechte der Unternehmen.

Nutzungsüberlassungen sind in der Regel nur gegen Entgelt zulässig.⁴⁵⁴ Verpflichtungen der Kommunen bedürfen der Schriftform.⁴⁵⁵ Die Bereitstellung von Dachflächen kommunaler Liegenschaften an kommunale Beteiligungen ist zu vergüten.⁴⁵⁶ Die Vergütung war insbesondere erforderlich, weil die betreffenden Kommunen nicht alleinige Gesellschafter bzw. Träger der Unternehmen waren.

- Die getroffenen Regelungen sicherten die Rechte der Unternehmen an den ADA, u. a. im Fall einer Rechtsnachfolge auf Seiten des Grundstücks- und Gebäudeeigentümers, nicht immer hinreichend.

Beispielweise hatte eine Anstalt 2011 für 218.000 € drei PVA auf Dächern einer kommunalen Kläranlage installiert. Deren Eigentümerin fusionierte 2017 mit einer Nachbarkommune.⁴⁵⁷ In der Folge kam es zu Unstimmigkeiten zwischen der Anstalt und der fusionierten Kommune. Diese betrafen das Eigentum an den PVA sowie die Wirksamkeit des Nutzungsvertrags. Daraus resultierende Kooperationsprobleme verhinderten, dass technische Störungen der Anlage rechtzeitig festgestellt wurden. Ertragsausfälle von 21.000 € waren die Folge. Zudem verweigerte die fusionierte Kommune der Anstalt über mindestens zwei Jahre den Zutritt zu den Anlagen. Zur Zeit der Prüfung hatte die Kommune zwar mündlich den Anspruch der Anstalt auf die Produktionserträge anerkannt. Das Eigentum an den Anlagen war jedoch noch immer streitig.

⁴⁵⁰ Monate September und Oktober.

⁴⁵¹ Beispielsweise aufgrund verstärkter Ernteaktivitäten und Bodenbearbeitungen in der Landwirtschaft.

⁴⁵² April bis September. In diesem Zeitraum werden 70 % bis 80 % der jährlichen Gesamtstrommenge produziert. Vgl. hierzu https://www.dwd.de/DE/leistungen/solarenergie/download_strahlungsbericht_2024.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

⁴⁵³ 56 von 156 ADA.

⁴⁵⁴ § 79 Abs. 2 GemO.

⁴⁵⁵ § 49 Abs. 1 Satz 1 GemO.

⁴⁵⁶ § 85 Abs. 3 Satz 4 GemO.

⁴⁵⁷ Beide Fusionskommunen waren keine Anstaltsträger.

Nach der Rechtsprechung⁴⁵⁸ ist mit der Montage von ADA, die – wie die Anlagen der geprüften Unternehmen – nicht der Stromversorgung des Gebäudes dienen, regelmäßig kein Eigentumsübergang (§ 946 BGB) verbunden, weil sie nicht wesentliche Bestandteile des Grundstücks oder des Gebäudes werden. Gleichwohl empfehlen sich zur rechtlichen Absicherung vertragliche Regelungen. Diese sollten insbesondere den Abbau der Anlage nach Ablauf einer gewissen Nutzungsdauer,⁴⁵⁹ die Übertragung für den Fall eines Eigentümerwechsels⁴⁶⁰ sowie Wege-, Zutritts- und Leitungsrechte⁴⁶¹ betreffen.

- Die Pachtverträge waren mitunter so gestaltet, dass Rechte und Pflichten der Unternehmen als Betreiber der ADA nicht hinreichend oder ohne sachlichen Grund einseitig zu Lasten der Unternehmen geregelt waren.

Eine Anstalt pachtete bei einer Verbandsgemeinde für eine Nutzungsdauer von 20 Jahren ein Gebäudedach. Sie hatte sich vertraglich verpflichtet, sämtliche De- und Remontagekosten für die ADA zu tragen. Einige Jahre nach Inbetriebnahme entschied sich die Verbandsgemeinde für eine Dachsanierung. Die mit dem hierfür erforderlichen Ab- und Wiederaufbau der ADA verbundenen Kosten (18.300 €)⁴⁶² trug vertragsgemäß, aber nicht verursachungsgerecht die Anstalt. Sie entsprachen einem fast zweieinhalbjährigen Produktionsertrag der Anlage.⁴⁶³

Eine weitere Anstalt pachtete von einer Kommune für 20 Jahre eine dachintegrierte PVA. Im Pachtvertrag verpflichtete sie sich, die Anlage bei Vertragsende auf eigene Kosten vollständig zu entfernen. Ungeregt blieb insbesondere der weitere (finanzielle) Umgang mit der dann ggf. unbedeckten Dachfläche (z. B. Eindeckung, Materialien, Neuinstallation).

Die Verträge für zwei von einer AöR gepachtete Hallendächer konnten vom Verpächter bereits unter niederschweligen Voraussetzungen außerordentlich und fristlos gekündigt werden.⁴⁶⁴ Beispielsweise berechnete eine beabsichtigte Zweckänderung der Hallen durch den Eigentümer zu einer einseitigen Vertragsauflösung. Gleichzeitig wurde auch für diesen Fall sämtlicher Schadensersatz ausgeschlossen. Die Rückbaukosten gingen stets ausschließlich zu Lasten des Pächters.

Pachtverträge sollten verursachungsgerechte Regelungen insbesondere zur Kostenträgerschaft bei Unterhaltungs-, Reparatur- und Rückbaumaßnahmen enthalten.

⁴⁵⁸ Oberlandesgericht Nürnberg, Urteil vom 10. Oktober 2016 – 14 U 1168/15 (juris Rn. 45 m. w. N.).

⁴⁵⁹ Der Dachpachtvertrag sollte eine klare und bindende Klausel enthalten, die den Rückbau der PVA nach Vertragsende vorschreibt. Dies stärkt die Einordnung als „Scheinbestandteil“.

⁴⁶⁰ Dadurch wird vertraglich sichergestellt, dass die Rechte und Pflichten aus dem Dachpachtvertrag auf den neuen Eigentümer übergehen, sodass dieser den Dachmietvertrag möglichst nicht vorzeitig beenden kann.

⁴⁶¹ In rechtlich zweifelhaften Fällen kann die Eigenschaft der Anlagen als wesentliche Bestandteile von Grundstück oder Gebäude auch durch Eintragung einer beschränkten persönlichen Dienstbarkeit zugunsten der Unternehmen ausgeschlossen werden (§ 95 Abs. 1 Satz 2 BGB).

⁴⁶² Einschl. 2.300 € Ertragsausfall.

⁴⁶³ Die Anlage (18,4 kWp) erwirtschaftete überschlägig 7.500 € jährlich.

⁴⁶⁴ Die ordentliche Kündigungsfrist betrug sechs Monate zum Laufzeitende nach 21 Jahren. Der Zeitraum resultierte aus der gesetzlichen Einspeisevergütung über 20 Jahre und dem Jahr der Errichtung/ Inbetriebnahme der Anlagen.

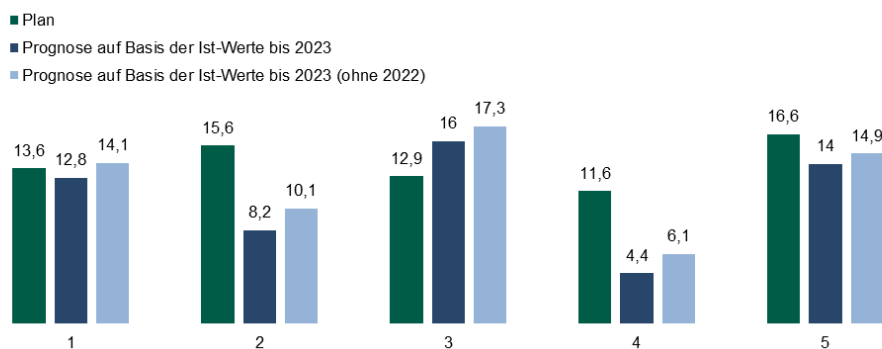
8 Amortisation – mit Ausnahmen gelungen

Der Rechnungshof hat stichprobenartig die Amortisation wesentlicher Investitionen⁴⁶⁵ der geprüften Unternehmen untersucht. Ermittelt wurde, zu welchem Zeitpunkt die Anschaffungs- und Herstellungskosten von WEA und PVA voraussichtlich durch Mittelrückflüsse aus dem laufenden Geschäft⁴⁶⁶ gedeckt werden (Amortisationszeit). Dies führte zu folgenden Feststellungen:

8.1 Geschäftsbereich Windenergie

Die Anschaffungs- und Herstellungskosten der in Windparks errichteten WEA amortisieren sich auf Grundlage der bis 2023 vorhandenen Daten in den meisten Fällen früher als ursprünglich angenommen und stets innerhalb des 20-jährigen Zeitraums der EEG-Förderung.

Amortisationsdauer der Windparks in Jahren



Darstellung: Rechnungshof Rheinland-Pfalz. Quelle: Eigene Erhebungen.

