



Landtagsbeschluss "Photovoltaikanlagen für landeseigene Immobilien"
Leitfaden "Photovoltaikanlagen für landeseigene Immobilien" zur Umsetzung des
Landtagsbeschlusses 6/2637 zu Drucksache 6/2280 NF

Herausgegeben vom
Thüringer Ministerium für
Infrastruktur und Landwirtschaft
in der Fassung vom 14. Oktober 2020

Inhaltsübersicht

1.	Einleitung	3
2.	Geltungsbereich	3
3.	Zuständigkeiten	3
4.	Photovoltaik für landeseigene Gebäude	4
4.1	Ausgangslage Photovoltaik für Landesgebäude	4
4.2	Umsetzungskonzept	4
4.2.1	Potenzialanalyse und Hochrechnung des Mittel- und Personalbedarfs	5
4.2.2	Personalbedarf und -anforderungen	6
5.	Rechtliche Grundlagen	7
6.	Gegenstand und Vorgehen	7
6.1	Gegenstand/Inhalt der Baumaßnahmen für Photovoltaik	7
6.2	Vorgehen und Durchführung der Projekte	8
6.2.1	Allgemein	8
6.2.2	Eckpunkte für Untersuchungen und Auswahlkriterien der Projekte	8
6.2.3	Vorgehen zur Aufstellung der Bedarfsanmeldung-Bau 2A (BABau-2A)	10
6.2.4	Führen der Objektgesamtliste PV	10
7.	Aufgaben der Projektgruppe „PV TLBV“	11
8.	Mittelbereitstellung und Finanzierung	11
9.	Technische Vorgaben	12
10.	Wirtschaftlichkeit	12
10.1	Allgemeine Vorgaben	12
10.2	Besonderheiten/PV-projektspezifische Vorgaben	13
11.	Betrieb	14
12.	Instandhaltung	15
13.	Versicherung	16
14.	Steuerrechtliche Aspekte	16
15.	Berichtspflicht des TLBV	16
15.1	Quartalsbericht	16
15.2	Zweijahresbericht	17
16.	Besonderheiten für Photovoltaikanlagen bei Neubauten und Gebäudesanierungen	18
17.	Schlusswort	20

1. Einleitung

Der Thüringer Landtag hat in seiner 61. Plenarsitzung am 2. September 2016 den Beschluss „Photovoltaikanlagen für landeseigene Immobilien“ gefasst (Drucksache 6/2637 zu Drucksache 6/2280 NF).

Mit diesem Landtagsbeschluss wird die Landesregierung insbesondere aufgefordert, alle geeigneten Dächer landeseigener Immobilien unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit und Finanzierbarkeit bis Ende 2021 mit Photovoltaikanlagen in Eigenregie und ausgelegt auf den Eigenverbrauch im Gebäude nachzurüsten (s. Anlage 0).

Der Leitfaden einschließlich Grundlagenbeschreibung dient der Umsetzung von Ziffer I Nr. 1 des Landtagsbeschluss „Photovoltaikanlagen für landeseigene Immobilien“.

Beginnend mit dem Doppelhaushalt 2018/2019 wurden die haushaltsmäßigen Voraussetzungen zur Sicherstellung der Finanzierung der Photovoltaikanlagen in landeseigenen Immobilien sowie des Personalbedarfs zur Umsetzung dieser in dem Umfang neuen Aufgabe für die Landesverwaltung geschaffen.

Nach Auswertung der Projektzwischenergebnisse zum 30. Juni 2020 wird derzeit eingeschätzt, dass bei vollständiger Personalisierung alle geeigneten Dächer landeseigener Immobilien unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit und der Finanzierbarkeit mit Photovoltaiksystemen in Eigenregie und ausgelegt auf den Eigenverbrauch bis spätestens 2024 nachgerüstet werden können.

Der Projekterfolg ist maßgeblich davon abhängig, ob die Personalisierung im Projektzeitraum für diese anspruchsvolle Aufgabe künftig vollständig im Staatlichen Hochbau sichergestellt werden kann.

