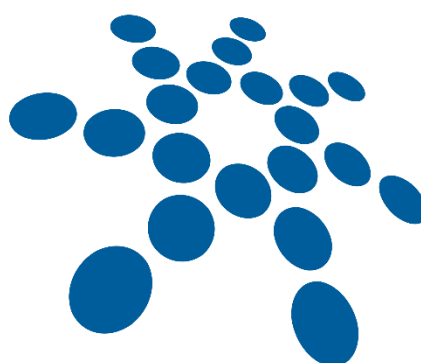




Region Hannover

Businessplan

Region Bürgerinnen- und
Bürger-Energiegenossenschaft eG i. G.
(kurz: Region-BEG)

Inhaltsverzeichnis

1. Zusammenfassung	4
2. Projekt- und Geschäftsmodell	5
2.1 Geschäftsfelder	5
2.2 Erste PV-Projekte im Zeitraum 2026-2030	6
2.2.1 Hildesheimer Straße 20, BT 2+6 (Akazienstraße)	7
2.2.2 Hildesheimer Straße 20, BT 1	7
2.2.3 Hannover Kolleg, Sporthalle	7
2.2.4 FTZ Burgdorf	7
2.2.5 SLH Torfhaus, Gästehaus	8
2.2.6 BBS Burgdorf, Berliner Ring	8
2.2.7 Schule am Wasserwerk, Neubau	8
2.2.8 Gutzmann Schule, Neubau	9
2.2.9 Windparkbeteiligungen	9
Exkurs: Freiflächenanlage	10
2.3 Vergaberechtliche und energiewirtschaftliche Einordnung der	13
Stromvermarktung	13
3. Nutzen für Mitglieder	14
3.1 Wirtschaftliche Vorteile	14
3.2 Regionale Wertschöpfung und lokale Entwicklung	15
3.3 Ökologische und soziale Vorteile	15
3.4 Image und Identifikation	15
3.5 Bildung und Wissensaustausch	15
3.6 Wettbewerbsvorteile	15
4. Unternehmensziele und Gestaltung des Förderzwecks	16
5. Rechtliches Konzept	17
6. Geschäftsbetrieb, Betriebsorganisation, Personal	19
7. Kosten- und Ertragsplanung	20
8. Finanzierung	22
9. Liquiditätsplanung	23
10. Ausschüttung und Dividende	25
11. Marketing und Vertrieb	26
12. Chancen und Risiken	27
12.1 Chancen	27
12.2 Externe Risiken	28
12.3 Interne Risiken	29
Anlage	32

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Projekt-Pipeline 2026-2030	6
Abbildung 2: Beispiel zum Vergütungsmechanismus über 1 MWp	12
Abbildung 3: Plan-Ertrag der 6,8 MWp Freiflächenanlage	12
Abbildung 4: Personalstruktur der Region-BEG	19

1. Zusammenfassung

Die Region Hannover will bis 2035 klimaneutral werden. Dieses Ziel hat sich die Regionsversammlung im Oktober 2021 gesetzt. Um Politik und Gesellschaft eine Grundlage für zukünftige Entscheidungen über Klimaschutzmaßnahmen zu geben, hat die Regionsverwaltung ein Fachbüro mit der Durchführung einer Studie beauftragt. Das „Hamburg Institut“ hat untersucht, wie schnell und unter welchen Umständen Klimaneutralität tatsächlich erreicht werden kann.

Einen wichtigen Hebel bei der Vermeidung von Treibhausgasen hat die Region Hannover durch die regionale Selbstversorgung mit Strom. Von 2020 bis 2035 wird der Strombedarf durch die Elektrifizierung von Verkehrssektor und Industrie schätzungsweise um mehr als ein Viertel steigen. Gleichzeitig hat die Region noch enormes Potenzial beim Ausbau von Windenergie und Photovoltaik. Wenn das schnell ausgeschöpft wird, kann die Region ihren Strombedarf bilanziell bereits ab 2031 vollständig decken. Den größten Anteil am regionalen Strommix macht die Windkraft mit rund 58 Prozent aus, gefolgt von der Solarenergie mit rund 40 Prozent.

Die **„Region Bürgerinnen- und Bürger-Energiegenossenschaft eG i.G.“** (im Folgenden kurz: Region-BEG) wird mit dem Ziel gegründet, die lokale Energiewende voranzutreiben und die regionale Wertschöpfung zu stärken. Ausgangspunkt ist das Bestreben, erneuerbare Energieprojekte nicht länger ausschließlich durch externe oder einzelne Investoren umsetzen zu lassen, sondern Bürgerinnen und Bürger aktiv zu beteiligen und damit die Gewinne vor Ort zu halten. Als eingetragene Genossenschaft bietet die Region-BEG eine demokratisch organisierte, transparente und wirtschaftlich stabile Struktur, in der jedes Mitglied gleichberechtigt mitwirkt.

In der Startphase konzentriert sich die Genossenschaft auf die Umsetzung mehrerer Photovoltaik-Projekte (kurz: „PV-Projekte“) auf kommunalen Dächern sowie die Beteiligungsmöglichkeit an Windparkanlagen. Darüber hinaus ist nach einer kurzen Phase des kontinuierlichen Eigenkapitalaufbaus vorgesehen, im Jahr 2030 auf dem Grundstück des Zweckverband Abfallwirtschaft Region Hannover (kurz: aha) eine 6,8 MWp-Photovoltaikanlage auf einer Grundfläche von rd. 2,9 ha zu errichten. Das Projekt soll mit Eigen- und Fremdkapital realisiert werden und bietet durch die Direktstromvermarktung an den aha-Zweckverband eine langfristige, stabile Einnahme für die Genossenschaft. Langfristig möchte die Region-BEG einen bedeutenden Beitrag zur Emissionsneutralität in der Region leisten, die die Energieautarkie stärken und ländliche Lebensqualität sichern soll.

Das operative Geschäft wird durch den Vorstand der Genossenschaft geführt. Die wirtschaftliche Planung über einen Planungszeitraum von 20 Jahren basiert auf konservativen Annahmen zu Kosten und Erträgen, erste Projektinitiativen sowie dem aktuellen Planungsstand mit dem Zweckverband. Eine hohe regionale Akzeptanz, ein günstiges politisches Umfeld und vielfältige Fördermöglichkeiten schaffen dabei ein positives Marktumfeld. Die Region-BEG

profitiert von ihrer lokalen Verankerung, ihrer Transparenz und ihrer Fähigkeit, Bürgerkapital zu mobilisieren. Die Kombination aus ideellem Engagement und wirtschaftlicher Tragfähigkeit bildet die Grundlage für eine nachhaltige und bürgernahe Energiezukunft in der Region Hannover.

2. Projekt- und Geschäftsmodell

Die Region Hannover ist eine starke Treiberin auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität. Sie möchte den regionsangehörigen Kommunen und den dort ansässigen Bürger*innen eine breite Teilhabe an dem Ausbau erneuerbarer Energien, insbesondere Photovoltaik und Windenergie ermöglichen. Sie bietet eine strukturierte und gemeinschaftliche Möglichkeit, die Energiewende aktiv mitzugestalten. Bereits jetzt sind in der Region Hannover sieben Bürgerenergiegenossenschaften in einigen Kommunen aktiv, allerdings meist auf die ausgewählten Kommunen begrenzt und nicht flächendeckend. Um allen rd. 1,2 Mio. Bürger*innen in der Region Hannover eine Partizipation zu ermöglichen soll die Region-BEG regionsweit ergänzend gegründet werden. U.a. auch deshalb, weil die Ressourcen für die Gründung lokaler Genossenschaften nicht in jeder Kommune der Region bzw. bei Initiativen vor Ort vorhanden sind.

Mit der Gründung einer regionsweiten Region-BEG wird allen Bürger*innen und Kommunen in der Region ermöglicht, selbst Genossenschaftsanteile zu zeichnen und damit in regionale erneuerbare Energieanlagen zu investieren, Erträge zu erwirtschaften und darüber hinaus auch die regionale Wirtschaft zu unterstützen. Somit bleiben die Wertschöpfung und die Gewinne in der Region und die Akzeptanz für erneuerbare Energien wird gefördert. Die Energieerzeugung in Bürgerhand und die Möglichkeit, sich finanziell am Ausbau der erneuerbaren Energien zu beteiligen, bietet im Rahmen einer Genossenschaft ein hohes Maß an Transparenz und Mitbestimmung, fördert demokratische Entscheidungsprozesse und stärkt das Vertrauen in die gemeinschaftlich getragenen Projekte.

2.1 Geschäftsfelder

Die Region-BEG konzentriert sich vorrangig auf die Errichtung und den Betrieb von Photovoltaikanlagen, insbesondere auf kommunalen und gewerblichen Dachflächen und Liegenschaften in der Region. Dieses Geschäftsfeld bietet attraktive Konditionen der Direktstromabnahme, langfristig stabile Einnahmen und ermöglicht zugleich eine unmittelbare lokale Wertschöpfung. Weiterhin sieht die Genossenschaft ihre zweite Kernaufgabe in der finanziellen Beteiligung an regionalen Windkraftanlagen. Solche Beteiligungen erlauben es, gemeinsam mit professionellen Partnern von den Vorteilen größerer, effizienter Anlagen zu profitieren und attraktive Renditen für die Mitglieder zu erwirtschaften.

In Summe soll die Region-BEG über einen längeren Zeitraum kontinuierlich wachsen. Mit den bereits bestehenden Energiegenossenschaften in der Region Hannover wird über die bereits laufende Netzwerkarbeit hinaus eine enge Zusammenarbeit zum Tragen kommen. Weitere

Unterstützungsmöglichkeiten sollen zusammen mit den bestehenden regionalen Genossenschaften ausgelotet werden.

2.2 Erste PV-Projekte im Zeitraum 2026-2035

Im Rahmen des Vorhabens ist der sukzessive Aufbau eines Photovoltaik-Portfolios auf Bestandsgebäuden, Neubauten sowie einer Freiflächenanlage vorgesehen. Das geplante Gesamtportfolio umfasst **9 Einzelprojekte** mit einer kumulierten Leistung von **8.210,94 kWp** und einem kalkulierten Gesamtinvestitionsvolumen von **10.431.908 EUR**. Die vorgesehene Umsetzung erstreckt sich zeitlich von **2026 bis 2030**. Die nutzbare PV-Fläche beträgt insgesamt **34.895,9 m²**.

Projekt / Standort	Einordnung	Leistung (kWp)	Investition (EUR)	Investitions-jahr
Hildesheimer Str. 20, BT 2+6 (Akazienstr.)	Dachanlage Bestand	77,4	98.380	2026
Hildesheimer Str. 20, BT 1	Dachanlage Bestand	6,3	30.000	2026
Hannover Kolleg, Sporthalle	Dachanlage Bestand	36,9	138.278	2026
FTZ Burgdorf	Dachanlage Bestand	94,5	188.085	2026
SLH Torfhaus, Gästehaus	Kleinanlage Bestand	5,0	23.012	2027
BBS Burgdorf, Berliner Ring	Dachanlage	550,0	706.551	2028
Schule am Wasserwerk, Neubau	Neubauprojekt	193,9	361.450	2029
Gutzmann Schule, Neubau	Neubauprojekt	447,0	581.152	2030
aha Zweckverband Region Hannover	Freiflächenanlage auf 2,9 ha	6.800,0	8.305.000	2030
		8.210,9	10.431.908	

Abbildung 1: Projekt-Pipeline 2026-2035

Der Schwerpunkt des Portfolios liegt auf Dachanlagen im kommunalen bzw. institutionellen Gebäudebestand sowie auf der frühzeitigen Integration von Photovoltaik in Neubauvorhaben. Ergänzt wird das Portfolio ab 2030 durch eine großvolumige Freiflächenanlage mit **6,8 MWp**, die als langfristiger Ausbau- und Skalierungsbaustein eingeordnet werden kann.