Die „Amortisationsbeschleunigung“ war neben einem hohen Windaufkommen im Jahr 2023 vor allem auf deutlich gestiegene Energiepreise in 2022 zurückzuführen. Dennoch verfehlte der Windpark eines Unternehmens erheblich die ursprünglich geplante Amortisationsdauer⁴⁶⁷ von 12,9 Jahren. Ursächlich hierfür waren zu hoch prognostizierte Winderträge.⁴⁶⁸ Nach Auskunft des Vorstands der am Unternehmen mit 49,9 % beteiligten AöR wäre es bei einer sich nunmehr abzeichnenden Amortisationsdauer von 16 Jahren wahrscheinlich zu keinem Beteiligungserwerb gekommen.

Die sehr schnelle Amortisation eines Windparks (Nr. 4) war vor allem durch die deutlich höhere Nennleistung der dort errichteten WEA⁴⁶⁹ sowie durch die Inbetriebnahme unmittelbar vor Beginn der Energiepreissteigerung begründet.

Insgesamt kann davon ausgegangen werden, dass sich die bisherigen Investitionen der untersuchten Unternehmen von bis zu 44,9 Mio. € je Windpark in angemessener Zeit amortisieren. Ein Zielwert von 12 bis 16 Jahren erscheint realistisch.

⁴⁶⁵ WEA und PVA.

⁴⁶⁶ Jahresüberschuss, bereinigt um nicht zahlungswirksame Positionen (insbesondere Abschreibungen). Zugrunde lagen die durchschnittlichen, in vollen Betriebsjahren entstandenen Mittelrückflüsse bis einschließlich des Jahres 2023. Zur Amortisationsberechnung wurden diese fortgeschrieben.

⁴⁶⁷ Windpark Nr. 3.

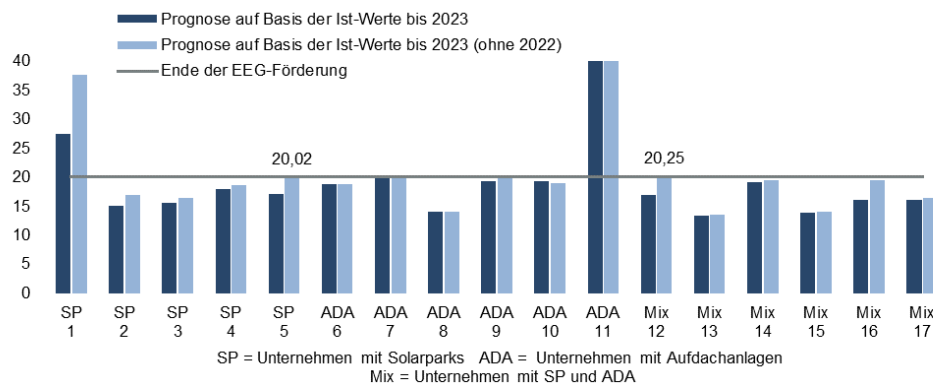
⁴⁶⁸ Die prognostizierten Winderträge waren die Grundlage für die Umsatzerlöse, die in der Wirtschaftlichkeitsberechnung auf Basis der Windertragsgutachten angenommen wurden.

⁴⁶⁹ Im Vergleich zu den Nennleistungen der in den Windparks Nrn. 1, 2, 3 und 5 errichteten WEA.

8.2 Geschäftsbereich Solarenergie

Die PVA der in die Untersuchung einbezogenen Unternehmen⁴⁷⁰ amortisieren sich außer bei zwei Unternehmen voraussichtlich ebenfalls innerhalb der 20-jährigen Laufzeit der EEG-Förderung.⁴⁷¹

Unternehmensbezogene Amortisationsdauer der PVA in Jahren



Darstellung: Rechnungshof Rheinland-Pfalz. Quelle: Eigene Erhebungen.

Mindestens zwei Unternehmen erreichten dies allerdings nur aufgrund der Strompreisentwicklung im Wirtschaftsjahr 2022.

Dessen ungeachtet gab es auch unwirtschaftliche Investitionsentscheidungen. So betrieb eine Anstalt (ADA 11) seit 2015 ausschließlich eine ADA.⁴⁷² Dem Ertrag aus Stromverkäufen (durchschnittlich 3.400 € jährlich) standen Aufwendungen von durchschnittlich 8.100 € jährlich gegenüber. Mithin war eine Amortisation der eingesetzten Mittel auf absehbare Zeit aufgrund dauerhaft negativer Jahresergebnisse unmöglich.

Der Solarpark einer kommunalen GmbH⁴⁷³ (SP 1) sollte sich nach Wirtschaftlichkeitsberechnung des Projektierers, der die Anlage an die GmbH verkaufte, binnen 15,9 Jahren amortisieren. Tatsächlich wird dies erst nach frühestens 27 Jahren der Fall sein.⁴⁷⁴ Selbst dies setzt in den letzten sieben Betriebsjahren noch eine – unwahrscheinliche – Mindestvergütung entsprechend der bisherigen EEG-Vergütung⁴⁷⁵ voraus.

⁴⁷⁰ Diese betrieben insgesamt 13 Solarparks und 196 ADA. Sechs Unternehmen betrieben sowohl FFA als auch ADA (Anlagenmix).

⁴⁷¹ Die Angaben der nachfolgenden Grafik beziehen sich auf die durchschnittliche Amortisationsdauer aller entsprechenden Anlagen, die von den untersuchten Unternehmen betrieben wurden.

⁴⁷² Investition: 41.485 €, Nennleistung: 30 kWp. Die ursprünglich angedachten Geschäftsfelder (u. a. Windenergie) wurden nicht weiterverfolgt.

⁴⁷³ Investitionsvolumen: 1,5 Mio. €, Nennleistung: 1,34 MWp.

⁴⁷⁴ Ohne die strommarktbedingten Mehreinnahmen im Wirtschaftsjahr 2022 ergab sich eine Amortisationsdauer von mindestens 37 Jahren.

⁴⁷⁵ Für den Solarpark galt eine Einspeisevergütung von 10,06 Cent/kWh. Der Jahresmarktwert 2024 (Solar) lag bei 4,624 Cent/kWh. Der Monatsmarktwert (Solar) betrug im Mai 2025 1,997 Cent/kWh. Die aktuellen Monatsmarktwerte gemäß Anlage 1 zu § 23a EEG; Nr. 5.2 werden von den Netzbetreibern regelmäßig veröffentlicht (vgl. u. a. www.netzagentur.de).

Die erhebliche Amortisationsverzögerung hatte im Wesentlichen folgende Gründe:

- Die Parameter der Wirtschaftlichkeitsberechnung des Projektierers wichen evident von den realen Gegebenheiten ab.⁴⁷⁶ Gleichwohl stellten weder die GmbH als Betreiberin noch die AöR als deren Gesellschafterin und Darlehensgeberin eigene Wirtschaftlichkeitsberechnungen unter Berücksichtigung der tatsächlichen Umstände an.
- Zudem übersahen die Entscheidungsträger in AöR und GmbH, dass sich die Berechnungen des Verkäufers lediglich auf eine Amortisation der spezifischen Anlagenkosten bezogen. Weitergehende Überlegungen zur Kostenstruktur der Betreibergesellschaft und den daraus erwachsenden Anforderungen an den von der Anlage zu erwirtschaftenden Deckungsbeitrag wurden nicht angestellt.
- Die ursprünglichen Amortisationsannahmen berücksichtigten keine Reparaturkosten. Tatsächlich mussten u. a. 2024 defekte Module (Kosten etwa 80.000 €) und 2025 der Wechselrichter (Kosten 18.500 €)⁴⁷⁷ ersetzt werden. Allein dies führte zu Liquiditätsproblemen, sodass fällige Zins- und Tilgungsleistungen durch die kommunale Darlehensgeberin zinslos gestundet werden mussten.⁴⁷⁸

Obwohl die mit der Geschäftsführung für die GmbH beauftragte Verbandsgemeindeverwaltung auf die Erstattung von Verwaltungskosten (etwa 25.600 € jährlich) verzichtete, wies die Gesellschaft bis Ende 2024 einen „Nicht durch Eigenkapital gedeckten Fehlbetrag“ von etwa 193.000 € in ihrer Bilanz aus.

Trotz einer Amortisation auf Unternehmensebene gab es erhebliche Unterschiede bei anlagenbezogener Betrachtung.

So werden von den in die Prüfung einbezogenen 196 ADA fünf innerhalb von 20 Jahren voraussichtlich noch nicht einmal die Kosten ihrer Anschaffung und Herstellung (insgesamt 456.000 €) erwirtschaften. Eine Anlage (Investitionskosten 15.000 €) amortisiert sich selbst unter der Annahme gleichbleibender Vergütungsparameter⁴⁷⁹ nach Ablauf der 20-jährigen EEG-Förderung voraussichtlich frühestens nach 30 Jahren.

Unter Berücksichtigung des anlagenbezogenen Aufwands⁴⁸⁰ werden insgesamt 49 Anlagen mit einem Investitionsvolumen von zusammen 2,7 Mio. € und einer Gesamtleistung von 1,16 MWp eine Amortisationsdauer von 20 Jahren überschreiten.

Mindestens zehn Anlagen mit einem Investitionsvolumen von insgesamt 0,5 Mio. € und einer Gesamtnennleistung von 376 kWp werden sich nach derzeitigem Stand nicht amortisieren, da der Aufwand stets über dem Ertrag liegt.