2. Geltungsbereich

Der Leitfaden "Photovoltaikanlagen für landeseigene Immobilien" zur Umsetzung des Landtagsbeschlusses 6/2637 zu Drucksache 6/2280 NF ist bei der Errichtung von gebäudebezogenen Photovoltaikanlagen auf Bestandsgebäuden des Landes einschließlich Hochschulen anzuwenden.

Bei Neubauten und Grundsanierungen sind Photovoltaikanlagen integraler Bestandteil der jeweiligen Planungs- und Bauaufgabe (siehe Abschnitt Nr. 16).

3. Zuständigkeiten

Gemäß RLBau Abschnitt A obliegt die Leitung und Organisation der Staatlichen Hochbauverwaltung dem hierfür zuständigen Ministerium (TMIL), ebenso die Dienst- und Fachaufsicht.

Die Bearbeitung und Durchführung der Aufgaben des Staatlichen Hochbaus sind dem Landesamt für Bau und Verkehr (TLBV) (Abteilung 2, Hochbau und Liegenschaften) übertragen, soweit keine Zuständigkeit der Hochschulen gemäß RLBau Abschnitt A Nr. 1.1.2 bis 1.1.4 besteht.

Abhängig davon, ob es sich um eine Baumaßnahme im Landesbau oder Hochschulbau handelt, obliegt die federführende Zuständigkeit für die Durchführung der Bauaufgabe grundsätzlich dem Referat 23 (Hochschulbau) oder dem Referat 24 (Landesbau) im TLBV. Das Referat 26 (Gebäudetechnik) im TLBV wirkt bei der Projektaufgabe jeweils mit.

Mit Blick auf die Besonderheiten des Projekts und die Schwerpunktaufgaben ist es aus fachlicher Sicht notwendig, für das Projekt „Photovoltaikanlagen für landeseigene Immobilien“ eine Projektgruppe „PV TLBV“ in der Durchführungsebene (TLBV) einzurichten. Die Aufgabenschwerpunkte der Projektgruppe „PV TLBV“ enthält Abschnitt Nr. 7.

Bei Ziffer I Nr. 1 des Landtagsbeschlusses „Photovoltaikanlagen für landeseigene Immobilien“ handelt es sich um eine in dem Umfang neue und zusätzliche Aufgabe für die Landesverwaltung. Nach Abschluss der mit Ziffer I.1 verbundenen planerischen und baulichen Umsetzung reduziert sich die zusätzliche Aufgabe der Landesverwaltung im Wesentlichen auf die Betreuung und den Bauunterhalt der im Rahmen des Projekts „Photovoltaikanlagen für landeseigene Immobilien“ installierten Photovoltaikanlagen.

Für die Phase der Betreuung der Photovoltaikanlagen zeichnet sich das Referat 27 (Liegenschaften) im TLBV verantwortlich, soweit die Betreuung der im Rahmen des Projekts „Photovoltaikanlagen für landeseigene Immobilien“ installierten Photovoltaikanlagen nicht in der Zuständigkeit der hausverwaltenden Dienststelle (bspw. Hochschulen) liegt.

4. Photovoltaik für landeseigene Gebäude

4.1 Ausgangslage Photovoltaik für Landesgebäude

Die Stromerzeugung aus Photovoltaik wurde seit dem Jahr 2008 im Rahmen der Initiative „Photovoltaik auf Landesdächern“ ausgebaut. Bis Ende 2014 wurden Pachtverträge für 37 Landesgebäude im Interessenbekundungsverfahren in der Regel öffentlich ausgeschrieben. Für 34 Gebäude wurden Pachtverträge abgeschlossen. Zusammen mit den im Jahr 2016 fertiggestellten Photovoltaik-Projekten verfügen derzeit 41 Landesgebäude über Photovoltaikanlagen. Die Leistung der in Landesgebäuden installierten Photovoltaikanlagen stieg von 30 kW_{peak} (kW_p) im Jahr 2008 auf über 1.900 kW_p bis Ende 2016. Die Stromerzeugung aus Photovoltaik erhöhte sich auf über 1,5 %. Die Bezugsgröße ist der Gesamtstromverbrauch aller Landesgebäude.