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurden in der vorliegenden Planungsübersicht bei den Dachprojekten Erlöse aus der Direktvermarktung in Höhe von **0,25 EUR/kWh** und bei der Freiflächenanlage ebenfalls **0,25 EUR/kWh** (2030) angesetzt. Darüber hinaus wurden laufende Aufwendungen für die Instandhaltung mit **5,50 EUR/kWp p. a.** sowie Rückbaukosten nach dem Ansatz **15 EUR/kW über 20 Jahre** berücksichtigt. Für die Nutzung der kommunalen Dachflächen ist zudem eine Flächenmiete von **10 EUR/m² p. a.** hinterlegt; für die Freifläche wurde ein Mietansatz von durchschnittlich **2.750 EUR/ha p. a.** berücksichtigt.

Das Vorhaben folgt damit einer klaren Ausbaulogik: kurzfristig umsetzbare Dachprojekte mit vergleichsweise geringem Genehmigungsrisiko, mittelfristige Projekte im Zusammenhang mit Sanierungs- und Neubauvorhaben sowie ein langfristig wirksames Freiflächenprojekt zur signifikanten Erweiterung des Erzeugungsportfolios. Flankiert durch fortlaufende Beteiligungen an Windparkprojekten, die aus Eigenmitteln finanziert werden.

2.2.1 Hildesheimer Straße 20, BT 2+6 (Akazienstraße)

Für den Standort **Hildesheimer Straße 20, BT 2+6 (Akazienstraße)** ist die Installation einer Dach-Photovoltaikanlage mit einer Leistung von **77,35 kWp** vorgesehen. Die kalkulierten Investitionskosten betragen **98.380 EUR** bei einer PV-Fläche von **355,4 m²**. Laut Projektliste sind die Bauteile 2 und 6 bereits fertiggestellt; die Anlage ist jedoch **noch nicht in Betrieb genommen**.

Das Projekt gehört damit zu den kurzfristig realisierbaren Vorhaben mit vergleichsweise hoher Umsetzungsreife. Im Businessplan kann dieses Vorhaben als kurzfristig aktivierbares Bestandsprojekt dargestellt werden, bei dem die wesentlichen baulichen Voraussetzungen bereits geschaffen wurden und nun die Inbetriebnahme, technische Endabnahme und Überführung in den Regelbetrieb im Vordergrund stehen.

2.2.2 Hildesheimer Straße 20, BT 1

Für den Gebäudeteil **BT 1** an der Hildesheimer Straße 20 ist eine kleinere Photovoltaikanlage mit **6,3 kWp** und einem Investitionsansatz von **30.000 EUR** vorgesehen. Die ausgewiesene PV-Fläche beträgt **100 m²**. In der Projektliste wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die **statischen Anforderungen für eine vollflächige Belegung nicht gegeben** sind.

Dieses Vorhaben ist aktuell noch als Prüf- und Entwicklungsprojekt einzuordnen. Für den Businessplan empfiehlt sich die Darstellung als optionales Ergänzungsprojekt, dessen Umsetzung ausdrücklich unter dem Vorbehalt eines positiven statischen und technischen Machbarkeitsnachweises steht. Die wirtschaftliche und technische Tragfähigkeit ist hier in besonderem Maße von den Ergebnissen der weiteren Vorplanung abhängig.

2.2.3 Hannover Kolleg, Sporthalle

Auf der Sporthalle am Standort **Hannover Kolleg** ist eine Photovoltaikanlage mit einer Leistung von **36,9 kWp** vorgesehen. Das Investitionsvolumen beträgt **138.278 EUR**, die angelegte PV-Fläche **100 m²**.

Aus Sicht des Businessplans handelt es sich um ein kurzfristig umsetzbares Dachprojekt mit grundsätzlich günstiger Ausgangslage, da keine vorgelagerte Dachsanierung erforderlich ist. Dadurch kann das Projekt mit Fokus auf technische Feinplanung, Ausschreibung, Installation und Netzanbindung vergleichsweise zügig realisiert werden.

2.2.4 FTZ Burgdorf

Für den Standort **FTZ Burgdorf** ist die Errichtung einer Dachanlage mit **94,5 kWp** und einem Investitionsansatz von **188.085 EUR** vorgesehen. Die nutzbare PV-Fläche wird mit **419,6 m²** angegeben.

Das Projekt ist damit grundsätzlich kurzfristig zu Beginn des Jahres 2027 realisierbar, erfordert jedoch eine abschnittsweise technische und logistische Umsetzung. Im Businessplan ist dies als solides Bestandsprojekt mit gutem Umsetzungsgrad berücksichtigt, bei dem die Besonderheit vor allem in der segmentierten Flächennutzung und der daraus folgenden Planungs- und Montageabfolge liegt.

2.2.5 SLH Torfhaus, Gästehaus

Auf dem Gästehaus am Standort **SLH Torfhaus** ist eine kleinere Anlage mit **5,0 kWp** geplant. Das Investitionsvolumen beläuft sich auf **23.012 EUR**, die vorgesehene PV-Fläche auf **15 m²**.

Bei diesem Vorhaben handelt es sich um ein kleinteiliges Referenz- bzw. Ergänzungsprojekt, welches für 2027 zur Umsetzung ansteht. Aufgrund des geringen Projektumfangs ist es insbesondere geeignet, das Portfolio sinnvoll abzurunden und parallel zu größeren Maßnahmen umgesetzt zu werden. Wirtschaftlich steht hier weniger der Skaleneffekt als vielmehr die standortbezogene Versorgungslösung im Vordergrund.

2.2.6 BBS Burgdorf, Berliner Ring

Für die **BBS Burgdorf (Berliner Ring)** ist eine größere Dachanlage mit **549,95 kWp** vorgesehen. Das Investitionsvolumen beträgt **706.551 EUR**, die ausgewiesene PV-Fläche **2.526,9 m²**.

Dieses Vorhaben ist im Portfolio als wesentliches mittelfristiges Ausbauprojekt zu bewerten. Die Umsetzung ist an den Abschluss der Dachsanierung Ende 2027 gekoppelt, wodurch eine klare Abhängigkeit vom Bauzeitenplan besteht. Im Businessplan ist das Projekt deshalb als vorbereitete Anschlussinvestition nach baulicher Sanierung für das Jahr 2028 dargestellt, mit entsprechendem Fokus auf terminliche Koordination und frühzeitige technische Abstimmung.

2.2.7 Schule am Wasserwerk, Neubau

Am Standort **Schule am Wasserwerk, Neubau** ist eine Photovoltaikanlage mit **193,9 kWp** und einem Investitionsansatz von **361.450 EUR** geplant. Die vorgesehene PV-Fläche beträgt **705 m²**. Laut Projektliste ist der **Baubeginn 2026** vorgesehen, die **Fertigstellung erfolgt im Sommer 2029**.

Bei diesem Projekt handelt es sich um ein strategisch wichtiges Neubauprojekt, bei dem die Photovoltaik nicht nachträglich, sondern integrativ geplant werden sollte. Dies verbessert regelmäßig die technische und wirtschaftliche Umsetzbarkeit, da statische, elektrotechnische und gestalterische Anforderungen frühzeitig in die Gebäudeplanung aufgenommen werden können.

2.2.8 Gutzmann Schule, Neubau

Für die **Gutzmann Schule, Neubau** ist eine Photovoltaikanlage mit **447,04 kWp** vorgesehen. Die kalkulierten Investitionskosten belaufen sich auf **581.152 EUR**, die angesetzte PV-Fläche auf **1.674 m²**. In der Projektliste ist ein **Baubeginn 2028** sowie eine **Fertigstellung Ende 2030** vermerkt.

Dieses Projekt ist als bedeutendes mittelfristiges Neubauvorhaben mit hoher Relevanz für den weiteren Portfolioausbau einzuordnen. Da die PV-Planung bereits in einer frühen Planungsphase berücksichtigt wird, bestehen gute Voraussetzungen für eine wirtschaftlich und technisch optimierte Integration in das Gesamtgebäude.

2.2.9 Windparkbeteiligungen

Ein weiterer planmäßiger Ertragsbaustein der Genossenschaft sind die jährlichen Erlöse aus Windparkbeteiligungen, die im Wirtschaftsplan als sonstige betriebliche Erträge mit einer angenommenen Rendite von 6 % p. a. ausgewiesen sind.

Für die Jahre 2027 bis 2030 und 2039 sind jeweils 50.000 EUR, für 2032 250.000 EUR, für 2032 und 2033 jeweils 350.000 EUR, für die Jahre 2034 bis 2038 jeweils 200.000 EUR, für 2039 50.000 EUR, für 2041 1.000.000 EUR, für 2042 bis 2044 jeweils 1.750.000 EUR, für 2045 2.500.000 EUR und für 2046 2.250.000 EUR eingeplant. In den Jahren 2034 bis 2039 erfolgen hingegen – aufgrund der für 2040 geplanten Ablösung des Darlehens für die Freiflächenanlage des aha Zweckverbandes (vgl. Pkt. 2.2.10) deutlich geringere Windparkbeteiligungen. Im gesamten Planungszeitraum belaufen sich die Windparkbeteiligungen somit auf 13,2 Mio. EUR.

Die Windparkbeteiligungen erhöhen damit nicht nur die Planbarkeit und Stabilität der künftigen Cashflows, sondern verbessern zugleich die wirtschaftliche Resilienz der Genossenschaft, da neben den originären Stromerlösen ein weiterer, wachsender Ergebnisbeitrag aus externen Erzeugungsbeteiligungen geschaffen wird. Die Beteiligungsstrategie ist somit als wirtschaftlich sinnvoller Ergänzungsbaustein zu bewerten, der sowohl den langfristigen Vermögensaufbau als auch die nachhaltige Finanzierung des weiteren Ausbaus erneuerbarer Energieprojekte unterstützt.

2.2.10 Freiflächenanlage 6,8 MW / 2,9 ha PV-Fläche

Für das **Jahr 2030** plant die Genossenschaft auf einem rd. 5,6 ha umfassenden Bau Feld eines städtischen Beteiligungsunternehmens die Errichtung einer Photovoltaik-Freiflächenanlage. Insgesamt werden auf dem Bau Feld 11.740 Module mit einer Grundfläche von etwa 2,9 ha und einer Leistung von bis zu 6,8 MWp installiert. Der erzeugte Solarstrom soll dabei sowohl Vor-Ort-Verbrauch als auch als Überschuss in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden. Der Vor-Ort-Verbrauchsanteil beträgt ca. 64 % der jährlichen Produktionsmenge bzw. die Überschusseinspeisung ca. 36 %. In der Kalkulation ist für dieses Projekt ab 2035 ein

Direktvermarktungserlös von **0,25 EUR/kWh** berücksichtigt. Die Flächenmiete wurde mit durchschnittlich **2.750 EUR/ha p. a.** angesetzt.

Ergänzend zur PV-Anlage wird die Ertüchtigung des 10kV-Mittelspannungsnetzes zur Standortversorgung angegangen. Dieses ist notwendig aufgrund der Überalterung von Schaltanlagen und fehlenden Netzkapazitäten für die Solarstromeinspeisung, wodurch auch eine zusätzliche Trafostation „Solar“ erforderlich wird.

Das Projekt stellt den größten Einzelbaustein des Gesamtportfolios dar und besitzt aufgrund seiner Größenordnung eine zentrale Hebelwirkung auf die zukünftige Stromerzeugung. Aus Businessplan-Sicht ist die Freiflächenanlage insbesondere als Skalierungsprojekt zu bewerten, das nach Sicherung geeigneter Flächen, Klärung planungsrechtlicher Voraussetzungen und Abschluss belastbarer Vermarktungs- und Netzanschlusskonzepte eine deutliche Ausweitung der regenerativen Erzeugung ermöglicht.