Hierfür waren u. a. folgende Faktoren maßgeblich:

- Zu niedrige Erträge je kWp

Eine Anstalt hatte sich zum Ziel gesetzt, regional möglichst viele (auch private) Dächer mit PVA auszustatten. Dieses Ziel verfolgte sie ohne Rücksicht auf das Ertragspotenzial der einzelnen Standorte. So investierte sie beispielsweise

⁴⁷⁶ Die Anlage wurde um 20 kWp kleiner gebaut als angenommen. Deshalb waren die Erträge entsprechend geringer (etwa 2.000 Euro jährlich). Die tatsächlichen jährlichen Betriebskosten (bis zu 45.000 €) hatten sich gegenüber dem Plan teilweise verdreifacht. Statt dem kalkulierten Darlehenszinssatz von 2,5 % forderte die darlehensgebende Gesellschafterin 4 % (Aufwand: zuletzt 39.650 €).

⁴⁷⁷ Davon 8.000 € Arbeitskosten.

⁴⁷⁸ Ein vergleichbarer Zahlungsaufschub für Zins und Tilgung wurde bereits 2020 gewährt.

⁴⁷⁹ Die Einspeisevergütungen der Anlagen betrugen im Einzelfall bis zu 43 Cent/kWh.

⁴⁸⁰ Insbesondere Betriebskosten, Zinsen, Abschreibungen.

11.800 € in PV-Module mit einer Nennleistung von 11,52 kWp auf einem Hoteldach. Statt der üblichen⁴⁸¹ jährlichen Durchschnittsproduktion von 1.000 kWh je kWp erzeugten die Module lediglich 251 kWh je kWp, weil das Hotel in einem tief eingeschnittenen Seitental lag und daher nur über eine vergleichsweise geringe Dachbesonnung verfügte. Auch vierzehn andere Anlagen der AÖR erzeugten weniger als 820 kWh je kWp.

- Entscheidungen aufgrund von „Standardangeboten“ der Anlagenverkäufer

Den Investitionen einer Anstalt lag ein pauschaliertes Angebot für 35 ADA zugrunde.⁴⁸² Die Leistungswerte enthielten keine Angaben zu den hierfür erforderlichen Voraussetzungen (Dachneigung, Ausrichtung etc.). Die Anstalt stellte dies nicht in Frage und sah davon ab, die jeweiligen Standorte zu bewerten. Nur 17 von 31 tatsächlich angeschafften Anlagen werden sich voraussichtlich in höchstens 20 Jahren amortisieren.

- Zinsbelastungen

Eine Anstalt betrieb u. a. zwei Anlagen⁴⁸³ mit einem Jahresertrag von durchschnittlich 98 € bzw. 119 € je kWp installierter Leistung. Diese Anlagen werden sich rechnerisch nach mehr als 300 Jahren und damit weit außerhalb ihrer maximalen Nutzungsdauer amortisieren. Ursächlich war eine Kostenquote von 116 € je kWp, die im Wesentlichen vom Zinsaufwand geprägt war (74 € je kWp).

- Unzureichende Unternehmenskonzeption

Eine Anstalt sollte eigentlich einen Windpark betreiben. Nachdem sich dies als rechtlich unmöglich erwiesen hatte,⁴⁸⁴ betrieb sie eine einzige ADA⁴⁸⁵. Die hierdurch erwirtschafteten Umsatzerlöse von 3.400 € jährlich reichten bei Weitem nicht zur Deckung der Unternehmenskosten (durchschnittlich 11.500 € jährlich)⁴⁸⁶ aus.

Investitionen in PVA erfordern zwar im Vergleich zu WEA einen deutlich geringeren, aber keinesfalls marginalen Kapitaleinsatz. Daher sind auch hierfür valide, insbesondere auf realistischen Annahmen beruhende Wirtschaftlichkeitserwägungen anzustellen. Ein Verzicht hierauf etwa aus Gründen der Ökologie oder der Imagepflege wird der Verpflichtung zum wirtschaftlichen Handeln nicht gerecht.

Mit einer längeren Amortisationsdauer wird es außerdem wahrscheinlicher, dass die zugrunde gelegten Parameter nicht mehr zutreffen. Im ungünstigsten Fall kann die Nutzungsdauer der Anlagen kürzer sein als die Amortisationszeit, was zu Verlusten führt.

⁴⁸¹ Das Fraunhofer Institut geht bei aktuellen Anlagen mit optimalem Neigungswinkel und Südausrichtung von einem Jahresertrag von 935 kWh/kWp (Deutschland Norden) bis 1.280 kWh/kWp (Deutschland Süden) aus. Für die Mitte Deutschlands beträgt der Wert 1.105 kWh/kWp (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, Studie „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien“ (Seite 15), im Internet abrufbar unter www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html).

⁴⁸² Investitionskosten 590.363 €, Gesamtnennleistung 387,58 kWp.

⁴⁸³ Investitionskosten 40.889 €. Produziert wurden durchschnittlich 805 kWh/kWp bzw. 979 kWh/kWp.

⁴⁸⁴ Aufgrund geänderter rechtlicher Vorgaben (Kernzone Naturpark) war das Windparkprojekt auf den vorgesehenen Flächen nicht mehr realisierbar. Der mit Fremdkapital finanzierte „verlorene“ Investitionsanteil betrug etwa 90.000 €.

⁴⁸⁵ Nennleistung: 30 kWp, Produktion etwa 890 kWh je kWp jährlich.

⁴⁸⁶ Wirtschaftsjahre 2016 bis 2022.

9 Betriebsführungsverträge – Inhalte nicht immer sachgerecht

Die meisten Anstalten hatten Dritte⁴⁸⁷ mit ihrer kaufmännischen und/oder technischen Betriebsführung beauftragt. Zu den Betriebsführungsverträgen ergaben sich u. a. folgende Feststellungen:

- Die Frist zur Kündigung der Verträge war teilweise auf drei Monate zum Jahresende vereinbart.

Fristen sind so zu bemessen, das im Fall einer Kündigung ausreichend Zeit für Verhandlungen über einen anderweitigen Vertragsabschluss sowie einen lückenlosen Übergang der Betriebsführung verbleibt. Dies gilt vor allem bei Kündigungen zum Ende des Rechnungsjahrs. Bei nicht völlig unbedeutendem Umfang operativer Geschäfte erscheinen hierfür mindestens sechs Monate erforderlich.⁴⁸⁸

- Drei Betriebsführungsverträge für FFA enthielten leistungsbezogene Entgeltbestandteile (bis zu 35.500 € jährlich). Die „Leistung“ bestand im Übertreffen kalkulierter Stromerträge. Ursache hierfür waren ausschließlich überdurchschnittliche Sonnenstunden. Diese hatte indessen nicht der Betriebsführer herbeigeführt.

Das ausschließliche Anknüpfen an Stromerträge für zusätzlich zu vergütende Leistungen ist mangels damit verbundenen Leistungsanreizes ungeeignet. Um einen solchen auszulösen, müssen leistungsbezogene Entgelte ein mit messbarer Erfolgskausalität verbundenes Verhalten des Begünstigten voraussetzen. Bei technischer Betriebsführung wäre es daher sachgerechter, wenn beispielsweise Unter- oder Überschreitungen einer bestimmten Anzahl an abschaltungsursächlichen technischen Störungen Bonus- bzw. Maluszahlungen auslösen.⁴⁸⁹

- Vier der geprüften Windparkunternehmen hatten die kaufmännische und technische Betriebsführung ganz oder teilweise auf Dritte übertragen. Zwei Unternehmen, die neben einem Grundbetrag eine umsatzabhängige⁴⁹⁰ Betriebsführervergütung vereinbart hatten, wandten zuletzt 6,80 € bzw. 7,50 € jährlich je kW Nennleistung auf. Insbesondere der letztgenannte Wert lag damit deutlich über dem marktüblichen Wert von 4 € bis 5 € pro kW Nennleistung für vergleichbare WEA.⁴⁹¹ Die anderen Unternehmen zahlten jährlich im Durchschnitt zwischen 2,43 € und 5,82 € je kW installierter Leistung.⁴⁹²

Bei einem Windpark führte die umsatzabhängige Vergütung der technischen Betriebsführung zu Mehraufwendungen von 73.000 € (2022) und 30.000 € (2023) gegenüber der Pauschale, ohne dass hiermit eine Mehrleistung des Betriebsführers verbunden war.

Die Volatilität umsatzabhängiger Vergütungsbestandteile erschwert es, angemessene Vergütungen dauerhaft zu gewährleisten. Betriebsführungsverträge, die ein solches Vergütungsmodell vorsehen, sollten regelmäßig evaluiert und ggf.

⁴⁸⁷ Kommunen, kommunale Unternehmen oder private Dritte.

⁴⁸⁸ Die Verträge sahen überwiegend Kündigungsfristen von zwölf Monaten vor.

⁴⁸⁹ Die Zahl solcher Störungen dürfte wesentlich von der Wartungsqualität der technischen Betriebsführung abhängen.

⁴⁹⁰ Zwischen 1 % und 1,8 % des Umsatzes.