Mit den Novellierungen des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) – u. a. die Neufassung vom 21. Juli 2014 - verschlechterten sich die Bedingungen für die Verpachtung der Landesdächer deutlich. An Ausschreibungen beteiligten sich trotz umfangreicher Vorarbeiten zuletzt keine Bieter oder die Bewerber zogen ihre Angebote zurück.

Seit 2015 wurden keine Neuverträge mehr zur Verpachtung der landeseigenen Dächer zum Zwecke der Photovoltaik-Nutzung durch Gesellschaften oder Energiegenossenschaften geschlossen.

Die seit 2009 im Abschnitt K 21 der für Staatliche Hochbaumaßnahmen einschlägigen Verwaltungsvorschrift (bis 2011 DABau Thüringen, ab 2011 Richtlinien für die Durchführung von Bauaufgaben des Freistaats Thüringen (RLBau Thüringen)) bestehende Vorgabe, wonach bei Neubauten und grundhaften Sanierungen für Photovoltaik geeignete und genehmigungsfähige Dächer statisch so auszulegen sind, dass diese mit einer Photovoltaikanlage ausgestattet werden können, wurde vom TLBV bei den laufenden Baumaßnahmen regelmäßig umgesetzt.

4.2 Umsetzungskonzept

Im Rahmen der Erarbeitung des vom TMIL aufgestellten Umsetzungskonzepts zum Landtagsbeschluss „Photovoltaikanlagen für landeseigene Immobilien“ wurde 2016 eine Potenzialanalyse durchgeführt. Ziel war die Ermittlung des Potenzials, das landeseigene Gebäude für die solare

Energiegewinnung zur (teilweisen) Deckung des Eigenbedarfs bieten. Aufbauend auf den Ergebnissen der Potenzialanalyse wurden die Leistungen, Aufwendungen und Maßnahmen ermittelt, die zur Erschließung und Nutzung des solaren Potenzials der Landesgebäude erforderlich sind.

4.2.1 Potenzialanalyse und Hochrechnung des Mittel- und Personalbedarfs

Für eine solare Stromerzeugung in landeseigenen Liegenschaften kommen die Dachflächen und Fassaden von Neubauten und Bestandsgebäuden sowie im besonderen Einzelfall auch Freiflächen in Betracht.

Der Anteil der Neubauten ist im Vergleich zum Gebäudebestand sehr gering. Bei der Potenzialermittlung können insofern die Photovoltaikanlagen im Zusammenhang mit Neubauten vernachlässigt werden.

Die solare Nutzung von Fassaden bei Bestandsgebäuden bleibt bei der Potenzialermittlung unberücksichtigt, da solaraktive Fassaden bei Maßnahmen ohne grundhafte bzw. auch mit Fassadensanierung regelmäßig wirtschaftlich noch nicht darstellbar sind.

Eine solare Nutzung von Freiflächen in landeseigenen Liegenschaften ist grundsätzlich denkbar. Im Hinblick auf die zu vermeidende Inanspruchnahme unversiegelter Flächen ist sie jedoch auf die Einzelfälle begrenzt, bei denen signifikante Synergieeffekte vorliegen.

Im Fokus einer solaren Nutzung stehen insofern die Dachflächen geeigneter Landesgebäude im Bestand.

Wesentliche Voraussetzungen für eine wirtschaftliche solare Nutzung der Bestandsgebäude und den Eigenverbrauch sind eine Mindestgröße der Gebäude und der Netzanschluss an die Elektroenergie- und ggf. Wärmeversorgung. In die vertiefte Potenzialanalyse und weitere fachtechnische Bewertung wurden daher nur die landeseigenen Gebäude einbezogen, die eine Nettogrundfläche von mehr als 50 m² besitzen und einen Elektroenergieverbrauch von jährlich mindestens 3.000 kWh/a aufweisen. Diese Gebäude werden nachfolgend auch als energetisch relevante Gebäude bezeichnet.

Von den knapp 1.500 landeseigenen Gebäuden mit einer Nettogrundfläche von insgesamt 1.930.000 m² erfüllen die vorstehenden Voraussetzungen 841 Gebäude mit einer Nettogrundfläche von insgesamt 1.725.000 m².