Exkurs: Freiflächenanlage

Die wirtschaftliche Planung basiert auf geschätzten Kosten für Errichtung, Wartung und Betrieb der PV-Freiflächenanlage sowie der Vermarktung des produzierten Stroms an den dort ansässigen kommunalen Betrieb. Die erwarteten Erträge wurden auf Grundlage der geplanten Anlagengröße in Kilowattpeak (kWp) sowie durchschnittlicher monatlicher Stromerträge pro installierte Kilowatt berechnet. Dabei wurden standortspezifische Einstrahlungsdaten berücksichtigt, um eine realistische Einschätzung der Stromproduktion und der daraus resultierenden Einnahmen zu ermöglichen. Diese solide Grundlage dient der Genossenschaft als verlässlicher Rahmen für die Finanzplanung, Risikobewertung und Entscheidungsfindung in den ersten Jahren ihres Bestehens.

Die wesentlichen Elemente setzen sich wie folgt zusammen:

1. Vergütungsmechanismus für die Einspeisung von Strom aus PV-Freiflächenanlagen > 1 MWp

Für Photovoltaik-Freiflächenanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 1 MWp erfolgt die Vergütung des eingespeisten Stroms nicht über eine feste Einspeisevergütung, sondern über das gesetzlich vorgeschriebene Ausschreibungsverfahren nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Die Höhe der Förderung ergibt sich aus dem im Ausschreibungsverfahren bezuschlagten anzulegenden Wert, der anschließend im Rahmen der **gleitenden Marktpremie** vergütet wird. Dieses Modell stellt sicher, dass die Einspeisevergütung marktgerecht, wettbewerblich ermittelt und gleichzeitig planbar ist.

2. Ausschreibungspflicht gemäß EEG für Anlagen > 1 MWp

PV-Anlagen oberhalb von 1 MWp sind zur Teilnahme an den Ausschreibungen der Bundesnetzagentur verpflichtet. Der anzulegende Wert ergibt sich dabei aus dem individuellen Zuschlag des jeweiligen Gebotstermins. Eine staatlich festgelegte fixe Einspeisevergütung ist für diese Leistungsklasse nicht vorgesehen.

3. Höchstwert und Zuschlagsniveau

Für das Ausschreibungsjahr 2026 gilt ein von der Bundesnetzagentur festgelegter Höchstwert von **6,80ct/kWh** für PV-Freiflächenanlagen. Dieser lässt sich jedoch nicht automatisch als Vergütung ansetzen, da die tatsächlich erteilten Zuschläge regelmäßig unterhalb dieses Wertes liegen.

Die Erfahrungen aus den vorangegangenen Ausschreibungsrunden zeigen ein typisches Zuschlagsniveau im Bereich von **4,66 ct/kWh bis 4,84 ct/kWh**, was als realistische Marktgröße für die Wirtschaftlichkeitskalkulation herangezogen werden kann.

4. Vergütung über die gleitende Marktprämie

Der im Ausschreibungsverfahren ermittelte anzulegende Wert dient als Grundlage für die Berechnung der gleitenden Marktprämie. Der erzeugte Strom wird durch einen Direktvermarkter an der Strombörse verkauft. Die Marktprämie gleicht anschließend die Differenz zwischen:

- **anzulegendem Wert (Zuschlagswert)** und
- **Marktwert Solar (durchschnittlicher Börsenpreis für PV-Strom)**

aus.

Das EEG stellt damit sicher, dass der Anlagenbetreiber unabhängig von kurzfristigen Schwankungen am Strommarkt eine planbare Vergütung erhält, solange der Marktwert Solar unterhalb des Zuschlagswertes liegt. Steigt der Marktwert Solar über den Zuschlagswert, entfällt die Marktprämie vollständig.

5. Vergütung des Überschussstroms

Da PV-Freiflächenanlagen ab 1 MWp vollständig der Direktvermarktung unterliegen, wird auch jeglicher Überschussstrom entsprechend dem **zugeschlagenen anzulegenden Wert** vergütet. Eine Unterscheidung zwischen Vor-Ort-Verbrauch, Teileinspeisung oder Volleinspeisung existiert in dieser Leistungsklasse nicht.

6. Relevanz für das geplante 6,8 MWp-Projekt

Für das vorliegende Projekt ergibt sich die Vergütung somit aus:

1. dem im Ausschreibungsverfahren erzielten Zuschlagswert (realistisch 4,6–4,9 ct/kWh; maximal 6,8 ct/kWh),
2. dem durchschnittlichen Marktwert Solar,
3. der gleitenden Marktpremie als Ausgleichsmechanismus.

Diese Systematik gewährleistet planbare Einnahmen über den gesetzlichen Förderzeitraum von 20 Jahren und stellt die Grundlage der Ertragskalkulation im Businessplan dar.

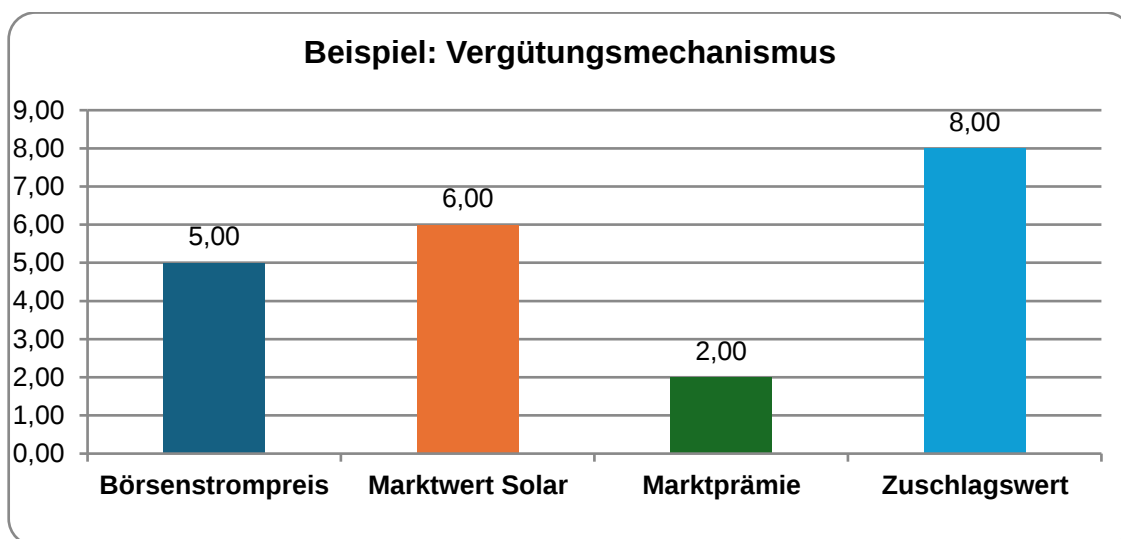


Abbildung 2: Beispiel zum Vergütungsmechanismus über 1 MWp

Die Umsatzplanung für den Wirtschaftsplanun geht für das erste Jahr von folgenden Basiswerten aus:

6,8 MWp PV-Freiflächenanlage			
		Einheit	%-Anteil
Jährliche Produktionsmenge:	6.809.000	kWh	100
Eigenverbrauchsanteil:	4.357.760	kWh	64
Überschusseinspeisung:	2.451.240	kWh	36
Jahresverbrauch Kommunalbetrieb:	14.666.804	kWh	
Stromkosten Kommunalbetrieb, aktuell:	0,2473	kWh	
Einspeisevergütung (ab 2030/P):	0,0475	EUR/kWh	
Direktvermarktpreis/P (2030):	0,2500	EUR/kWh	
Plan-Ertrag Direktvermarktung:	1.089.440	EUR	
Plan-Ertrag Überschusseinspeisung:	116.434	EUR	
Plan-Ertrag Gesamt	1.205.874	EUR	

Abbildung 3: Plan-Ertrag der 6,8 MWp Freiflächenanlage

Der wirtschaftlichen Planung liegt ein durchschnittlicher, aus den jüngsten Ausschreibungsergebnissen abgeleiteter Zuschlagswert von **4,75 ct/kWh** für die Überschusseinspeisung zugrunde. Die daraus resultierenden jährlichen Erlöse aus Direktvermarktung und Überschusseinspeisung werden über den gesamten Planungszeitraum hinweg mit einer **Preissteigerungsrate von 2,0 % p. a.** fortgeschrieben

Die Planerträge steigen von 1.205.874 EUR (2030) bis auf 1.655.406 EUR (2046).

Die Kostenplanung des Projekts basiert auf einer detaillierten Erfassung sämtlicher investiver und operativer Aufwendungen über den gesamten Lebenszyklus der Photovoltaikanlage. Die Gesamtkostenstruktur gliedert sich in Investitionskosten (CAPEX), laufende Betriebs- und Wartungskosten (OPEX) sowie betriebsmittelseitige Aufwendungen für Rechtsform, Versicherung, Direktvermarktung und technische Betriebsführung.

Die Investitionskosten umfassen sämtliche Aufwendungen für die Errichtung der 6,8 MWp-PV-Freiflächenanlage. Dazu zählen insbesondere:

- Erwerb bzw. Sicherung der Nutzungsrechte der Fläche
- Modul- und Wechselrichterkosten
- Unterkonstruktion, Verkabelung und Trafostationen
- Netzanschlusskosten einschließlich Übergabestation
- Bau-, Planungs- und Engineering-Leistungen
- Genehmigungs- und Gutachterkosten

Die Investitionen in Höhe von 8,3 Mio. Euro sind Eigen- und Fremdmittelbasiert finanziert. Für die Fremdfinanzierung wurde das Darlehensprogramm der KfW-Bankengruppe Nr. 270 „Standard“ mit einer Laufzeit von 10 Jahren unterstellt. Nach Ablauf der ersten Zinsperiode (2040) wird das Restdarlehen aus der vorhandenen Liquidität zurückgeführt.

2.3 Vergaberechtliche und energiewirtschaftliche Einordnung der Stromvermarktung

Die geplante Energiegenossenschaft beabsichtigt, auf kommunalen Dachflächen Photovoltaikanlagen zu errichten und den dort erzeugten Strom an die jeweilige Kommune bzw. kommunale Einrichtungen zu liefern.

Da Kommunen als öffentliche Auftraggeber gelten, ist die entgeltliche Stromlieferung grundsätzlich als öffentlicher Lieferauftrag im Sinne des Vergaberechts einzuordnen. Maßgeblich ist dabei der geschätzte Gesamtauftragswert ohne Umsatzsteuer einschließlich Vertragsoptionen und Laufzeitverlängerungen. Für kommunale Liefer- und Dienstleistungsaufträge gilt seit dem 1. Januar 2026 ein EU-Schwellenwert von 216.000 EUR netto; unterhalb dieser Grenze gelten im Unterschwellenbereich insbesondere die UVgO sowie in Niedersachsen das Niedersächsische Tariftreue- und Vergabegesetz (NTVergG).

Von der vergaberechtlichen Ausschreibung der Stromlieferung zu unterscheiden ist die EEG-rechtliche Ausschreibung für die Förderung größerer PV-Anlagen. Nach § 22 EEG unterliegen Solaranlagen auf Gebäuden des zweiten Segments grundsätzlich dann einer Ausschreibung, wenn sie eine installierte Leistung von mehr als 1.000 kWp aufweisen; kleinere Anlagen sind hiervon regelmäßig ausgenommen. Für Bürgerenergiegesellschaften bestehen unter bestimmten Voraussetzungen zudem gesetzliche Sonderregelungen¹ (§ 22 ff. EEG 2023), die eine Förderung ohne Teilnahme an einer Ausschreibung ermöglichen können. Diese energierechtlichen Regelungen betreffen jedoch die Förderfähigkeit der Erzeugungsanlage und ersetzen nicht die vergaberechtlichen Anforderungen an die kommunale Strombeschaffung.

Für das Vorhaben bedeutet dies, dass die Stromvermarktung an Kommunen frühzeitig vergabe- und energierechtlich strukturiert werden muss. Die Ausschreibungspflicht ist dabei nicht als grundsätzliches Hindernis zu bewerten, sondern als regulatorischer Rahmen für ein professionell aufgesetztes Geschäftsmodell. Entscheidend sind standardisierte und vergabefähige Stromliefermodelle, belastbare Mess- und Bilanzierungskonzepte sowie alternative Vermarktungswege, etwa über Direktvermarktung oder andere zulässige Veräußerungsformen nach dem EEG, falls ein kommunaler Liefervertrag nicht oder nicht rechtzeitig zustande kommt. Dadurch wird das Vermarktungsrisiko reduziert und die wirtschaftliche Tragfähigkeit des Vorhabens gestärkt.