⁴⁹¹ Der Windpark wurde 2021 in Betrieb genommen. Die übrigen Windparks waren älter. Für diese gelten höhere Vergleichswerte. Vgl. hierzu u. a. Deutsche WindGuard GmbH, Bericht vom Oktober 2024 (zuletzt korrigiert am 2. Dezember 2024): Kostensituation der Windenergie an Land, S. 25 ff. (im Internet abrufbar unter www.windguard.de/veroeffentlichungen.html). Die Studie wird im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz jährlich fortgeschrieben.

⁴⁹² Alle Werte zeigen die durchschnittlichen jährlichen Aufwendungen 2021 bis 2023.

– etwa durch Herabsetzung der Grundbeträge oder des zu vergütenden Umsatzanteils – unter Nutzung der vertraglich vereinbarten Kündigungsmöglichkeiten angepasst werden.

- In zwei Verträgen, mit denen die technische Betriebsführung für zwei Solarparks übertragen worden war, hatten sich die übertragenden Unternehmen verpflichtet, neben dem Betriebsführungsentgelt je Park jährlich 17.850 € für eine 16-jährige Garantieverlängerung⁴⁹³ bei den dort eingebauten Wechselrichtern an den Betriebsführer zu zahlen. Der Gesamtaufwand während der Laufzeit der Garantieverlängerung betrug insgesamt 571.200 €. Das Unternehmen bezifferte die Kosten eines Austauschs der Wechselrichter bei beiden Solarparks auf maximal 240.000 €.

Bei Wechselrichtern ist von einer 10- bis 15-jährigen Lebensdauer auszugehen.⁴⁹⁴ Selbst wenn daher zwischen Inbetriebnahme und Ablauf der Garantieverlängerung im „worst case“ zwei Austausche erforderlich geworden wären, hätten deren Kosten die der Garantieverlängerung deutlich unterschritten. Die Vereinbarung in dem Betriebsführungsvertrag war daher evident unwirtschaftlich.

10 Ertragsbeteiligung von Standort- und Anliegerkommunen – noch Potenzial vorhanden

Seit Juli 2021 sollen Anlieger- bzw. Standortkommunen von WEA⁴⁹⁵ und FFA⁴⁹⁶ gemäß § 6 Abs. 1 Satz 1 EEG 2023⁴⁹⁷ von deren Betreibern am Ertrag finanziell beteiligt werden. Die Beteiligung erfordert keine Gegenleistung und darf bis zu 0,2 Cent/kWh betragen. Auf diesem Weg sollen die Akzeptanz vor Ort gesteigert und Strafbarkeitsrisiken⁴⁹⁸ ausgeschlossen werden. Zahlungen sind sowohl für neue als auch für Bestandsanlagen zulässig.⁴⁹⁹

Das Gesetz begründet keine unmittelbaren Zahlungspflichten der Betreiber.⁵⁰⁰ Diese setzen eine schriftliche oder elektronische Vereinbarung zwischen Gemeinde und Betreiber im Einzelfall voraus.⁵⁰¹

Bei Abschluss derartiger Vereinbarungen ergäbe sich allein für die Anlieger- bzw. Standortgemeinden der in die Querschnittsprüfung einbezogenen fünf Wind- und 13 Solarparks ein jährliches Gesamteinnahmepotenzial von bis zu 533.500 €.

⁴⁹³ Ab dem 5. bis zum 20. Betriebsjahr.

⁴⁹⁴ Vgl. hierzu u. a. Berner Fachhochschule (BFH), Feldstudie: Lebenserwartung Photovoltaik-Wechselrichter“ (2022), im Internet abrufbar unter www.bfh.ch/de/forschung/referenzprojekte/lebenserwartung-photovoltaik-wechselrichter.

⁴⁹⁵ Bei WEA an Land wird eine installierte Leistung von mehr als 1.000 kW vorausgesetzt. Als betroffen gelten Gemeinden, deren Gemeindegebiet sich zumindest teilweise innerhalb eines um die WEA gelegenen Umkreises von 2.500 Metern um die Turmmitte der WEA befindet. (§ 6 Abs. 2 EEG 2023).

⁴⁹⁶ Als betroffen gelten Gemeinden, auf deren Gemeindegebiet sich die FFA befinden (§ 6 Abs. 3 EEG 2023).

⁴⁹⁷ Die Vorschrift ist am 27. Juli 2021 in Kraft getreten. Schon die Vorgängerregelungen ermöglichten Zuwendungen an Gemeinden im Umfeld von neuen WEA.

⁴⁹⁸ § 6 EEG 2023 soll eine Strafbarkeit wegen Korruptionsdelikten (§§ 331 bis 334 StGB) von für die Gemeinde handelnden Amtsträgern und von Anlagenbetreibern vermeiden.

⁴⁹⁹ § 100 Abs. 2 EEG 2023.

⁵⁰⁰ Bundestags-Drucksache 20/2656, S. 31. Einige Länder (z. B. Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Sachsen, Schleswig-Holstein und Thüringen) haben daher ergänzende zahlungsverpflichtende Sonderregelungen erlassen.

⁵⁰¹ § 6 Abs. 4 EEG 2023.

Die Prüfung ergab indessen, dass bis Ende 2023 noch keine Vereinbarungen nach § 6 Abs. 4 EEG 2023 abgeschlossen worden waren. Hierzu war insbesondere Folgendes festzustellen:

- Den Anlieger- bzw. Standortkommunen der Wind- und Solarparks war größtenteils die gesetzliche Zuwendungsregelung nicht bekannt.
- Sie verfügten regelmäßig nicht über die erforderlichen Informationen zu den für eine finanzielle Beteiligung in Betracht kommenden WEA und Solarparks (z. B. Inbetriebnahme, installierte Leistung, Anlagenbetreiber).
- Die geprüften Energieunternehmen vertraten teilweise die Auffassung, es sei nicht ihre Aufgabe, Kommunen die finanzielle Beteiligung anzubieten, sondern deren Aufgabe, eine solche nachzufragen.

Nach dem Wortlaut des Gesetzes ist § 6 Abs. 1 Satz 1 EEG 2023 an die Anlagenbetreiber adressiert und erwartet von ihnen ein Tätigwerden: „Die Anlagenbetreiber sollen“ die Gemeinden finanziell beteiligen und dürfen ihnen Beträge „anbieten“. Bei nach EEG geförderten Anlagen können sie sich die Zuwendungen vom Netzbetreiber unter bestimmten Voraussetzungen erstatten lassen.⁵⁰²

Ungeachtet dessen haben die Kommunen gemäß § 94 Abs. 2 Satz 1 GemO vorrangig vor Entgelten und Steuern sonstige Erträge und Einzahlungen zu erzielen. Zu diesen gehört auch die finanzielle Beteiligung nach § 6 EEG 2023. Um diese zu erlangen, haben sich die Kommunen die erforderlichen Rechts- und Tatsachenkenntnisse zu verschaffen. Der GStB Rheinland-Pfalz hat verschiedentlich in seinen Mitteilungen auf § 6 EEG 2023 und dazu entwickelte Musterverträge hingewiesen.⁵⁰³ Die nötigen Informationen über beteiligungsrelevante Anlagen sind jederzeit über öffentliche Register abrufbar.⁵⁰⁴

Die kommunalrechtlichen Einnahmebeschaffungsgrundsätze verpflichten die Gemeinden, auf die Erzielung sonstiger Erträge und Einzahlungen so weit wie möglich hinzuwirken. Sofern es für die Erzielung von sonstigen Erträgen und Einzahlungen jedoch maßgeblich auf eine gemeindliche Handlung ankommt, kann sich aus diesem Hinwirkungsgebot im Einzelfall eine Pflicht der Gemeinde zur Hinwirkung auf die Realisierung eines sonstigen Ertrags bzw. einer sonstigen Einzahlung ergeben.⁵⁰⁵

Zudem werden finanzielle Zuwendungen nach § 6 EEG 2023 im kommunalen Finanzausgleich nicht den allgemeinen Deckungsmitteln zugerechnet, die zur Bestimmung der Mindestfinanzausstattung berücksichtigt werden. Sie sind kein Bestandteil der Steuerkraftmesszahl⁵⁰⁶ und demgemäß keine Bemessungsgrundlagen für die Kreis- bzw. Verbandsgemeindeumlage.⁵⁰⁷

Unter anderem aus Anlass der Prüfung bemühten sich einzelne Gemeinden ab 2023 um eine Finanzierungsbeteiligung. Beispiele:

⁵⁰² § 6 Abs. 5 EEG 2023; Bundestags-Drucksache 19/23482, S. 113 zur Vorgängerregelung des § 36k Absatz 2 EEG 2021.

⁵⁰³ Z. B. KI zu Nr. 0017 vom 12. Januar 2022; KI zu Nr. 0404 vom 6. Dezember 2022; KI zu Nr. 0168 vom 1. Juni 2023.

⁵⁰⁴ Z. B. Markstammdatenregister, Handelsregister, Grundbuch.

⁵⁰⁵ PdK RP, GemO, § 94 Anmerkung 3.4.1.

⁵⁰⁶ § 17 LFAG.

⁵⁰⁷ § 31 f. LFAG.