Im Rahmen der Umsetzung des Landtagsbeschlusses „Photovoltaikanlagen für landeseigene Immobilien“ sind diese 841 energetisch relevanten Gebäude liegenschaftsbezogen und gebäudekonkret für die solare Nutzung zu betrachten.

Zur konzeptionellen Vorbereitung dieser von der Landesverwaltung zu bearbeitenden, umfangreichen Aufgabe wurden das Potenzial der 841 Landesgebäude für die solare Nutzung, der Mittelbedarf und der Personalbedarf abgeschätzt.

Zur Potenzialabschätzung wurden u. a. Kennwerte herangezogen, die in den Jahren 2008 und 2009 im Zusammenhang mit Untersuchungen an 307 Landesgebäuden zur Verpachtung der Dächer an Dritte für die solare Nutzung ermittelt wurden. Darüber hinaus wurden die Erfahrungen berücksichtigt, die im Zuge des zwischen 2009 und 2016 erfolgten Ausbaus der Photovoltaik auf Landesdächern gewonnen wurden.

Im Ergebnis der Hochrechnung sind nach Abzug der 41 bereits mit Photovoltaikanlagen ausgestatteten Gebäude bis zu 230 weitere Landesgebäude für die Photovoltaiknutzung geeignet und voraussichtlich auch wirtschaftlich mit diesen zu betreiben.

Bei einer durchschnittlichen PV-Spitzenleistung pro Dach von geschätzt 35 kW_p ergibt sich eine PV-Gesamtleistung von - nach oben abgeschätzt - 8.000 kW_p. Die wirtschaftlich vertretbare Gesamtinvestition für den Bau dieser Photovoltaikanlagen wird aktuell mit 20 Mio. Euro eingeschätzt.

Bestandteil der Investitionssumme in Höhe von 20 Mio. Euro sind auch die notwendigen Mittel, die – ohne die Wirtschaftlichkeit der Projekte in Frage zu stellen – bei Bedarf einzuplanen sind, um Dächer statisch zu ertüchtigen und für eine mindestens 20-jährige Photovoltaik-Nutzung unter Beachtung der aktuell einschlägigen sicherheits-, brandschutz- und energetischen Vorgaben fachgerecht vorzubereiten.

Wird ein Zubau von 8.000 kW_p an Photovoltaik unterstellt, dann steigt die jährlich erzeugte Energiemenge durch Photovoltaikanlagen in den landeseigenen Liegenschaften auf über 9 Gigawattstunden pro Jahr an. Bezogen auf den Gesamtstromverbrauch aller Landesgebäude wäre das ein Anteil des Solarstromes in Höhe von 8 %.

Um das Ziel zu erreichen und alle geeigneten und wirtschaftlich nutzbaren Dächer bis Ende 2024 mit Photovoltaikanlagen in Eigenregie und ausgelegt auf den Eigenverbrauch nachzurüsten, werden im Realisierungszeitraum bis 2024 Investitionsmittel für Photovoltaikanlagen in Höhe von jährlich durchschnittlich 4 bis 5 Mio. Euro benötigt.

Für die Bauherrenleistungen, Projektsteuerung und notwendigen Vorprüfungen der Hochbauverwaltung im Zusammenhang mit der Planung und dem Bau der Photovoltaikanlagen sind 5 Vollbeschäftigten-Einheiten über die Gesamtprojektdauer von 4 Jahren (d. h. summarisch 20 Vollbeschäftigten-Einheiten) notwendig. Im Realisierungszeitraum sind damit zusätzliche Ingenieur-Projektstellen im TLBV und in der Abteilung 2 im Thüringer Ministerium für Infrastruktur und Landwirtschaft erforderlich.

Analog der Kleinen und Großen Hochbaumaßnahmen des Landes sind Freiberuflich Tätige mit den Grundleistungen der Leistungsphasen nach HOAI (i.d.R. Leistungsphasen 2 bis 8) für die Photovoltaikanlagen zu beauftragen.