3. Nutzen für Mitglieder

Die Mitgliedschaft in der Region-BEG ermöglicht es den Bürger*innen, aktiv und demokratisch die lokale Energiewende mitzugestalten. Neben der Erzielung finanzieller Vorteile spielen ideale Motive wie Klimaschutz, regionale Wertschöpfung, Gemeinschaftsförderung und Unabhängigkeit eine zentrale Rolle.

Die Kombination aus ökonomischen, ökologischen und sozialen Vorteilen macht eine Region-BEG besonders attraktiv für Menschen, die neben einer Rendite auch nachhaltige Werte und eine starke regionale Gemeinschaft fördern möchten.

3.1 Wirtschaftliche Vorteile

Mitglieder der Region-BEG profitieren von den wirtschaftlichen Erträgen der realisierten Energieprojekte, beispielsweise durch regelmäßige Ausschüttungen von Dividenden oder Zinsen. Zusätzlich können Sie Zugang zu günstiger lokal erzeugter Energie erhalten. Das gemeinschaftliche Investieren in unterschiedliche Projekte verteilt das finanzielle Risiko. Durch

¹ Damit die Sonderregel greift, muss die Gesellschaft als Bürgerenergiegesellschaft im Sinne des EEG (§ 3 Nr. 15 EEG 2023) qualifiziert sein. Wesentliche Kriterien sind dabei: **Mitgliederstruktur** (mindestens 50 natürliche Personen, breite Streuung der Beteiligung), **Stimmrechte** (mindestens 75 % der Stimmrechte bei natürlichen Personen aus der Region, räumlicher Bezug: Umkreis von max. 50 km), Fokus auf **lokale Verankerung** (keine institutionelle Investoren).

transparente Verwaltung und regelmäßige Prüfungen werden langfristig stabile finanzielle Rahmenbedingungen für alle Mitglieder gewährleistet.

3.2 Regionale Wertschöpfung und lokale Entwicklung

Die Region-BEG kann bevorzugt lokale Unternehmen und Handwerksbetriebe beauftragen, um die regionale Wirtschaft zu stärken und die Kaufkraft im Ort zu erhalten. Dadurch können Arbeitsplätze geschaffen oder langfristig gesichert werden. Mitglieder gewinnen durch die genossenschaftliche Struktur Unabhängigkeit von großen Energiekonzernen und entscheiden demokratisch über die Ausrichtung und Projekte ihrer lokalen Energieversorgung. Dies fördert die Selbstbestimmung der Gemeinde und stärkt das Bewusstsein für regionale Potenziale und Entwicklungsmöglichkeiten.

3.3 Ökologische und soziale Vorteile

Genossenschaftsmitglieder können aktiv zum Klimaschutz und zur Reduktion von Treibhausgasen beitragen. Durch Investitionen in erneuerbare Energien verbessern sie ihre eigene Umweltbilanz sowie die der gesamten Region. Gleichzeitig fördert die Genossenschaft den gesellschaftlichen Zusammenhalt durch gemeinsame Aktivitäten und Veranstaltungen, was die soziale Gemeinschaft im Ort stärkt. Transparenz, demokratische Entscheidungsprozesse und gemeinschaftliche Projektumsetzung schaffen Vertrauen und eine breite Akzeptanz für nachhaltige Energieprojekte, indem Bürger*innen von Beginn an einbezogen werden.

Durch die Bemessung eines Genossenschaftsanteils mit 500 Euro, wird es auch einkommensschwächeren Haushalten ermöglicht, an der Umstellung auf klimaneutrale Energie teilzuhaben.

3.4 Image und Identifikation

Die Projekte der Genossenschaft sind lokal zukunftsorientiert und gemeinwohlorientiert. Mitglieder identifizieren sich nicht nur mit den ökonomischen Zielen, sondern auch mit ideellen Werten wie Umweltschutz, Solidarität, sozialer Verantwortung und regionaler Entwicklung.

3.5 Bildung und Wissensaustausch

Mitglieder können vom gemeinsamen Austausch und dem Netzwerk der Genossenschaft profitieren, was den Erfahrungsaustausch zu nachhaltigen Projekten und technischen Innovationen fördert. Insgesamt stärkt diese Wissensvermittlung die Kompetenz und Motivation der Mitglieder, auch in Zukunft aktiv und informiert an der Energiewende mitzuwirken.

3.6 Wettbewerbsvorteile

Bürgerenergiegenossenschaften genießen aufgrund ihrer tiefen lokalen Verankerung eine besonders hohe Akzeptanz bei der Bevölkerung und in der Kommunalpolitik, was häufig dazu führt, dass Projekte leichter umgesetzt und potenzielle Widerstände schneller überwunden

werden können. Sie profitieren häufig von kommunaler Unterstützung und von bevorzugtem Zugang zu öffentlichen Gebäuden oder Flächen, die für gewinnorientierte, externe Investoren schwerer erreichbar sind. Diese lokale Vernetzung ermöglicht zudem langfristige, stabile Partnerschaften mit regionalen Akteuren wie Kommunen, Stadtwerken oder landwirtschaftlichen Betrieben, wodurch sich neue Projektchancen eröffnen, die externen, anonymen Investoren verschlossen bleiben.

Durch ihre demokratische Organisationsstruktur verfügen Bürgerenergiegenossenschaften über ein hohes Maß an Transparenz und Vertrauen bei Kooperationspartnern und Kapitalgebern, was insbesondere bei der Projektentwicklung und Finanzierung deutliche Wettbewerbsvorteile bietet. Zudem können Genossenschaften dank speziell für Bürgerenergie vorgesehener Förderinstrumente oft kostengünstiger finanzieren als private oder kommerzielle Wettbewerber, was ihre Wirtschaftlichkeit und Wettbewerbsfähigkeit nachhaltig verbessert. Aufgrund moderater Gewinnerwartungen und einer langfristig orientierten Investitionsstrategie sind Bürgerenergiegenossenschaften zudem flexibler bei Preisgestaltungen und können auch Projekte realisieren, die für rein gewinnorientierte Investoren wirtschaftlich weniger attraktiv erscheinen.

4. Unternehmensziele und Gestaltung des Förderzwecks

Die Region-BEG verfolgt als grundlegendes Ziel, die Energiewende in Hannover und der umliegenden Region aktiv und nachhaltig voranzubringen. Dies geschieht insbesondere durch den Aufbau und Betrieb dezentraler Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien, vordergründig Photovoltaikanlagen, bei denen die Bürgerinnen und Bürger direkt beteiligt sind. Neben der Sicherung wirtschaftlicher Erträge für ihre Mitglieder liegt ein zentraler Fokus der Genossenschaft auf der Förderung des Klimaschutzes sowie der lokalen Wertschöpfung. Die Wertschöpfung soll bewusst in der Region gehalten werden, indem Aufträge an lokale Betriebe vergeben, Flächen regional genutzt und Erträge in der Gemeinschaft verteilt werden. Dabei wird besonderes Augenmerk daraufgelegt, die ideellen Ziele – wie Nachhaltigkeit und bürgerliches Engagement – in Einklang mit realistischen Renditeerwartungen der Mitglieder zu bringen, sodass ökologische und wirtschaftliche Interessen gleichermaßen Berücksichtigung finden.

Der Förderzweck der Region-BEG umfasst darüber hinaus nicht nur ökonomische, sondern ausdrücklich auch soziale und ökologische Aspekte. Sie verfolgt das Ziel, die regionale Gemeinschaft zu stärken, Bürger*innen aktiv in Entscheidungsprozesse einzubinden und gemeinschaftliches Engagement für Nachhaltigkeit zu fördern. Die genossenschaftliche Struktur ermöglicht es, das Kapital vieler Mitglieder zu bündeln.

Kurzfristige Ziele (2026–2030)

In der ersten Entwicklungsphase verfolgt die Region-BEG das Ziel eine ausreichende Mitgliederbasis aufzubauen, um mit dem eingeworbenen Kapital kleine bis mittlere PV-Anlagen auf kommunalen Dächern zu installieren sowie gleichzeitig durch aus Eigenmitteln („freie

Liquidität) finanzierte Windparkbeteiligungen eine zusätzliche Rendite für die Mitglieder zu realisieren. Es ist somit geplant Fremdkapital durch Eigenkapital in Form von Genossenschaftsanteilen zu substituieren. Für 2030 steht der Kauf der Freiflächenanlage des aha-Zweckverbandes an.

Ein weiteres kurzfristiges Ziel ist der Aufbau einer aktiven Energiewende-Community in der Region Hannover, die Bürgerinnen und Bürger durch Veranstaltungen, Informationsangebote und direkte Beteiligungsmöglichkeiten für die Ziele der Genossenschaft begeistert. Durch diese Schritte soll eine solide Basis geschaffen werden, um das Wachstum der Genossenschaft nachhaltig und gemeinschaftlich voranzutreiben. Darüber hinaus plant die Region-BEG für 2030 den Erwerb bzw. Bau einer Freiflächenanlage für Photovoltaik auf einer kommunalen Liegenschaft.

Mittelfristige Ziele (2030–2035)

Für den Zeitraum von 2030 bis 2035 könnten sich für die Region-BEG perspektivisch Möglichkeiten ergeben, ihr Engagement in der regionalen Energiewende auszuweiten und ergänzende Geschäftsfelder zu sondieren. Denkbar wären in diesem Zusammenhang unter anderem Ansätze im Bereich nachhaltiger Mobilität, etwa ein Carsharing-Angebot mit Elektrofahrzeugen oder –in Anknüpfung an bestehende Anlagen –der Ausbau öffentlicher Ladeinfrastruktur.

Langfristige Ziele (ab 2036)

Langfristig verfolgt die Region-BEG das Ziel, die Emissionsneutralität der Region Hannover entscheidend mitzugestalten und so einen aktiven Beitrag zum Klimaschutz zu leisten. Durch niedrigschwellige Angebote und gezielte Unterstützung sollen noch mehr Menschen für die Energiewende begeistert und zur aktiven Beteiligung motiviert werden. Gleichzeitig möchte die Genossenschaft die Resilienz des regionalen Energiesystems stärken, indem sie den Anteil an lokal erzeugter und genutzter Energie kontinuierlich erhöht und damit die Autarkie der Region verbessert. Übergeordnetes Ziel ist es, lebenswerte ländliche Räume zu schaffen und zu erhalten, sodass auch kommende Generationen in einer nachhaltigen, wirtschaftlich stabilen und sozial starken Heimat leben können.

5. Rechtliches Konzept

Die Region-BEG ist rechtlich in der Form einer eingetragenen Genossenschaft (eG) organisiert. Diese Rechtsform bietet zahlreiche Vorteile, insbesondere durch die Verbindung demokratischer Entscheidungsstrukturen mit einer stabilen, rechtlich abgesicherten Unternehmensführung. Wesentliches Merkmal einer eG ist das Prinzip „ein Mitglied – eine Stimme“, um Entscheidungen demokratisch und unabhängig von der Höhe des investierten Kapitals zu treffen. Dies schafft Vertrauen bei den Mitgliedern und stärkt die Gemeinschaft, da alle Mitglieder

gleichberechtigt in Entscheidungen über die Ausrichtung, Umsetzung und Finanzierung von Projekten eingebunden sind.