- Ortsgemeinden einer Verbandsgemeinde waren Anlieger von 14 WEA mit einer Bruttoleistung von insgesamt 41,4 MWp.⁵⁰⁸ Das Potenzial für eine kommunale Beteiligung betrug etwa 149.000 € jährlich. Durch erste Vereinbarungen mit einigen Betreibern⁵⁰⁹ erzielten die Ortsgemeinden 2024 bereits Einnahmen von 24.300 €.
- Im Bereich einer anderen Verbandsgemeinde hatten Ende 2024 Anlieger- und Standortgemeinden für den gesamten relevanten Anlagenbestand (zwei Windparks⁵¹⁰ und eine FFA⁵¹¹) Verträge geschlossen, die jährliche Einnahmen von 70.000 €⁵¹² erwarten ließen.
- Die Ortsgemeinden einer weiteren Verbandsgemeinde als Anlieger von zwei WEA erhielten 2024 vertraglich vereinbarte Zahlungen von 8.700 €. Zusätzlich strebten die Standortgemeinden die Beteiligung an den Erträgen von 20 Solarparks mit potenziellen Jahreseinnahmen von 200.000 € an.
- In einer Verbandsgemeinde waren 26 Anlagenbetreiber⁵¹³ tätig. Das Gesamtpotenzial der kommunalen finanziellen Beteiligung belief sich auf 380.000 € jährlich.⁵¹⁴ Nachdem die Verwaltung begonnen hatte, die Betreiber zu kontaktieren und erste Verträge für 15 WEA zu schließen, erzielten Ortsgemeinden 2024 bereits Einnahmen von insgesamt 65.000 €.

Alle vorbezeichneten Kommunen strebten weitere Vertragsabschlüsse an.

Unternehmen, an denen Kommunen beteiligt sind und die Anlagen im Sinne des § 6 EEG 2023 betreiben, sollten Anlieger- und Standortgemeinden⁵¹⁵ eigeninitiativ Angebote zur finanziellen Beteiligung unterbreiten, um die Standortakzeptanz durch einen transparenten Mehrwert für den kommunalen Haushalt zu erhöhen oder zu sichern.

Unabhängig davon sollten Anlieger- und Standortgemeinden im Hinblick auf die Einnahmebeschaffungsgrundsätze alle in Betracht kommenden Betreiber zeitnah mit dem Ziel kontaktieren, möglichst viele Vereinbarungen über eine kommunale finanzielle Beteiligung abzuschließen.⁵¹⁶

⁵⁰⁸ Relevante Solarparks befanden sich nicht im Einzugsbereich.

⁵⁰⁹ Andere, darunter auch eine kommunale Minderheitsbeteiligung mit 4 WEA (Potenzial: 38.000 € jährlich), hatten noch keine Bereitschaft zum Abschluss von Vereinbarungen erklärt.

⁵¹⁰ Sieben WEA (Bruttoleistung 18,3 MWp).

⁵¹¹ Die Kommunen waren mittelbar mit 49 % an den Gesellschaftsanteilen beteiligt.

⁵¹² Davon entfallen 5.000 € auf die FFA. Die Abrechnungen für 2024 stehen noch aus.

⁵¹³ Darunter Betreiber von fünf Solarparks.

⁵¹⁴ Hochrechnung anhand von Registerdaten.

⁵¹⁵ Eine (mittelbare) Beteiligung dieser Gemeinden am Betreiberunternehmen als Anstaltsträger oder Gesellschafter steht dem Angebot nicht entgegen (vgl. hierzu Fachagentur Windenergie an Land e. V., Hintergrundpapier: § 6 EEG 2023 bei kommunalem Betrieb von Windenergieanlagen – Rechtsformen und Auswirkungen auf die Beteiligung <April 2024>, S. 19 f.).

⁵¹⁶ Allgemeine Mustervorlagen (Anschreiben, Verträge etc.) zur Umsetzung des § 6 EEG 2023 sind beispielsweise über die kommunalen Spitzenverbände, Verbände der Energiewirtschaft (z. B. BDEW, BWE, VKU und VVW) sowie sonstige fachspezifische Vereinigungen (z. B. Fachagentur Wind und Solar e. V.) abrufbar.

11 Haushaltswirtschaft

11.1 Gewinnausschüttungen

Lediglich sieben Anstalten schütteten seit ihrer Gründung Gewinne an ihre Träger aus. Diese beliefen sich bis einschließlich 2023 auf insgesamt 1,7 Mio. €. ⁵¹⁷ Die weiteren zwanzig Anstalten schütteten keine Gewinne aus. ⁵¹⁸ Sie thesaurierten ⁵¹⁹ ihre Jahresüberschüsse. Die Bilanzen aller 27 Anstalten wiesen Ende 2023 Gewinnvorräte von 6,0 Mio. € ⁵²⁰ und Liquiditätsbestände von 11,1 Mio. € aus.

Elf Anstalten hatten die Bewirtschaftung von Energieanlagen in Tochtergesellschaften ⁵²¹ ausgelagert. Letztere verfügten Ende 2023 über liquide Mittel von insgesamt 26,1 Mio. €. ⁵²² Neun Anstalten erhielten bis einschließlich 2023 Ausschüttungen von insgesamt 8,0 Mio. €. ⁵²³ Zwei Anstalten erhielten bisher keine Ausschüttungen von ihren Beteiligungen.

Im Jahr 2023 schütteten die Anstalten insgesamt 0,2 Mio. € und die Beteiligungsgesellschaften zusammen 4,3 Mio. € ⁵²⁴ aus. Dies entsprach 22,5 % der im Vorjahr erwirtschafteten Gewinne (20,1 Mio. €). ⁵²⁵

Unternehmen, die über eine angemessene Eigenkapitalausstattung und liquide Mittel verfügen, die nicht für Finanzierungszwecke benötigt werden, haben Ausschüttungspotenziale. Die mittelfristige Finanzplanung der geprüften Anstalten und Gesellschaften ließen regelmäßig keinen nennenswerten Thesaurierungsbedarf erkennen. ⁵²⁶

Bei Entscheidungen über die Gewinnverwendung sollten die Verwaltungsräte ⁵²⁷ der Anstalten bzw. die Gesellschafterversammlungen ⁵²⁸ der Beteiligungen – auch vor

⁵¹⁷ Der Betrachtungszeitraum lag je nach Anstalt zwischen sieben und vierzehn Jahren (Mittelwert elf Jahre). Im Einzelfall lagen die Gewinnausschüttungen zwischen 15.000 € bis 414.000 € im jeweiligen Zeitraum.

⁵¹⁸ In einem dieser Fälle finanzierte die betreffende Anstalt als weitere kommunale Aufgabe insbesondere ihre defizitären Sparten „Straßenbeleuchtung“ und „DSL-Leerrohrnetz“ mit bislang 3,7 Mio. €. Zusätzlich spendete die AöR bis 2023 insgesamt 0,7 Mio. €, z. B. für Feuerwehr, Katastrophenschutz, Schulen und Kindertagesstätten. Aufgrund der Zweckbindung können diese Zahlungen jedoch nicht mit Gewinnausschüttungen an die Gemeinde gleichgesetzt werden.

⁵¹⁹ Gewinnthesaurierung bedeutet, dass Gewinne im Unternehmen einbehalten und nicht an die Gesellschafter (bei AöR: Träger) ausgeschüttet werden.

⁵²⁰ Saldo der summierten Gewinn- und Verlustvorräte.

⁵²¹ Regelmäßig in der Rechtsform einer GmbH oder GmbH & Co. KG.

⁵²² Von Angaben zu den Gewinnvorräten der Anstaltsbeteiligungen wurde abgesehen. Wesentliche Beträge entfielen auf Gesellschaften in der Rechtsform einer GmbH & Co. KG. Deren Gewinn- und Verlustvorräte wurden direkt mit den Kapitalkonten der Anteilseigner verrechnet und nicht separat ausgewiesen.

⁵²³ Die Ausschüttungen betrafen Zeiträume zwischen sieben und zwölf Jahren (Mittelwert neun Jahre). Im Einzelfall lagen die Gewinnausschüttungen zwischen 111.000 € bis 2,9 Mio. € im jeweiligen Zeitraum.

⁵²⁴ Davon erhielten die Anstalten 2,5 Mio. €, der Rest entfiel auf übrige Gesellschafter.

⁵²⁵ Davon entfielen 7,3 Mio. € auf die Anstalten und 12,8 Mio. € auf die Beteiligungsgesellschaften.

⁵²⁶ Im Einzelfall wurden anlässlich der örtlichen Erhebungen von der jeweiligen Geschäftsleitung Finanzierungsbedarfe vorgetragen. Diese spiegelten sich jedoch in den verbindlichen Unternehmensplanungen nicht wider.

⁵²⁷ Vgl. § 37 Abs. 1 Satz 4 EigAnVO.

⁵²⁸ Vgl. § 87 Abs. 3 Nr. 1 Buchst. c GemO.

dem Hintergrund vielfach defizitärer Kommunalhaushalte – verstärkt eine Gewinnausschüttung in Betracht ziehen.

11.2 Rückstellungen

Mit der Errichtung von WEA und PVA waren regelmäßig Rückbau- und Entsiege-lungspflichten der Unternehmen im Fall der Nutzungsaufgabe verbunden.⁵²⁹

Deren bilanzielle Umsetzung wies teilweise Mängel auf:

- Häufig bilanzierten Unternehmen keine diesbezüglichen Rückstellungen.⁵³⁰

In der Handelsbilanz sind Rückstellungen u. a. für dem Grunde nach bestehende, aber der Höhe nach ungewisse Verbindlichkeiten zu bilden.⁵³¹ Die daraus folgende Passivierungspflicht gehört zu den Grundsätzen ordnungsgemäßer Buch-führung und ist gemäß § 5 Abs. 1 Satz 1 EStG auch für die Steuerbilanz zu be-achten.