4.2.2 Personalbedarf und -anforderungen

Für das Gesamtprojekt sind 5 Vollbeschäftigten-Einheiten über die Gesamtprojektdauer von 4 Jahren (d. h. summarisch 20 Vollbeschäftigten-Einheiten) für Bauherrenleistungen, Projektsteuerung und notwendige Vorprüfungen der Hochbauverwaltung für die Planung und den Bau der Photovoltaikanlagen geplant. Bei einer linearen Verteilung über 4 Jahre sind 5 Ingenieur-Projektstellen in Vollzeit im Geschäftsbereich des TMIL notwendig.

Im TLBV ist eine Projektgruppe „Photovoltaikanlagen für landeseigene Immobilien“ (= Projektgruppe „PV TLBV“) interimweise für die Dauer des Projektes eingerichtet.

Für die Projektgruppe im TLBV ist folgende Personalisierung haushaltsmäßig bestätigt:

- ein Dipl.-Ing. oder Master des Bauingenieurwesens mit langjährigen Erfahrungen im Projektmanagement und Bauleitung als Projektleiter,

- ein Dipl.-Ing. (FH) oder Bachelor des Bauingenieurwesens mit vertieften statischen Kenntnissen,
- ein Dipl.-Ing. (FH) oder Bachelor der Elektrotechnik mit langjährigen Erfahrungen für Planung und Bau von Photovoltaikanlagen und
- ein Dipl.-Ing. (FH) oder Bachelor der Elektrotechnik.

In der Abteilung 2 des TMIL „Städte- und Wohnungsbau, Staatlicher Hochbau“ ist folgende Personalisierung für 4 Jahre haushaltsmäßig bestätigt:

- ein Dipl.-Ing./Master oder Dipl.-Ing. (FH)/Bachelor der Elektrotechnik mit einschlägiger Berufserfahrung in Planung und Bau von Photovoltaikanlagen

Die haushaltsmäßige Absicherung der 5 Projektstellen erfolgt im Landeshaushalt 2020 über Beschäftigungsentgelte für Bauleitpersonal im Einzelplan 18, Hauptgruppe 4, Titel 427 01.

5. Rechtliche Grundlagen

Bei der Durchführung der Baumaßnahmen für das Projekt „Photovoltaikanlagen für landeseigene Immobilien“ sind unter anderem zu beachten:

- das Thüringer Haushaltsgesetz,
- die Thüringer Landeshaushaltsordnung (ThürLHO) einschließlich der Durchführungsvorschriften,
- das Vergaberecht (bundes- und landesrechtliche Vorschriften),
- die Richtlinien für die Durchführung von Bauaufgaben des Freistaats Thüringen (RLBau) und
- die Richtlinie zur Korruptionsbekämpfung in der Verwaltung des Freistaats Thüringen.

Darüber hinaus wird insbesondere hingewiesen auf:

- Leitlinien für den Klima- und Ressourcenschutz sowie die Energieeinsparung für die staatlichen Hochbaumaßnahmen (RLBau Abschnitt K 21),
- Landtagsbeschluss vom 2. September 2016 „Photovoltaik für landeseigene Immobilien“ vom 2. September 2016 (Drucksache 6/2637 zu Drucksache 6/2280 NF) und
- Landtagsbeschluss „Energetische Standards im öffentlichen Bau vorbildlich gestalten“ vom 6. November 2015.

6. Gegenstand und Vorgehen

6.1 Gegenstand/Inhalt der Baumaßnahmen für Photovoltaik

Der Gegenstand bzw. Inhalt einer Baumaßnahme für Photovoltaik sind alle planerischen, technischen und baulichen Leistungen, die für die Realisierung und Inbetriebnahme der gebäudebezogenen Photovoltaikanlagen und die Herstellung der Voraussetzungen für einen mindestens 20-jährigen wirtschaftlichen Betrieb der Photovoltaikanlagen in einer Liegenschaft erforderlich sind.

6.2 Vorgehen und Durchführung der Projekte

6.2.1 Allgemein

Die Durchführung der Bauaufgaben erfolgt nach RLBau Abschnitt D.