Soweit die Region Hannover und/oder regionsangehörige Kommunen die Genossenschaft mitgründen oder sich an ihr beteiligen, sind ergänzend die kommunalwirtschaftlichen Vorgaben des Niedersächsischen Kommunalverfassungsgesetzes (NKomVG) zu beachten. Die Beteiligung an einer eingetragenen Genossenschaft als Unternehmen in einer Rechtsform des privaten Rechts ist danach insbesondere zulässig, wenn ein öffentlicher Zweck vorliegt, die Kapitalbindung und die Haftungsrisiken in einem angemessenen Verhältnis zur Leistungsfähigkeit der Kommune stehen, keine unbestimmten Verlustübernahmepflichten begründet werden und der kommunale Einfluss auf die Unternehmenssteuerung sowie die Erfüllung des öffentlichen Zwecks rechtlich abgesichert sind. Gerade für Projekte der Energieversorgung und der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien eröffnet § 136 NKomVG den Kommunen einen erweiterten Handlungsspielraum. Die Gründung bzw. Beteiligung bedarf eines entsprechenden Beschlusses der Vertretung und unterliegt den kommunalaufsichtlichen Anzeige- und Überwachungspflichten.

Die Genossenschaft unterliegt einer regelmäßigen externen Prüfung durch den genossenschaftlichen Prüfungsverband, was für Transparenz, Sicherheit und eine professionelle Unternehmensführung sorgt. Dies reduziert das Risiko finanzieller Fehlentscheidungen und bietet sowohl Mitgliedern als auch externen Partnern wie Banken oder Fördergebern eine verlässliche Grundlage für langfristige Kooperationen.

Ein weiterer großer Vorteil der Genossenschaft als Rechtsform liegt in ihrer besonderen Eignung für Bürgerenergieprojekte, da sie es ermöglicht, Kapital von vielen Bürgern einzusammeln und gleichzeitig das finanzielle Risiko jedes einzelnen Mitglieds zu begrenzen. Durch die Mitgliedschaft in der Genossenschaft beschränkt sich die Haftung der einzelnen Mitglieder ausschließlich auf ihre gezeichneten Anteile, wodurch persönliche finanzielle Risiken minimiert werden. Die Nachschusspflicht der Mitglieder ist gemäß Satzung vollständig ausgeschlossen.

Die Genossenschaft bietet zudem eine hohe Flexibilität bei der Aufnahme neuer Mitglieder und Kapitalerhöhungen, wodurch sie leicht skalierbar ist und auf sich verändernde wirtschaftliche Anforderungen reagieren kann. Außerdem genießen eingetragene Genossenschaften ein hohes öffentliches Ansehen und werden oft gezielt von Kommunen und Förderinstitutionen unterstützt, wodurch sich verbesserte Zugänge zu Finanzierungen und Förderprogrammen ergeben. Zusammenfassend ermöglicht das rechtliche Konzept der eingetragenen Genossenschaft eine stabile, transparente und risikoarme Organisation der Projekte, die sowohl wirtschaftlich attraktiv ist als auch den ideellen und sozialen Zielen der Mitglieder gerecht wird.

6. Geschäftsbetrieb, Betriebsorganisation, Personal

Die Region-BEG zeichnet sich durch eine klare und effiziente Organisationsstruktur aus, die gemeinsam durch Aufsichtsrat und Vorstand geleitet wird, wobei der Vorstand federführend den operativen Geschäftsbetrieb verantwortet. Die allgemeine Organisation der Genossenschaft wird durch die/den Aufsichtsratsvorsitzende/n koordiniert, die/der sicherstellt, dass alle Aktivitäten abgestimmt und zielgerichtet verlaufen. Der Vorstand wird bei seiner Tätigkeit von Mitarbeiter*innen oder Dienstleistern unterstützt, welche jeweils ein klares Aufgabengebiet besitzen: Technik, Projekte und Öffentlichkeitsarbeit.

Die Geschäftsführung der Genossenschaft erfolgt durch einen zweiköpfigen Vorstand, bestehend aus einem hauptamtlich tätigen und einem nebenamtlich tätigen Vorstandsmitglied. Für die Jahre 2027 bis 2029 wird in der Aufbauphase von einem jeweiligen Beschäftigungsumfang von 50 % (Abbildung 4) ausgegangen. Mit dem sukzessiven Ausbau des Projektportfolios und der Inbetriebnahme weiterer Anlagen erhöht sich der Steuerungs- und Verwaltungsaufwand, sodass der Vorstand ab 2030 in Vollzeit tätig sein soll. Darüber hinaus wurde ab 2030 eine weitere Vollzeitstelle berücksichtigt.

Organisatorischer Aufbau	Planstelle	Zeitanteile	
		2027-2030	> 2030
Vorstand, hauptamtlich	Vollzeit	0,5	1,0
Vorstand, nebenamtlich	Vollzeit	0,5	1,0
Mitarbeiter, Projekt	Vollzeit	-,-	1,0

Abbildung 4: Personalstruktur der Region-BEG

Auf den Einsatz eigenen technischen Betriebspersonals wird bewusst verzichtet. Die technische Betriebsführung soll durch externe spezialisierte Dienstleister wahrgenommen werden. Diese haben insbesondere den sicheren Betrieb, die kontinuierliche Überwachung sowie die technische Betreuung der zu errichtenden Anlagen sicherzustellen. Im Bereich „Projekte“ sollen zudem die Identifikation, Akquisition und Wirtschaftlichkeitsbewertung neuer Vorhaben sowie deren Umsetzung von der Planung über die Realisierung bis zur Inbetriebnahme organisatorisch abgesichert werden.

Der Bereich Öffentlichkeitsarbeit und kaufmännische Administration umfasst insbesondere die Mitgliedergewinnung, die Erstellung projektbezogener Informations- und Kommunikationsunterlagen, die Betreuung der Website und der Social-Media-Kanäle sowie eine aktive Presse- und Öffentlichkeitsarbeit. Ergänzend werden in diesem Bereich wesentliche kaufmännische Steuerungs- und Unterstützungsaufgaben wahrgenommen, insbesondere in den Feldern Controlling, Finanzplanung, Buchführung und Rechnungswesen. Die Wahrnehmung dieser Aufgaben soll überwiegend auf Basis eines Dienstleistungsvertrags mit externen Anbietern erfolgen.

Dieses Modell ermöglicht es der Genossenschaft, ihre Organisationsstruktur effizient und ressourcenschonend auszugestalten und gleichzeitig auf bestehende fachliche und operative Kapazitäten zurückzugreifen.

7. Kosten- und Ertragsplanung

Die Kosten- und Ertragsplanung der Region-BEG ist auf einen mehrjährigen, stufenweisen Unternehmensaufbau ausgerichtet. Das Startjahr der Planung ist 2027; zugleich wird eine jährliche Preissteigerungsrate von 2 % unterstellt. Die Ertragsseite entwickelt sich dabei parallel zum sukzessiven Ausbau des Anlagenportfolios und wird durch zusätzliche Beteiligungserträge ergänzt.

Die Umsatzerlöse steigen von zunächst 53.763 EUR im Jahr 2027 auf 245.922 EUR im Jahr 2029 und erhöhen sich mit Inbetriebnahme der großvolumigen weiteren Anlagen ab 2030 deutlich auf 1.568.474 EUR. Bis zum Ende des Betrachtungszeitraums wachsen die Umsatzerlöse auf 2.153.179 EUR im Jahr 2046 an. Zusätzlich sind sonstige betriebliche Erträge eingeplant, die insbesondere aus Windparkbeteiligungen bzw. vergleichbaren Beteiligungserträgen resultieren und von 3.000 EUR im Jahr 2027 auf 801.000 EUR im Jahr 2046 anwachsen. Daraus ergibt sich eine Gesamtleistung von 56.763 EUR im Jahr 2027, 1.580.474 EUR im Jahr 2030 und schließlich 2.945.179 EUR im Jahr 2046.

Die **Ertragsstruktur** beruht im Wesentlichen auf den PV-bezogenen Stromerlösen aus den einzelnen Dach- und Freiflächenprojekten. In den ersten Planjahren wird die Erlösentwicklung durch die schrittweise Inbetriebnahme der Dachanlagen geprägt. Ab 2030 kommt ein deutlich größerer Ergebnisbeitrag aus der Freiflächenanlage hinzu. Für die Jahre ab 2030 weist die Planung gesondert PV-Erlöse aus Direktvermarktung sowie PV-Erlöse aus Überschusseinspeisung aus. Für die acht Dachflächenanlagen wurde vereinfachend nur von Direktvermarktungserlösen (ohne Einspeisung ins öffentliche Stromnetz) ausgegangen. Die Erlöse aus der Direktvermarktung für die Freiflächenanlage steigen dabei von 1.089.440 EUR im Jahr 2030 auf 1.495.568 EUR im Jahr 2046, während die Erlöse aus Überschusseinspeisung im selben Zeitraum von 116.434 EUR auf 159.839 EUR anwachsen. Für die acht Dachflächenanlagen wurden Erlöse von 53.763 EUR (2027) bis zu 497.772 EUR (2046) geplant.

Auf der **Kostenseite** fallen in der Aufbauphase insbesondere Personal-, Miet-, Verwaltungs- und Zinskosten sowie Abschreibung an. Die Personalkosten steigen von 40.000 EUR im Jahr 2027 auf 41.616 EUR im Jahr 2029, erhöhen sich ab 2030 auf 113.232 EUR (Vollzeittätigkeit der Vorstände) und erreichen im Jahr 2046 155.787 EUR. Die Mietkosten wachsen durch die kontinuierliche Anmietung der Dachflächen im Rahmen der Projektierungsplanung von 9.900 EUR im Jahr 2027 auf 66.934 EUR ab dem Jahr 2030 und wurden ab 2031 mit einer jährlichen VPI-Anpassung von 2,0 % p.a. versehen. Bis 2046 steigen die Mietkosten somit auf bis zu 91.886 EUR. Für Instandhaltung und Wartung sind Aufwendungen aus vergleichbaren Projekten von 5,5 Euro/kWp bezogen auf die jeweils in den Planjahren installierte Leistung in

Ansatz gebracht worden. Hinzu kommen Werbe- und Reisekosten, die sich von 7.500 EUR im Jahr 2027 auf 10.712 EUR im Jahr 2046 erhöhen.

Für das Ende des Projektlebenszyklus der einzelnen Anlagen wird eine Rückbauverpflichtung berücksichtigt. Diese umfasst den fachgerechten Abbau der Photovoltaikanlage, die ordnungsgemäße Entsorgung bzw. das Recycling sämtlicher Komponenten sowie die vollständige Wiederherstellung der ursprünglichen Flächenbeschaffenheit. Für die Kostenkalkulation wird ein Ansatz von 15EUR/kwp zugrunde gelegt. Dieser Betrag wird über den gesamten Planungszeitraum hinweg – fortgeschrieben mit der bereits beschriebenen Preissteigerungsrate – sukzessive aufgebaut und als Rückstellung für ungewisse Verbindlichkeiten im Bilanzansatz berücksichtigt. Die entsprechenden Rückstellungen stellen somit einen integralen Bestandteil der langfristigen Gesamtkostenplanung dar.

Ein wesentlicher Kostenblock der Planung sind die Zinsaufwendungen aus der Eigen- und Fremdfinanzierung der Investitionen. Diese steigen von 9.868 EUR im Jahr 2027 über 429.347 EUR im Jahr 2030 und verbleiben in den Folgejahren zunächst auf hohem Niveau, bevor sie bis 2046 auf 91.125 EUR zurückgehen. Nähere Ausführungen zur Finanzierung finden sich in Kapitel 8. Die Abschreibungen wachsen von 22.737 EUR im Jahr 2027 auf 520.445 EUR ab 2030 und bleiben in dieser Größenordnung im weiteren Planungsverlauf konstant. Die sonstigen Aufwendungen steigen von 52.944 EUR im Jahr 2027 auf 174.467 EUR im Jahr 2046; hierin enthalten sind unter anderem Aufwendungen für Beiträge, Versicherungen, Prüfung, Steuerberatung, Instandhaltung, Kommunikation sowie die Bildung von Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen.