- Teilweise bilanzierten sie die Rückstellungen mit erheblicher Verspätung. So er-richtete beispielsweise eine Windparkgesellschaft 2013/2014 sieben WEA und nahm sie unmittelbar danach in Betrieb. Rückstellungen für den Rückbau bildete sie erstmals 2023.

Die Verpflichtung zum Rückbau entsteht dem Grunde nach im Zeitpunkt der erst-maligen Inbetriebnahme der Energieanlagen. Mithin besteht spätestens für den darauffolgenden Jahresabschluss eine Bilanzierungspflicht.

- Die Höhe der Rückstellungen war teilweise ungenügend. Die o. a. Windparkge-sellschaft hatte 2023 für den Rückbau ihrer WEA erstmals eine Rückstellung von 81.000 € passiviert. Dem entgegen sah der ursprüngliche Businessplan bereits ab Betriebsbeginn (2013) eine Zuführung von 35.000 € jährlich vor. Über die an-genommene Restlaufzeit der Anlagen von zehn Jahren waren Zuführungen von mindestens 1,4 Mio. € angezeigt.⁵³²

Für den Rückbau einer 2013 errichteten PV-Freiflächenanlage⁵³³ bildete ein Un-ternehmen bis 2023 eine Rückstellung von 28.000 €. Dies entsprach 17 € je kWp installierter Leistung. Wie der Betrag ermittelt wurde, war nicht dokumentiert. Die Betreiber vergleichbarer Solarparks⁵³⁴ setzten für diesen Nutzungszeitraum nachvollziehbar⁵³⁵ 45 € bzw. 54 € je kWp installierter Leistung und damit deutlich höhere Beträge an. Mithin bedurfte die Rückstellung des Unternehmens bereits zum Jahresabschluss 2023 einer um überschlägig 55.000 € höheren Zufüh-rung.⁵³⁶

Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen sind über den Zeitraum des laufenden Betriebs anzusammeln. Eine Rückstellung wird nach vernünftiger kaufmännischer

⁵²⁹ Die Rückbauverpflichtungen ergaben sich im Wesentlichen aus Kauf- und Pachtverträgen sowie aus Auflagen im Rahmen von öffentlich-rechtlichen Genehmigungsentscheidungen.

⁵³⁰ Dies betraf zuletzt zwölf Unternehmen und deren sieben FFA bzw. 165 ADA. Zwei dieser Unterneh-men hatten lediglich Rückstellungen für FFA gebildet und für 40 ADA darauf verzichtet.

⁵³¹ § 249 Abs. 1 Satz 1 HGB.

⁵³² 144.000 € jährlich.

⁵³³ Installierte Leistung 1.662 kWp.

⁵³⁴ Die Anlagen waren insbesondere nach Betriebsbeginn (2013), Anbindung (Außenbereich), Modul-leistung (240/245 Watt) und Aufbau (Modultische) vergleichbar.

⁵³⁵ Die Berechnungen enthielten insbesondere die Kostenangaben für den Rückbau und die Entsor-gung. Sie basierten auf Erfahrungswerten des privaten Mitgesellschafters.

⁵³⁶ Berechnung auf Basis eines Rückstellungsbetrags von 50 € je kWp installierter Leistung.

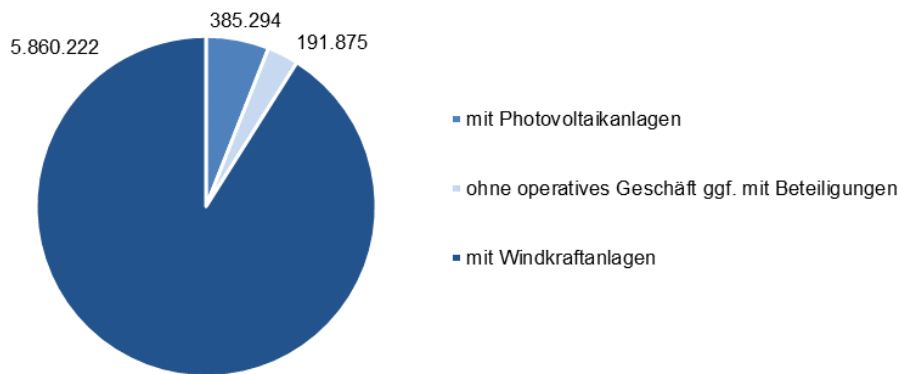
Beurteilung zum notwendigen Erfüllungsbetrag angesetzt, sodass zukünftige Preissteigerungen ebenfalls in die Bewertung einzubeziehen sind.⁵³⁷ Als Mindestwert können zu diesem Zweck bei WEA auch in den Genehmigungen festgesetzte Sicherheitsleistungen für Rückbaukosten dienen.⁵³⁸ Bei deren Festsetzung ist derzeit von 6,5 % der Gesamtinvestitionen⁵³⁹ als Grundbetrag⁵⁴⁰ auszugehen, sofern ein Antragsteller keine oder keine nachvollziehbare Einzelberechnung vorlegt.⁵⁴¹

Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen sind rechtzeitig und in zutreffender Höhe zu bilden.

11.3 Geldanlagen

Ausweislich ihrer Bilanzen verfügten die Unternehmen im Jahr 2023 jeweils über liquide Mittel von 0 €⁵⁴² bis zu 13,4 Mio. €.

Durchschnittliche liquide Mittel der geprüften Unternehmen in € (2023)



Darstellung: Rechnungshof Rheinland-Pfalz. Quelle: Eigene Erhebungen.

Das Liquiditätsmanagement war mitunter mangelhaft. Beispiele:

- Eine Gesellschaft wies in den Jahresabschlüssen 2022 und 2023 jeweils Liquidität von 2,1 Mio. € in Form von Kontenguthaben aus. Der Anspruch der Gesellschaft hieraus war in Höhe von 1,0 Mio. € zur Sicherung eines Darlehensrückzahlungsanspruchs der Hausbank an diese gegen Zahlung von 2,9 % Zinsen abgetreten worden.⁵⁴³ Im Übrigen führte die Gesellschaft ihre Guthaben unverzinst auf Girokonten.⁵⁴⁴

⁵³⁷ § 253 Abs. 1 Satz 2 HGB.

⁵³⁸ Für die in die Prüfung einbezogenen WEA betrugen diese zwischen 134.000 € und 255.000 € pro WEA. Bei der einzigen AöR, welche im Rahmen der Querschnittsprüfung unmittelbar WEA betrieb, wurden im Genehmigungsbescheid nach BImSchG keine Sicherheitsleistungen festgesetzt. Hier bestand eine Gewährträgerhaftung der Anstaltsträger. Für FFA lagen keine Sicherungswerte vor.

⁵³⁹ Gesamtkosten für die Errichtung der WEA einschließlich Nebenanlagen, ohne Grundstückskosten.

⁵⁴⁰ Zzgl. Umsatzsteuer sowie einer jährlichen Preissteigerung von 2 %.

⁵⁴¹ Rundschreiben des Ministeriums für Finanzen vom 19. April 2024, Umsetzung der bauplanungsrechtlichen Anforderungen zur Rückbauverpflichtung und Sicherheitsleistung nach § 35 Abs. 5 Satz 2 und 3 BauGB bei der Genehmigung von Windenergieanlagen im Außenbereich (im Internet abrufbar unter www.fm.rlp.de/themen/baurecht-und-bautechnik/bauvorschriften).

⁵⁴² Drei Anstalten hatten Schulden aus Liquiditätskrediten.

⁵⁴³ Stand zum Abschluss der örtlichen Erhebungen.

⁵⁴⁴ Begründet wurde dies mit unzureichenden Zinsangeboten der Hausbanken für Tagesgelder; diese Angebote konnten nicht vorgelegt werden.

Im fraglichen Zeitraum betrug der durchschnittliche Zinssatz für Tagesgelder mindestens 2 %.⁵⁴⁵ Der Verzicht auf Zinsen für den Betrag von 1,1 Mio. € bewirkte daher einen jährlichen Ertragsnachteil von wenigstens 22.000 €. Dieser wird durch Hinweis auf angeblich unzureichende Angebote der Hausbanken wirtschaftlich nicht legitimiert. Bei Anlageentscheidungen ist es rechtlich zulässig und wirtschaftlich geboten, auch weitere Anbieter einzubeziehen.

- Die AöR einer Ortsgemeinde verfügte 2023 über liquide Mittel von 700.000 €. Diese bewirtschaftete die Einheitskasse der Verbandsgemeinde⁵⁴⁶, ohne sie zu verzinsen. Im Vergleich zu einer Anlage als Tagesgeld entgingen der AöR im fraglichen Zeitraum Erträge von mindestens 14.000 €. Zudem war die AöR Schuldner eines mit 4,3 % jährlich zu verzinsenden Darlehens, das unbegrenzte jährliche Sondertilgungen erlaubte. Bei Nutzung dieser Option unter Einsatz der liquiden Mittel hätte die AöR ihre Darlehensaufwendungen um 21.500 €⁵⁴⁷ reduzieren können, zumal die Wirtschafts- und mittelfristige Finanzplanung keine neuen finanzwirksamen Projekte vorsahen.