Anträge für Bauvorhaben können von den obersten Landesbehörden an das TMIL/Abteilung 2/Referat 24 gemäß RLBau Abschnitt D (Kleine Neu-, Um- und Erweiterungsbauten) gestellt werden.

Darüber hinaus wird das TMIL/Referat 24 in Eigeninitiative geeignete Photovoltaik-Projekte vorschlagen und – nach Vorlage der Anträge von den obersten Landesbehörden gemäß RLBau Abschnitt D – das TLBV mit der Planung und Baudurchführung beauftragen. In diesen Fällen stellt das TLBV die BABau-2A - abweichend von RLBau Abschnitt D Nr. 2.1.2 - stellvertretend für die hausverwaltende Dienststelle gemäß den Ausführungen in den nachfolgenden Abschnitten auf.

Das TMIL, Referat 24 prüft die Anträge (BABau-2A), ob die Vorhaben den Zielen und Schwerpunkten des Landtagsbeschlusses entsprechen, ein hohes Potenzial aufweisen, die Outputindikatoren erfüllen, die Wirtschaftlichkeit gemäß PWiB-Tool (s. Anlage G) nachgewiesen und eine Finanzierung aus Landesmitteln möglich und gesichert ist. Die haushaltsmäßige Prüfung (Einzelplan 18) erfolgt unter Beteiligung des Referates 27 im TMIL. Bei der Objektprüfung einschließlich Liegenschaftsentwicklungskonzept wird das Referat 22 im TMIL beteiligt.

Bei einem positiven Ergebnis der Prüfungen erteilt das TMIL, Referat 24 dem TLBV den Auftrag zur Erarbeitung der vereinfachten Haushaltsunterlage-Bau (vHU-Bau).

Die Planung und Durchführung der Bauvorhaben obliegt dem TLBV.

Das weitere Verfahren entspricht den Regelungen der RLBau.

6.2.2 Eckpunkte für Untersuchungen und Auswahlkriterien der Projekte

Im Rahmen der Umsetzung des Landtagsbeschlusses „Photovoltaikanlagen für landeseigene Immobilien“ sind die 841 energetisch relevanten Gebäude durch das TLBV liegenschaftsbezogen sowie objektkonkret für die solare Nutzung zu untersuchen. Die Untersuchungen des TLBV haben zum Ziel, geeignete und voraussichtlich auch wirtschaftliche PV-Projekte zu ermitteln sowie die Grundlagen für die BABau-2A zu erarbeiten.

Zur Reduzierung des Verwaltungsaufwandes sind die Untersuchungen ortsbezogen durchzuführen. Die ortsbezogene Vorgehensweise und Durchführung schafft die Grundlage, mehrere Liegenschaften in räumlicher Nähe im zeitlichen und inhaltlichen Kontext gebündelt zu untersuchen. Darüber hinaus bestehen gute Voraussetzungen, Skaleneffekte im Rahmen der Planung, Ausschreibung und Betreibung (Poolbildung) zu nutzen.

Die Auswahl und Festlegung der priorisierten Orte erfolgt in den regelmäßigen Projektgruppensitzungen.

Die Untersuchungen sind jeweils liegenschaftsbezogen in den freigegebenen Orten durchzuführen, d. h. es sind jeweils alle in der Landesliegenschaft vorhandenen energetisch relevanten Ge-

bäude kompakt und zeitlich zusammengefasst zu untersuchen. Dabei sind zuerst die Liegenschaften für die Untersuchung auszuwählen, die ein sehr hohes Potenzial für die Photovoltaik-Nutzung und den Eigenverbrauch aufweisen. Liegenschaften haben ein hohes Potenzial, wenn die Gebäude der Liegenschaft summarisch eine große Nettogrundfläche und einen hohen Stromverbrauch aufweisen.

Die Liegenschaften bzw. Gebäude werden vom TLBV dreistufig bearbeitet.

Die Stufe 1 umfasst eine Grobanalyse aller Gebäude einer Liegenschaft und im Einzelfall auch der Außenanlagen. Die Stufe 1 schließt ab mit einer Empfehlung zur Planung von Photovoltaikanlagen für geeignete Gebäude der Liegenschaft. Mit der Empfehlung verbunden ist die zeitnahe Aufstellung einer BABau-2A durch das TLBV.