In der Gesamtschau steigen die Gesamtkosten von 142.949 EUR im Jahr 2027 auf 1.228.536 EUR im Jahr 2030 und erreichen aufgrund des erweiterten Anlagenportfolios sowie der damit verbundenen Zins- und Betriebskosten 1.247.013 EUR im Jahr 2033. In den Folgejahren bewegen sich die Gesamtkosten auf einem Niveau zwischen 1.234.253 EUR und 1.044.421 EUR jährlich. Damit ist die Kostenstruktur insgesamt stark vom Ausbaupfad der Projekte und der damit verbundenen Finanzierung abhängig.

Die **Ergebnisplanung** weist in der Anlauf- und Aufbauphase bis einschließlich 2029 negative Ergebnisse aus, **wodurch gerade in der Aufbauphase der Region-BEG eine Dividendenzahlung gemäß § 21 GenG an die Mitglieder nicht möglich ist.** Aus diesem Grunde plant die Genossenschaft auch sog. Nachrangdarlehen für diejenigen Mitglieder und unter Berücksichtigung von § 21b GenG zuzulassen, die an einer kontinuierlichen Verzinsung ihres eingesetzten Kapitals interessiert sind. Die Nachrangdarlehen sind – unabhängig vom erzielten Betriebsergebnis – von Beginn an kontinuierlich zu verzinsen.

Das **Betriebsergebnis vor Steuern** liegt im Jahr 2027 bei -86.186 EUR und verbessert sich zwar im Zeitverlauf, bleibt jedoch bis 2029 mit -12.368 EUR negativ. Ab 2030 wird mit positiven Betriebsergebnis vor Steuern gerechnet. Die aufgelaufenen Verlustvorträge werden durch die zusätzlichen Umsatzerlösen aus dem deutlich erweiterten Anlagenbestand ab dem Jahr 2030 ausgeglichen und das Betriebsergebnis vor Steuern beträgt dann 351.938 EUR. Dieses steigt in den Folgejahren bis 2046 auf 1.909.758 EUR an. Nach Berücksichtigung der

im Plan ausgewiesenen EE-Steuern ergibt sich ab 2030 ebenfalls ein nachhaltiger positiver Ergebnisverlauf: Das **Betriebsergebnis nach Steuern** wächst von 282.968 EUR im Jahr 2030 auf 1.387.439 EUR im Jahr 2046.

Die Wirtschaftsplanung zeigt damit ein für kapitalintensive Infrastruktur- und Energieprojekte typisches Bild: In den ersten Jahren steht einer noch begrenzten Erlösbasis ein erheblicher Vorlauf an Struktur-, Finanzierungs- und Verwaltungskosten gegenüber. Mit zunehmender Anzahl und Größe der in Betrieb genommenen Anlagen verbessert sich die Ertragskraft jedoch deutlich. Ab Mitte des Planungszeitraums entsteht ein tragfähiges und wachsendes Ergebnissniveau, das sowohl die wirtschaftliche Stabilität der Genossenschaft als auch ihre Fähigkeit zum weiteren Ausbau des Projektportfolios stützt.

8. Finanzierung

Die Finanzierung der Region-BEG erfolgt auf Grundlage eines ausgewogenen Finanzierungsmixes aus Eigenkapital der Mitglieder und langfristigem Fremdkapital.

In der Gründungs- und Aufbauphase bildet das Eigenkapital aus den Pflichtanteilen der Mitglieder die zentrale Finanzierungsbasis. Ausgangspunkt sind 100 Mitglieder mit insgesamt 1.000 Geschäftsanteilen à 500 EUR und damit ein anfängliches Eigenkapital von 500.000 EUR; im Finanzierungsplan ist für das erste Planjahr 2027 bereits ein Eigenkapitalbestand von 650.000 EUR aus Pflichtanteilen berücksichtigt. Ergänzend wird im Startjahr ein KfW-Förderdarlehen Nr. 270 „Standard“ in Höhe von 227.371,50 EUR eingesetzt. Daraus ergibt sich für das Jahr 2027 eine Finanzierungsstruktur von rund 74 % Eigenkapital und 26 % Fremdkapital.

Die Eigenkapitalbasis soll im weiteren Verlauf durch den kontinuierlichen Zugang neuer Mitglieder und weiterer Pflichtanteile sukzessive ausgebaut werden. Die Wirtschaftsplanung geht davon aus, dass die Geschäftsguthaben aus Pflichtanteilen von 650.000 EUR im Jahr 2027 bis auf 3.425.500 EUR im Jahr 2046 anwachsen. Freiwillige Geschäftsanteile, Nachrangdarlehen der Mitglieder oder sonstige zusätzliche Eigenkapitalinstrumente sind durchaus möglich, aber in der Planung nicht berücksichtigt. Sofern die Region-BEG Nachrangdarlehen einwerben sollte, so würden diese Mittel das im Plan berücksichtigte Fremdkapital in gleicher Höhe substituieren. Damit basiert die Eigenkapitalausstattung auf einem klar strukturierten und für eine Genossenschaft typischen Mitgliederfinanzierungsmodell.

Die Fremdfinanzierung wird zunächst über das KfW-Darlehen 270 dargestellt. Für dieses Darlehen sind ein Zinssatz von 4,34 % p. a., eine Zinsbindung von 10 Jahren sowie drei tilgungsfreie Jahre zugrunde gelegt. Ab dem vierten Jahr setzt die planmäßige Tilgung ein; die Annuität liegt dann bei rund 21.236 EUR p. a.. Der Kapitaldienst ist dadurch in der Startphase vergleichsweise moderat und steigt erst mit dem Ausbau des Projektportfolios an.

Für die Finanzierung der weiteren Projektstufen sind ab 2028 zusätzliche Folgefinanzierungen vorgesehen, die ebenfalls zu KfW-ähnlichen Konditionen modelliert wurden. In der Planung sind insbesondere zusätzliche Darlehen in Höhe von 706.551 EUR im Jahr 2028, 361.450 EUR im Jahr 2029 sowie 8.095.575 EUR im Jahr 2030 im wesentlichen für die Freiflächenanlage berücksichtigt. Diese Folgefinanzierungen orientieren sich am Investitionsverlauf und werden jeweils projektbezogen eingesetzt. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass der Finanzierungsbedarf nicht vollständig vorfinanziert werden muss, sondern synchron zum tatsächlichen Ausbau des Anlagenportfolios gedeckt wird.

Der Investitionsschwerpunkt liegt in den Jahren 2027 bis 2029 auf dem Aufbau der Dachanlagen und verlagert sich ab 2030 mit der Realisierung der Freiflächenanlage deutlich in eine neue Größenordnung. Entsprechend steigt auch der Kapitaldienst im Zeitverlauf an. Während sich der gesamte Kapitaldienst aus Zins und Tilgung im Jahr 2028 auf rund 40.532 EUR und im Jahr 2029 auf rund 56.219 EUR beläuft, erhöht er sich mit Eintritt der großvolumigen Projektfinanzierung im Jahr 2030 auf rund 440.716 EUR. In den späteren Planjahren beträgt der jährliche Kapitaldienst im Durchschnitt 842.070 EUR. Ursächlich hierfür ist die Ablösung der Finanzierungsdarlehen nach der 10-jährigen Zinsbindung in den Jahren 2037 (121.341 EUR), 2038 (377.065 EUR), 2039 (192.895 EUR) sowie 2040 (4.320.364 EUR). Der Kapitaldienst bleibt jedoch auf Grundlage der steigenden Ertragskraft und der positiven Liquiditätsentwicklung tragfähig. Die Annuitätenstruktur ist dabei langfristig planbar und basiert auf einem über den gesamten Zeitraum konsistent modellierten Zins- und Tilgungsverlauf.

Die Tragfähigkeit der Finanzierung wird durch die Ergebnis- und Liquiditätsplanung gestützt. Die Wirtschaftsplanung zeigt, dass sich der Projekt- und Finanzierungsbedarf zunächst mit dem Aufbau des Portfolios erhöht, die operative Ertragsbasis jedoch mit Inbetriebnahme weiterer Anlagen deutlich anwächst. Ab 2030 werden Betriebsüberschüsse nach Steuern von mehr als 282.000 EUR p. a. ausgewiesen; gleichzeitig bleibt die kumulierte Liquidität durchgängig positiv und steigt bis zum Ende des Betrachtungszeitraums auf rund 383.267 EUR an. Damit ist die Fähigkeit der Genossenschaft, ihre Zins- und Tilgungsverpflichtungen dauerhaft zu erfüllen und zugleich weiteres Wachstum zu finanzieren, in der Wirtschaftsplanung nachvollziehbar dargestellt.

Insgesamt ist die Finanzierungsplanung auf Langfristigkeit, Planbarkeit und Solidität ausgerichtet. Das Modell verbindet eine stetig wachsende Eigenkapitalbasis aus Mitgliedermitteln mit langfristigen Förder- und Projektfinanzierungen. Dadurch wird die notwendige Investitionsfähigkeit für den Ausbau des Energieportfolios geschaffen, ohne die Liquiditätslage der Genossenschaft zu überlasten. Die Finanzierung ist damit sowohl für die Anlaufphase als auch für die spätere Skalierung des Geschäftsmodells tragfähig konzipiert.

9. Liquiditätsplanung

Die Liquiditätsplanung der Genossenschaft ist auf den mehrjährigen, stufenweisen Aufbau des Anlagenportfolios ausgerichtet und weist über den gesamten Planungszeitraum eine

durchgehend positive kumulierte Liquidität aus. Ausgehend von einer anfänglichen Liquiditätsausstattung von 650.000 EUR beläuft sich der kumulierte Liquiditätsbestand nach dem ersten Planjahr 2027 auf 313.690 EUR, steigt im Jahr 2031 auf 1.058.120 EUR und reduziert sich bis zum Ende des Planungszeitraums auf 383.267 EUR. Hierbei ist unterstellt, dass überschüssige Liquidität in zusätzliche Beteiligungen und/oder Projekte reinvestiert wird.

Die Einzahlungen setzen sich im Wesentlichen aus laufenden operativen Einzahlungen, Einzahlungen auf Geschäftsanteile der Mitglieder, Fremdfinanzierungsmitteln sowie projektbezogenen Folgefinanzierungen zusammen. Die Gesamteinzahlungen steigen von 372.829 EUR im Jahr 2027 auf 3.342.179 EUR im Jahr 2046; einen deutlichen Sondereffekt bildet dabei das Jahr 2030 mit 11.134.978 EUR, das insbesondere durch die Finanzierung und Umsetzung der Freiflächenanlage geprägt ist. Insbesondere führt der Erwerb der Freiflächenanlage zu einem Vorsteuereffekt, der einen Liquiditätszufluss von rund 1,4Mio.EUR bewirkt. Parallel hierzu wachsen die Gesamtauszahlungen von 620.444 EUR im Jahr 2027 auf 3.627.135 EUR im Jahr 2046; ebenfalls mit einem Investitionsschwerpunkt im Jahr 2030, in dem Auszahlungen von 9.701.540 EUR veranschlagt sind.

Die Planung zeigt, dass es in einzelnen Jahren – insbesondere in investitionsintensiven Projektphasen – zu negativen Jahressalden kommen kann. Dies betrifft unter anderem die Jahre 2027 (-247.615 EUR), 2033 (-15.992 EUR), 2037 (-44.705 EUR), 2038 (-249.315 EUR), 2040 (-3.844.393 EUR), 2042 (-377.138 EUR), 2043 (-495.063 EUR), 2044 (-357.881 EUR), 2045 (-693.910 EUR) sowie 2046 (-284.956 EUR). Diese negativen Jahressalden führen jedoch zu keiner Unterdeckung, da sie durch die vorhandene Liquiditätsreserve sowie die in der Planung vorgesehenen Eigen- und Fremdmittel aufgefangen werden. Die kumulierte Liquidität bleibt in sämtlichen Planjahren positiv.