Die Vorgehensweise war insgesamt nicht sachgerecht. Zum einen sind Guthaben anderer Haushaltsträger im Rahmen der Einheitskasse zu verzinsen.⁵⁴⁸ Außerdem ist bei Entscheidungsalternativen ein Wirtschaftlichkeitsvergleich anzustellen.

Liquide Mittel sind wirtschaftlich, d. h. im Rahmen eines vertretbaren Risikos ertragsoptimiert zu verwenden. Die besonderen Beziehungen zwischen den Kommunen und den örtlichen Kreditinstituten können niedrigere Zinsen für Geldanlagen nicht rechtfertigen.⁵⁴⁹ Günstigere Kreditkonditionen dieser Institute konnten die Gesellschaften nicht belegen. Die erzielbaren Zinserträge hängen u. a. vom Liquiditätsbedarf der jeweiligen Banken ab. Daher ist zumindest bei größeren Beträgen eine breitere, über Angebote bei Hausbanken hinausgehende Markterkundung sinnvoll. Der Verwaltungsaufwand ist hierfür vergleichsweise gering.

Das Beispiel einer Windparkgesellschaft zeigte den Erfolg eines derartigen Vorgehens: Diese hatte nach angemessener Markterkundung 13 Mio. € als Termingeld⁵⁵⁰ und Tagesgeld⁵⁵¹ angelegt, was 2023 zu Zinserträgen von 371.000 € führte. Das entsprach einem jährlichen Zinssatz von 2,85 %.

Guthaben auf unverzinsten Girokonten sind grundsätzlich zu vermeiden. Durch eine Markterkundung sind bedarfsgerechte, sichere und zinsoptimierte Anlagemöglichkeiten zu ermitteln. Alternativ sollten ggf. wirtschaftlichere Verwendungsmöglichkeiten in Form von Sondertilgungen, Einbringungen in einen kommunalen Liquiditätspool oder Ausschüttungen an kommunale Anteilseigner geprüft werden.

⁵⁴⁵ Durchschnittswert anhand von Angaben des Internetportals „Tagesvergleich.net“. Die Banken gewährten danach zum Teil Zinssätze von bis zu 4 %.

⁵⁴⁶ Diese war kaufmännische Betriebsführerin der AöR.

⁵⁴⁷ Ohne Zinseszinsseffekte.

⁵⁴⁸ Nr. 2.3 VV zu § 68 GemO.

⁵⁴⁹ Hierauf hat der Rechnungshof bereits in seinem Gutachten „Geldwirtschaft der Verbandsgemeinden“ vom 18. Juni 2001 hingewiesen.

⁵⁵⁰ 8 Mio. € wurden bei der Norddeutschen Landesbank angelegt (Zinssatz 2,6 %).

⁵⁵¹ Die übrige Liquidität wurde als Tagesgeld bei der örtlichen Sparkasse angelegt (Zinssatz: FLEXIBLER-Ein-Monats-Euribor minus 0,20 %).

11.4 Darlehen

Die Unternehmen mit operativem Geschäft finanzierten ihre Betriebsanlagen in der Regel überwiegend mit Fremdkapital (Darlehen zwischen 30.000 € und 24,9 Mio. €). Dies führte zu Fremdkapitalquoten von bis zu 100 %⁵⁵²:

Fremdkapitalquote in %		
Quote	Anstalten	Gesellschaften
< 10	1	0
10-20	2	0
21-30	0	0
31-40	1	0
41-90	18	7
> 90	5	1
Anzahl	27	8

Darstellung: Rechnungshof Rheinland-Pfalz. Quelle: Eigene Erhebungen.

Zur Fremdkapitalbeschaffung war u. a. Folgendes festzustellen:

- Mehrere Unternehmen verschuldeten sich ohne vorherige Markterkundung mit bis zu 5,6 Mio. € bei ihren Hausbanken.

Darlehensaufnahmen unter Ausschluss des Wettbewerbs bergen die Gefahr unwirtschaftlicher Darlehenskonditionen.

- Unternehmen verzinsten von ihren Trägern gewährte Darlehen verschiedentlich oberhalb des marktüblichen Zinsniveaus.

Eine defizitär wirtschaftende Solarparkgesellschaft errichtete für 1,5 Mio. € einen Solarpark. Die Kosten finanzierte sie mit Darlehen ihrer Gesellschafter über 20 Jahre zu 4,0 % Zinsen. Ein Gesellschafter⁵⁵³ ohne eigenes operatives Geschäft refinanzierte das von ihm gewährte Darlehen von 780.000 € durch Kreditaufnahmen über 10 Jahre zu Zinsen von 2,25 %⁵⁵⁴ bzw. 0,845 %⁵⁵⁵. Die Zinsdifferenz zwischen dem Gesellschafterdarlehen und den Refinanzierungskrediten verschaffte dem Gesellschafter Mehreinnahmen von 151.000 € aus Mitteln der defizitären Gesellschaft.⁵⁵⁶ Die Laufzeitendifferenz zwischen Gesellschafterdarlehen und Refinanzierungskrediten begründete Zinsänderungsrisiken für den Gesellschafter.⁵⁵⁷ Da dieser keine operativen Geschäfte betrieb, gefährdeten solche Risiken im Rahmen der Gewährträgerhaftung auch finanzielle Belange von dessen Trägerkommunen.

Eindeutig über Marktniveau liegende Zinskonditionen bei Darlehen, die Anstaltsträger bzw. Gesellschafter ihren Anstalten bzw. Unternehmen gewähren, können eine verdeckte Gewinnausschüttung mit negativen steuerlichen Folgen darstellen.⁵⁵⁸ Auf

⁵⁵² Die Verbindlichkeiten lagen 2023 zwischen 0 € und 34,6 Mio. €.

⁵⁵³ Von einer Verbandsgemeinde und ihren Ortsgemeinden errichtete gemeinsame kommunale Anstalt.

⁵⁵⁴ Festzins.

⁵⁵⁵ Variabler Zinssatz und an einen Bausparvertrag gekoppelt.

⁵⁵⁶ Zur Liquiditätssicherung mussten der Tochtergesellschaft teilweise Tilgungsleistungen gestundet werden.

⁵⁵⁷ Bis zum Abschluss der örtlichen Erhebungen erfolgte keine Anschlussfinanzierung, da alle angebotenen Kreditzinsen über 4 % lagen.

⁵⁵⁸ Verdeckte Gewinnausschüttung sind u. a. Vermögensvorteile und Zuwendungen, die ein ordentlicher und gewissenhafter Geschäftsleiter einer Person, die nicht Gesellschafter ist, nicht gewährt hätte (vgl. auch R. 8.5 Abs. 1 Satz 1 KStR).

die Marktgerechtigkeit derartiger Geschäfte ist daher zu achten. Refinanzieren Anstaltsträger bzw. Gesellschafter die von ihnen gewährten Darlehen durch Kredite, sollten deren Laufzeiten zur Vermeidung von Zinsänderungsrisiken an die Laufzeiten der Darlehen angepasst werden.

11.5 Sonstiges

Im Übrigen waren haushaltswirtschaftliche Mängel auch in folgenden Bereichen festzustellen:

- Fristgerechte und vollständige Aufstellung von Wirtschaftsplänen,⁵⁵⁹
- fristgerechte Auf- und Feststellung von Jahresabschlüssen,⁵⁶⁰
- zutreffende Bilanzierung negativen Eigenkapitals,⁵⁶¹
- Ausweisung eines angemessenen Stammkapitals.⁵⁶²

12 Beteiligungen der Anstalten des öffentlichen Rechts

Elf der 27 Anstalten hielten unmittelbar Anteile an insgesamt 20⁵⁶³ privatrechtlichen Beteiligungsunternehmen. Die hierzu getroffenen Regelungen waren nicht immer recht- bzw. zweckmäßig.

12.1 Gesellschaftsverträge

Die Gesellschaftsverträge und Satzungen⁵⁶⁴ der privatrechtlichen Beteiligungen genügten zum Teil nicht den Anforderungen des § 86a Abs. 5 i. V. m. § 87 GemO.⁵⁶⁵ Beispiele:

- Regelungen zur Aufstellung jährlicher Wirtschaftspläne und einer fünfjährigen Finanzplanung in sinngemäßer Anwendung der für Eigenbetriebe geltenden Bestimmungen einschließlich deren Übersendung an die Anstalt des öffentlichen Rechts fehlten in fünf Gesellschaftsverträgen.⁵⁶⁶

§ 87 Abs. 1 Satz 1 Nr. 7 Buchst. a und b GemO verlangen eine Sicherstellung im Gesellschaftsvertrag.

⁵⁵⁹ Diese wurden entgegen § 33 Abs. 1 Satz 1 EigAnVO teilweise über Jahre hinweg nicht, ansonsten regelmäßig erst während des laufenden Wirtschaftsjahrs aufgestellt und enthielten in manchen Fällen entgegen § 33 Abs. 1 Satz 2, Abs. 6 EigAnVO weder einen mittelfristigen Finanzplan noch einen Vermögensplan.

⁵⁶⁰ Mindestens 16 Anstalten hatten ihre Jahresabschlüsse nicht innerhalb der Fristen des § 37 EigAnVO auf- und festgestellt; einige waren damit seit Jahren in Verzug.

⁵⁶¹ Elf Anstalten und eine GmbH, die in einzelnen Jahren des Prüfungszeitraums bilanziell überschuldet waren, hatten ihr negatives Eigenkapital entgegen § 268 Abs. 3 HGB sowohl auf der Aktiv- als auch auf der Passivseite ihrer Bilanz ausgewiesen.

⁵⁶² Entgegen § 29 Abs. 1 Satz 2 EigAnVO waren einzelne Anstalten nicht mit einem angemessenen, sondern lediglich einem symbolischen Stammkapital ausgestattet (z. B. 1 € bei einer Anstalt, die einen Solarpark zu kreditfinanzierten Kosten von 6,7 Mio. € errichtet hatte).

⁵⁶³ Davon acht Unternehmen mit Erzeugungsanlagen für Erneuerbare Energien.

⁵⁶⁴ Sofern nachfolgend Gesellschaftsverträge erwähnt werden, sind davon auch Unternehmenssatzungen erfasst.

⁵⁶⁵ Die Vorschriften gelten nach § 14b Abs. 1 Satz 1 GemO auch für gemeinsame kommunale Anstalten.

⁵⁶⁶ Regelungsunabhängig erstellten zwei Beteiligungen generell keine Wirtschaftspläne.

- Das Recht zur überörtlichen Prüfung war in vier Gesellschaftsverträgen nicht eingeräumt.⁵⁶⁷

§ 87 Abs. 1 Satz 1 Nr. 7 Buchst. c GemO fordert, dass im Gesellschaftsvertrag das Recht zur überörtlichen Prüfung der Haushalts- und Wirtschaftsführung nach Maßgabe des § 110 Abs. 5 GemO eingeräumt wird.

- Bei mehreren Beteiligungen in der Rechtsform einer GmbH verpflichteten die Gesellschaftsverträge nicht zur öffentlichen Bekanntmachung und Auslegung von Beschlüssen über die Feststellung des Jahresabschlusses und die Behandlung der Jahresergebnisse.

Nach § 87 Abs. 3 Nr. 2 GemO ist dies bei einer GmbH erforderlich.

- Ein Weisungsrecht gegenüber Aufsichtsratsmitgliedern fehlte bei zwei Unternehmen, die über einen fakultativen Aufsichtsrat verfügten.

§ 87 Abs. 3 Nr. 3 GemO verlangt, dieses Recht für eine GmbH mit fakultativem Aufsichtsrat sicherzustellen.

Die kommunalrechtlichen Vorschriften sollen den Anstalten des öffentlichen Rechts bzw. deren Trägerkommunen gegenüber ihren (mittelbaren) Beteiligungen eine Kontroll- und Aufsichtsfunktion hinsichtlich einer ordnungsgemäßen, wirtschaftlichen und sparsamen Unternehmensführung ermöglichen. Daher verpflichten die vorstehend zitierten Vorschriften die kommunalen Gesellschafter, im Rahmen der Mehrheitsverhältnisse für eine entsprechende Ausgestaltung der Gesellschaftsverträge Sorge zu tragen. Dennoch sind die Gesellschaften nicht gehindert, notwendige Änderungen selbst zu initiieren.

Soweit nicht bereits geschehen, sollten die kommunalen Gesellschafter und Beteiligungsunternehmen die Anpassung ihrer Gesellschaftsverträge an die kommunalrechtlichen Anforderungen veranlassen.

12.2 Geschäftsführerverträge

12.2.1 Schriftform

Mehrere Beteiligungsgesellschaften verzichteten neben der organschaftlichen Bestellung der Geschäftsführer auf einen schriftlichen Anstellungsvertrag.⁵⁶⁸

Die Schriftform ist bei Anstellungsverträgen nicht vorgeschrieben; sie dient jedoch der Rechtsklarheit. Die schuldrechtlichen Rechte und Pflichten der Geschäftsführer werden so nachprüfbar dokumentiert, was im Streitfall die Beweisführung erheblich erleichtert. Dies betrifft zum Beispiel konkretisierende Regelungen zur Geschäftsbesorgung, zu Bezügen, zur Gewährung von Urlaub sowie die Lohnfortzahlung im Krankheitsfall.

Es wird empfohlen, die Rechte und Pflichten der Geschäftsführer schriftlich in einem Anstellungsvertrag festzulegen. Insbesondere vor dem Hintergrund von Drittbeteiligungen sollten die Anstalten und kommunalen Anstaltsträger als Gesellschafter bei ihren Beteiligungsunternehmen auf die Wahrung der Schriftform achten.

12.2.2 Befristung

Die Beteiligungsgesellschaften hatten ihre Geschäftsführer regelmäßig unbefristet bestellt und angestellt.

Vorstandsmitglieder einer Aktiengesellschaft werden nach § 84 Abs. 1 Satz 1 AktG auf höchstens fünf Jahre bestellt, wobei eine erneute Bestellung zulässig ist. Für

⁵⁶⁷ Davon eine kommunale Minderheitsbeteiligung (Anteil: 49 %).

⁵⁶⁸ Bei einer Gesellschaft lag der Geschäftsführervertrag seit 2016 lediglich als Entwurfsfassung vor.

Geschäftsführer einer Gesellschaft mit beschränkter Haftung bestehen mit Ausnahme der einer Mitbestimmung durch die Arbeitnehmer unterliegenden Unternehmen keine vergleichbaren gesetzlichen Regelungen.⁵⁶⁹

Mit der Übertragung der Geschäftsführung auf Zeit wird sichergestellt, dass die Anstalten als kommunale Gesellschafter die getroffene Personalentscheidung nach einigen Jahren überprüfen und bei Bedarf ändern können. Dies eröffnet Steuerungsmöglichkeiten der Beteiligungsverwaltung. Die Geschäftsführer der Landesbeteiligungen in Rheinland-Pfalz⁵⁷⁰ sowie der Beteiligungen des Bundes⁵⁷¹ werden grundsätzlich nur befristet bestellt. Entsprechende Vorgaben enthalten auch die zahlreichen kommunalen Beteiligungsrichtlinien und Public Corporate Governance Kodizes (PCGK).⁵⁷²

Zumindest bei neu angestellten Geschäftsführern wird empfohlen, zur Feststellung der Bewährung die Bestellung und die vertragliche Anstellung zunächst auf fünf Jahre zu befristen.

12.2.3 Geschäftsführungsbefugnis der AöR als Kommanditist bei einer GmbH & Co. KG

Sieben Anstalten waren als Kommanditisten an vier GmbH & Co. KG beteiligt.⁵⁷³ Vertraglich waren ausschließlich deren Komplementäre zur Geschäftsführung und Vertretung berechtigt. Die Vorstände der AöR hatten daher insbesondere keinen rechtlichen Einfluss auf die Bestellung der Geschäftsführungen bei den Beteiligungsunternehmen.

Bereits durch die Rechtsformwahl sind Kommanditisten bei der Auswahl der Geschäftsführung sowie von der Führung der Geschäfte ausgeschlossen.⁵⁷⁴ Sie können einer Handlung der Komplementäre nicht widersprechen, es sei denn, dass die Handlung über den gewöhnlichen Betrieb der Gesellschaft hinausgeht, also ein ungewöhnliches Geschäft darstellt.⁵⁷⁵

Der Gesellschaftsvertrag kann gemäß § 163 HGB hiervon abweichen und einem Kommanditisten insbesondere Mitwirkungsbefugnisse bei der Geschäftsführerauswahl bzw. eigene Geschäftsführungsrechte verleihen.

Für ein Mindestmaß an Befugnissen als Kommanditist im Rahmen der Geschäftsführerauswahl sowie bei Handlungen der Geschäftsführung bedarf es entsprechender Regelungen im Gesellschaftsvertrag. Es empfiehlt sich, dies bei der Rechtsformwahl und nach Möglichkeit bereits bei Vertragsabschluss zu berücksichtigen.

⁵⁶⁹ § 31 Abs. 1 MitbestG. In solchen Fällen gilt die fünfjährige Höchstdauer einer Bestellung nach dem Aktiengesetz.

⁵⁷⁰ Randnummer 86 der Hinweise des Ministeriums der Finanzen für die Verwaltung von Beteiligungen des Landes (2014).

⁵⁷¹ Grundsätze guter Unternehmens- und aktiver Beteiligungsführung im Bereich des Bundes vom 6. November 2024, Teil I: Public Corporate Governance Kodex des Bundes, Nr. 5.2.4.

⁵⁷² Beispiele: Stadt Mainz (2016: A 3.7), Stadt Koblenz (2016: 5.3.3), Stadt Mannheim (2009: 7.5.1), Stadt Landau in der Pfalz (2012: 5.3), Stadt Wiesbaden (2019: A 4.3.6) sowie der Deutsche Public Corporate Governance-Musterkodex (2024: 6.2).

⁵⁷³ Davon hatten vier Anstalten Anteile an der gleichen GmbH & Co. KG.

⁵⁷⁴ § 164 erster Halbsatz HGB.

⁵⁷⁵ Vgl. § 164 zweiter Halbsatz i. V. m. § 116 Abs. 2 Satz 1 HGB.