Positiv auf die Liquiditätsentwicklung wirken insbesondere der kontinuierliche Zufluss neuer Geschäftsguthaben – von 40.000 EUR im Jahr 2028 auf 388.000 EUR im Jahr 2046 – sowie die eingeplanten Folgefinanzierungen für einzelne Investitionsabschnitte, darunter 706.551 EUR im Jahr 2028, 361.450 EUR im Jahr 2029, 8.095.576 EUR im Jahr 2030. Gleichzeitig berücksichtigt die Liquiditätsplanung sämtliche wesentlichen Mittelabflüsse, insbesondere Investitionsauszahlungen, Personal- und Verwaltungskosten, Kapitaldienst sowie Steuern. Dadurch bildet sie die Zahlungsfähigkeit der Genossenschaft realitätsnah und belastbar ab.

Insgesamt belegt die Liquiditätsplanung, dass die Genossenschaft trotz der investitionsbedingt angespannten Aufbaujahre jederzeit zahlungsfähig bleibt und über den gesamten Betrachtungszeitraum eine ausreichende Liquiditätsreserve vorhält. Die Finanzierung des Vorhabens ist damit nicht nur in der Ergebnisrechnung, sondern auch unter Liquiditätsgesichtspunkten tragfähig dargestellt.

10. Ausschüttung und Dividende

Die Verzinsung der Geschäftsanteile der Mitglieder erfolgt grundsätzlich aus dem Jahresüberschuss und steht unter dem Vorbehalt der wirtschaftlichen Entwicklung der Genossenschaft sowie der gesetzlichen Vorgaben des Genossenschaftsgesetzes (GenG).

Auf Basis der Planungsrechnung ist vorgesehen, die Geschäftsguthaben perspektivisch mit einer angemessenen Verzinsung von mindestens 3,00 % p.a. auszustatten. Dabei orientiert sich die Ausgestaltung an einer langfristig tragfähigen Ausschüttungspolitik unter Berücksichtigung der Liquiditäts- und Investitionserfordernisse der Genossenschaft.

Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass solange Verlustvorräte bestehen bzw. kein hinreichender ausschüttungsfähiger Jahresüberschuss erwirtschaftet wird, gemäß §21a GenG keine Verzinsung bzw. Dividendenausschüttung erfolgen kann. Entsprechend ist insbesondere in der Anlaufphase der Genossenschaft nicht mit laufenden Ausschüttungen zu rechnen, da zunächst die in den ersten Geschäftsjahren entstehenden Anlaufverluste ausgeglichen werden müssen.

Aufgrund der in der Anlaufphase der Genossenschaft geplanten Investitionen sowie der damit verbundenen Anlaufverluste entstehen in den ersten Geschäftsjahren Verlustvorräte. Diese sind entsprechend den gesetzlichen Vorgaben zunächst vollständig mit erwirtschafteten Jahresüberschüssen zu verrechnen. Vor diesem Hintergrund ist in den Anfangsjahren bis einschließlich 2029 nicht von einer Ausschüttung auszugehen. Erst mit der Umsetzung und Inbetriebnahme größerer Investitionsvorhaben – insbesondere der für das Jahr 2030 vorgesehenen Freiflächenanlage – wird in der Planung ein deutlicher Anstieg der Ertragskraft erreicht, der zu einem Abbau der bestehenden Verlustvorräte führt. Auf Basis der aktuellen Wirtschaftlichkeitsberechnung wird erstmals ab dem Geschäftsjahr 2030 ein positiver ausschüttungsfähiger Bilanzgewinn erwartet, sodass ab diesem Zeitpunkt grundsätzlich eine Verzinsung der Geschäftsanteile bzw. Dividendenausschüttung möglich wird.

Unabhängig hiervon besteht für Mitglieder die Möglichkeit, sich neben den Geschäftsanteilen über Nachrangdarlehen an der Finanzierung der Genossenschaft zu beteiligen. Für derartige Nachrangdarlehen können – abhängig von der konkreten Ausgestaltung – feste Verzinsungen vereinbart werden, die grundsätzlich unabhängig vom bilanziellen Jahresergebnis zu bedienen sind. Diese Instrumente ermöglichen eine alternative Form der Kapitalüberlassung mit regelmäßigem Ertrag, sind jedoch mit einem erhöhten Risiko im Rangrücktritt verbunden.

Die Entscheidung über die konkrete Höhe und Ausschüttung einer Verzinsung bzw. Dividende obliegt jährlich der Generalversammlung auf Vorschlag von Vorstand und Aufsichtsrat unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen Lage der Genossenschaft.

11. Marketing und Vertrieb

Die erfolgreiche Vermarktung der Region-BEG erfordert eine sorgfältige Betrachtung des Marktes, eine klare Identifikation relevanter Zielgruppen sowie eine gezielte Marketingstrategie. Die Marktanalyse zeigt aktuell ein günstiges Umfeld für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland, speziell in Niedersachsen. Politische Förderprogramme und gesetzliche Vorgaben zur Energiewende stärken die Nachfrage nach nachhaltigen, regional erzeugten Energien erheblich. Hinzu kommt, dass immer mehr Privatpersonen, Kommunen und lokale Unternehmen aufgrund steigender Strompreise nach wirtschaftlich sinnvollen Alternativen suchen und dabei großen Wert auf regionale Wertschöpfung sowie ökologische Nachhaltigkeit legen. Dies bietet ideale Bedingungen, um sowohl private Bürgerinnen und Bürger als auch lokale Gewerbebetriebe und öffentliche Einrichtungen als Kunden und Partner zu gewinnen.

In der regionalen Wettbewerbsanalyse zeigt sich, dass Bürgerenergieprojekte in Niedersachsen zunehmend etabliert und akzeptiert sind, was für die Genossenschaft einerseits gute Voraussetzungen bietet, andererseits aber auch zu einem verstärkten Wettbewerb um geeignete Flächen und Abnehmer führt. Insbesondere kommerzielle Energieunternehmen und spezialisierte Projektentwickler agieren in diesem Markt aktiv, verfügen jedoch oft nicht über die lokale Vernetzung, Akzeptanz und Transparenz einer Genossenschaft. Genau hier liegt ein klarer Wettbewerbsvorteil der Region-BEG, die durch ihre lokale Verankerung, demokratische Organisation und geringe Gewinnerwartungen attraktive Projekte auch dort realisieren kann, wo rein kommerzielle Akteure aufgrund geringerer Margen oder fehlender Akzeptanz zurückhaltender sind. Besonders bei der Nutzung kommunaler Dachflächen oder Liegenschaften verfügt die Genossenschaft über bedeutende Vorteile gegenüber externen Wettbewerbern.

Die wichtigsten Zielkunden der Region-BEG lassen sich in drei wesentliche Gruppen einteilen. Erstens stehen öffentliche Einrichtungen wie die Stadt Hannover, Schulen, Schwimmbäder oder Verwaltungsgebäude im Fokus, da diese über konstante Strombedarfe verfügen und langfristige Verträge eingehen können. Zweitens bilden lokale Unternehmen und landwirtschaftliche Betriebe eine relevante Zielgruppe, da sie sich durch lokal erzeugte erneuerbare Energien nicht nur ökologisch positionieren können, sondern oft auch wirtschaftliche Vorteile durch günstigere und stabilere Energiekosten erreichen. Drittens zählen Privatpersonen aus der Region zu den Zielkunden, die über Mitgliedschaften an den wirtschaftlichen Erfolgen der Genossenschaft partizipieren und den lokal erzeugten Strom ebenfalls direkt oder indirekt nutzen möchten. Durch diese breite Zielgruppenstruktur ergibt sich eine diversifizierte Kundenbasis, die langfristige Stabilität für die Genossenschaft sichert.

Die Marketingstrategie der Region-BEG basiert im Wesentlichen auf regionaler Verbundenheit, Transparenz und kontinuierlicher Kommunikation. Zentraler Baustein der Strategie ist eine intensive Öffentlichkeitsarbeit. Dazu gehören regelmäßige Informationsveranstaltungen, gezielte Pressearbeit in lokalen und regionalen Medien sowie die Pflege der eigenen Webseite und relevanter Social-Media-Kanäle. Hierdurch wird nicht nur Transparenz über die aktuellen Projekte geschaffen, sondern auch neue Mitglieder gewonnen, indem diese von den Vorteilen einer Mitgliedschaft sowie der langfristigen Ausrichtung der Genossenschaft

überzeugt werden. Ergänzend zur allgemeinen Öffentlichkeitsarbeit werden konkrete Marketingmaßnahmen wie Flyer, Broschüren und gezielte Kampagnen zu Projektstarts genutzt, um potenzielle neue Kunden sowie Kooperationspartner auf lokaler Ebene zu erreichen.

Im Vertrieb setzt die Genossenschaft vorwiegend auf direkte Ansprache und persönliche Kontakte. Die Vernetzung der Vorstands- und Aufsichtsratsmitglieder in der Region wird gezielt genutzt, um Türen zu lokalen Entscheidungsträgern zu öffnen und langfristige Abnahmeverträge sowie Kooperationsvereinbarungen abzuschließen. Das Angebot maßgeschneiderter Lösungen wie Direktabnahmeverträge für lokale Unternehmen erhöht dabei die Attraktivität für potenzielle Partner erheblich.

Insgesamt folgt das Marketing- und Vertriebskonzept der Region-BEG einer klaren regionalen Ausrichtung, die gezielt lokale Netzwerke und direkte Kommunikationskanäle nutzt, um sowohl Mitglieder als auch Kunden und Projektpartner langfristig an die Genossenschaft zu binden. Die Verbindung aus lokaler Vernetzung, persönlicher Ansprache und transparenter Öffentlichkeitsarbeit bildet die Basis für eine erfolgreiche Positionierung und nachhaltiges Wachstum der Genossenschaft im regionalen Energiemarkt.

12. Chancen und Risiken

12.1 Chancen

Die Region-BEG befindet sich derzeit in einem günstigen Marktumfeld, das ihr vielfältige externe Chancen bietet, um ihre Ziele erfolgreich umzusetzen. Besonders hervorzuheben ist hierbei der gesellschaftliche und politische Rückenwind für den Ausbau erneuerbarer Energien. Durch die zuletzt deutlich verschärften nationalen Ausbauziele für Photovoltaik und Windenergie sowie die verbindlichen Klimaschutzziele auf Bundes- und Landesebene besteht ein erhöhtes öffentliches und politisches Interesse, den Ausbau dezentraler Energieanlagen konsequent voranzutreiben. In Niedersachsen wurden zusätzliche Regelungen eingeführt, welche gezielt Bürgerenergiegesellschaften bei der Umsetzung neuer Projekte fördern und bevorzugen, etwa durch vereinfachte Planungs- und Genehmigungsverfahren sowie gezielte Förderprogramme und Beratungsmöglichkeiten. Dies erleichtert nicht nur die administrative Realisierung der geplanten Anlagen, sondern reduziert gleichzeitig Planungsrisiken und -kosten, wodurch Projekte schneller und kosteneffizienter umgesetzt werden können.

Die garantierten Einspeisevergütungen für Photovoltaikanlagen sowie die Möglichkeit zur rentablen Direktvermarktung des lokal erzeugten Stroms schaffen verlässliche finanzielle Rahmenbedingungen, die es der Genossenschaft erlauben, langfristig rentable Projekte umzusetzen. Durch den gleichzeitig bestehenden Druck der Bundesregierung und des Landes Niedersachsen, schnell neue erneuerbare Erzeugungskapazitäten zu schaffen, ergeben sich verbesserte Bedingungen für Ausschreibungen und Kooperationen mit öffentlichen Stellen, Stadtwerken und privaten Unternehmen. Vor allem die aktuellen staatlichen

Fördermöglichkeiten erleichtern den Zugang zu günstigem Fremdkapital. Dies senkt die Finanzierungskosten erheblich und erlaubt eine zügige und nachhaltige Entwicklung der Genossenschaft.

Zusätzlich bietet das derzeitige Marktumfeld, geprägt durch volatile und insgesamt hohe Strompreise, viele Chancen für dezentrale Erzeugungsanlagen. Der kontinuierlich steigende Strompreis auf dem Energiemarkt verbessert die wirtschaftliche Attraktivität der Direktabnahme von lokal erzeugtem Strom signifikant. Kunden wie kommunale Einrichtungen, lokale Unternehmen und Privatkunden sind zunehmend daran interessiert, sich langfristig mit günstigem und vor Ort erzeugtem Strom zu versorgen. Dies eröffnet der Genossenschaft Chancen, attraktive Stromlieferverträge mit festen, langfristigen Konditionen abzuschließen. Vor allem Projekte wie die PV-Anlage auf Freiflächen oder öffentlichen und gewerblichen Dachflächen profitieren von der Möglichkeit, den erzeugten Strom direkt vor Ort an die Kunden zu verkaufen. Dies sichert nicht nur stabile Einnahmen, sondern erhöht auch die Planbarkeit und langfristige Rentabilität der Anlagen deutlich.

Ein weiterer wichtiger externer Vorteil für die Region-BEG ergibt sich aus dem zunehmenden gesellschaftlichen Interesse an nachhaltigen Geldanlagen und regionalen Beteiligungsmodellen. Mehr Bürgerinnen und Bürger wollen gezielt in umweltfreundliche und regional sichtbare Projekte investieren, was der Genossenschaft große Vorteile beim Einwerben neuer Mitglieder und Kapitalgeber verschafft. Gleichzeitig bevorzugen viele Kommunen, öffentliche Einrichtungen und regionale Unternehmen die Zusammenarbeit mit transparenten und lokal verankerten Bürgerinitiativen, anstatt mit anonymen, externen Investoren. Hieraus entstehen für die Genossenschaft Wettbewerbsvorteile in der Projektakquise, da öffentliche und private Partner bevorzugt Projekte mit lokaler Beteiligung unterstützen. Dieses gestiegene gesellschaftliche Bewusstsein und der Wunsch nach regionaler Wertschöpfung verbessern die Chancen der Genossenschaft erheblich, sich langfristig im Markt zu etablieren und weitere innovative Projekte umzusetzen.

12.2 Externe Risiken

Neben den vielversprechenden Chancen ergeben sich für die Region-BEG auch verschiedene externe Risiken, die sorgfältig betrachtet und aktiv gemanagt werden müssen. Ein wesentliches Risiko stellt dabei die politische und regulatorische Unsicherheit dar. Zwar sind aktuell viele Rahmenbedingungen zur Förderung erneuerbarer Energien günstig, doch Änderungen in der Bundes- oder Landespolitik könnten zukünftige Projekte erheblich beeinflussen. So könnten Anpassungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), wie eine Senkung der Vergütungssätze oder der Wegfall spezifischer Vorteile für Bürgerenergiegesellschaften, die Wirtschaftlichkeit künftiger Projekte beeinträchtigen. Zudem könnten politische Mehrheiten auf Landes- oder Bundesebene wechseln und damit auch die Unterstützung für dezentrale Energieprojekte reduzieren. Diese Abhängigkeit von politischen Entscheidungen erzeugt Planungsunsicherheit und erschwert langfristige Investitionsentscheidungen der Genossenschaft.

Ein weiteres externes Risiko liegt in der Entwicklung der Strommarktpreise. Obwohl derzeit die Preise auf dem Strommarkt ein hohes Niveau aufweisen, das die Direktvermarktung

attraktiver macht, sind diese Preise starken Schwankungen unterworfen und schwer vorhersehbar. Sollten die Marktpreise für Strom mittel- bis langfristig sinken, beispielsweise durch einen verstärkten Ausbau großer erneuerbarer Erzeugungsanlagen, könnte dies die Wirtschaftlichkeit insbesondere von Anlagen, die auf Direktvermarktung ausgelegt sind, erheblich beeinträchtigen. Auch die Möglichkeit, Strom zu attraktiven Konditionen direkt an lokale Abnehmer zu verkaufen, könnte sich verschlechtern, wenn der allgemeine Strommarkt günstiger wird und potenzielle Abnehmer dann attraktivere Alternativen wählen. Diese Preisvolatilität erschwert somit eine langfristige wirtschaftliche Kalkulation und erfordert sorgfältige und eher konservative Planungsszenarien.

Weiterhin stellen derzeitige und potenzielle zukünftige Engpässe bei Materialverfügbarkeit und steigende Rohstoffpreise ein ernst zu nehmendes Risiko für die Region-BEG dar. In den vergangenen Jahren haben Lieferkettenprobleme, steigende Kosten für Solarmodule, Stahl und elektronische Komponenten sowie genereller Fachkräftemangel in der Baubranche bereits dazu geführt, dass Projekte verzögert wurden oder geplante Investitionsbudgets überschritten werden mussten. Ein Wiederauftreten ähnlicher Engpässe könnte die Projektkosten weiter erhöhen und die Wirtschaftlichkeit geplanter Investitionen nachhaltig beeinträchtigen.

Ein zusätzliches Risiko ergibt sich aus dem intensiven Wettbewerb um attraktive Standorte und Projekte im Bereich erneuerbarer Energien. Große kommerzielle Investoren und Energieunternehmen drängen zunehmend in den Markt, um lukrative und großdimensionierte Projekte umzusetzen. Dieser Wettbewerbsdruck könnte dazu führen, dass es für die Region-BEG schwieriger wird, attraktive Flächen und geeignete Dachflächen für neue Photovoltaikprojekte zu sichern. Große Investoren verfügen oft über mehr Kapital und Ressourcen, wodurch sie schneller agieren und oft bessere Konditionen bieten können.

Schließlich stellen mögliche Widerstände aus der lokalen Bevölkerung, insbesondere bei größeren Freiflächenprojekten, ein weiteres relevantes externes Risiko dar. Obwohl Bürgerenergiegenossenschaften grundsätzlich von höherer lokaler Akzeptanz profitieren, kann es bei konkreten Standortentscheidungen dennoch zu Konflikten mit Anwohnern oder Interessengruppen kommen, beispielsweise aufgrund landschaftlicher oder naturschutzrechtlicher Bedenken. Solche Konflikte können Projektgenehmigungen erheblich verzögern oder sogar verhindern und die Genossenschaft mit zusätzlichen finanziellen und zeitlichen Belastungen konfrontieren. Trotz lokaler Verankerung bleibt das Risiko bestehen, dass nicht alle geplanten Projekte reibungslos umgesetzt werden können, und es zusätzlicher, zeit- und kostenintensiver Überzeugungsarbeit bedarf, um die notwendige Zustimmung der Bevölkerung zu sichern.

12.3 Interne Risiken

Die konkret geplante Photovoltaikanlage auf der Freifläche bringt spezifische Risiken mit sich, die sorgfältig betrachtet werden müssen. Ein zentrales Risiko ist hierbei, dass Hauptabnehmer als direkte Stromnutzer wegfallen, und die Wirtschaftlichkeit des Projekts hierdurch erheblich beeinträchtigt wird, da alternative Abnehmer möglicherweise erst gefunden werden müssten und dies zulasten der Konditionen gehen könnte. Zudem könnte eine Umstellung auf vollständige Einspeisung in das öffentliche Netz zu einer deutlich geringeren Vergütung und somit

reduzierten Einnahmen führen, wodurch die Amortisationszeit der Anlage erheblich verlängert würde.

Neben dem Ausfallrisiko des Hauptabnehmers bestehen zudem technische Risiken, die den reibungslosen Betrieb der Anlage beeinflussen könnten. Dazu gehören etwa Ausfälle von Wechselrichtern oder anderen kritischen Komponenten der PV-Anlage, welche temporär zu einem vollständigen oder teilweisen Produktionsausfall führen könnten. Schäden durch Wetterereignisse wie Sturm, Hagel oder Schneelast können zusätzlich auftreten und könnten erhebliche Reparatur- und Wartungskosten verursachen sowie Produktionsausfälle mit sich bringen. Obwohl diese Risiken teilweise durch Versicherungen abgedeckt werden können, verbleiben dennoch Selbstbehalt und Restkosten, die von der Genossenschaft getragen werden müssten. Außerdem könnte es durch Verzögerungen bei der Beschaffung von Ersatzteilen oder durch den aktuellen Fachkräftemangel bei Handwerksbetrieben zu verlängerten Ausfallzeiten kommen, was wiederum Einnahmeverluste zur Folge hätte.

12.4 Risikovermeidungsstrategie

Um den langfristigen Erfolg der Region-BEG sicherzustellen, ist ein aktives und umfassendes Risikomanagement erforderlich, das sowohl interne als auch externe Risiken wirksam adressiert. Internen Risiken, wie organisatorischen Schwachstellen oder Fehlplanungen bei Projekten, sollten durch die Etablierung klarer Strukturen und professioneller Prozesse frühzeitig begegnet werden. Hierzu zählt insbesondere der Aufbau eines kompetenten und erfahrenen (Dienstleister)Teams, das über ausreichende fachliche Kenntnisse in den Bereichen Projektentwicklung, technische Planung, Vertragsgestaltung und finanzielle Steuerung verfügt. Regelmäßige Fortbildungen und Schulungen der Verantwortlichen sowie kontinuierliche Einbindung externer Experten helfen dabei, potenzielle Planungsfehler, Kommunikationsprobleme oder organisatorische Schwächen frühzeitig zu erkennen und zu beheben. Zudem gewährleistet eine transparente, nachvollziehbare und auf langfristige Stabilität ausgerichtete Finanzplanung, einschließlich angemessener Liquiditätsreserven, dass kurzfristige finanzielle Engpässe vermieden werden können.

Um externen Risiken, wie Änderungen politischer Rahmenbedingungen, Preisschwankungen am Strommarkt oder Materialengpässen effektiv entgegenzuwirken, sollte die Genossenschaft verschiedene strategische Maßnahmen ergreifen. Dazu gehört vornehmlich eine möglichst breite Diversifizierung der Geschäftsfelder, etwa durch eine Kombination aus Photovoltaikanlagen, Windkraftbeteiligungen und perspektivisch auch ergänzenden Technologien wie Agri-PV, Speichern oder E-Mobilität. Dadurch können negative Entwicklungen in einzelnen Bereichen besser abgefedert werden, da nicht das gesamte Geschäftsfeld der Genossenschaft betroffen wäre. Eine weitere wichtige Strategie ist die flexible und konservative Kalkulation der Wirtschaftlichkeit neuer Projekte, wobei Preisschwankungen bei Strom, Materialkostensteigerungen oder mögliche Verzögerungen in der Umsetzung von Beginn an berücksichtigt und entsprechende finanzielle Reserven eingeplant werden. Zusätzlich sind eine regelmäßige Marktbeobachtung und ein proaktiver Austausch mit politischen Entscheidungsträgern wichtig, um Änderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen frühzeitig zu erkennen und Anpassungen in der Projektstrategie rechtzeitig vorzunehmen.

Speziell für das konkret geplante Projekt, wie die PV-Anlage ist eine spezifische Risikoabsicherung empfehlenswert. Um dem Ausfallrisiko von wichtigen Stromabnehmern zu begegnen, sollten langfristige Stromabnahmeverträge vereinbart werden, die möglichst klare Kündigungsregelungen und finanzielle Sicherheiten beinhalten. Zusätzlich könnte frühzeitig ein alternativer Absatzplan entwickelt werden, beispielsweise durch Gewinnung weiterer lokaler Verbraucher oder durch die Möglichkeit einer flexiblen Netzeinspeisung zu attraktiven Konditionen. Technische Risiken wie Ausfälle, Wartungsprobleme oder Unwetterschäden lassen sich durch eine umfassende technische Überwachung und Wartungsplanung sowie ausreichenden Versicherungsschutz weitgehend absichern. Hierbei sollte besonders auf verlässliche Hersteller und Anbieter zurückgegriffen werden, die eine langfristige Ersatzteilversorgung und guten Service gewährleisten können.

Anlage

Die zum Business Case gehörige Planungsrechnung befindet sich in einer digitalen Ansichtsversion in der Anlage 4 bzw. in einer druckoptimierten Version in der Anlage 5.