Hinweis: In der Regel wird das Investitionsvolumen bei den Photovoltaikprojekten 2.000.000 € nicht übersteigen, so dass das Formular BABau-2A (Muster 9A RLBau) heranzuziehen ist.

Im Rahmen der Aufstellung der BABau-2A ist die Kostenangabe (grober Kostenrahmen) durch das TLBV zu ermitteln. Die Kostenangabe soll den Leistungsumfang gemäß Nr. 6.1 abbilden.

Nachfolgende Unterlagen sind der BABau-2A beizufügen:

- Zusammenfassung PWiB-Tool (Photovoltaik-Wirtschaftlichkeits-Berechnungstool) und
- Checklisten zur Standortaufnahme (s. Anlage F) für jedes Gebäude einer Liegenschaft.

Die Stufe 2 umfasst die Aufstellung der Bauunterlagen (Leistungsphasen 2 und 3 der HOAI) für gebäudebezogene Photovoltaikanlagen in einer Liegenschaft für die Gebäude, bei denen ein relevantes Potenzial für die Photovoltaik-Nutzung im Rahmen der Grobanalyse festgestellt worden ist. Die Stufe 2 schließt ab mit der vereinfachten HU-Bau nach RLBau Abschnitt D.

Die Stufe 3 umfasst die Aufstellung der Ausführungsplanung und die Bauausführung gemäß RLBau Abschnitt D Nr. 4.

Mit der Bearbeitung der Stufen 2 und 3 soll jeweils zeitnah nach Vorlage der nach RLBau erforderlichen Anträge, Zustimmungen, haushaltsrechtlichen Voraussetzungen und dem Planungs- bzw. Bauauftrag des TMIL an das TLBV begonnen werden.

Für die auszuwählenden bzw. geplanten Maßnahmen gelten folgende Outputindikatoren:

- der Rückgang des Primärenergieverbrauchs in landeseigenen Gebäuden und
- zusätzliche Kapazitäten der Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen in landeseigenen Liegenschaften.

Auch im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit besteht folgender zusammengesetzter Zielwert für die Finanzierung der Photovoltaikprojekte:

- 1.200 Euro pro MWh $\text{Primärenergierückgang/a}$ und
- 1,3 Mio. Euro pro MW $\text{EE-Leistung-Zuwachs}$.

Hinweis: Sofern die Stromversorgung der Liegenschaft/der Gebäude überregional aus 100% regenerativ erzeugter Elektroenergie erfolgt, ist ein Primärenergiefaktor von 1,0 für die durch den Eigenverbrauch ersetzte Elektroenergie anzusetzen.

Die ausgewählten bzw. geplanten Maßnahmen sollen die vorgenannten Zielwerte für die Projektfinanzierung grundsätzlich nicht überschreiten.

6.2.3 Vorgehen zur Aufstellung der Bedarfsanmeldung-Bau 2A (BABau-2A)

Das objektkonkrete Vorgehen bei der Erarbeitung einer BABau-2A (Stufe 1) ist nachfolgend aufgeführt:

- a) Anforderung Energiebescheid im TLBV, Referat 27
- b) Abstimmung mit den jeweiligen Objektverantwortlichen im TLBV, u. a. zur aktuellen Nutzung und Perspektive der Liegenschaft und der Gebäude, laufende bzw. geplante Baumaßnahmen, Besonderheiten
- c) Sichtung der Bestandsunterlagen
- d) Vor-Ort-Begehung unter Verwendung der Checkliste zur Standortaufnahme (s. Anlage F)
- e) Ertragsprognose unter Berücksichtigung des Stromlastganges (soweit verfügbar) (Zielgröße der Dimensionierung sind 95 % Eigenverbrauch, Untergrenze sind 90 % Eigenverbrauch)
- f) überschlägige Wirtschaftlichkeitsbetrachtung mittels PWiB-Tool (s. Anlage G)
- g) bei Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit:
Erarbeitung der BABau-2A mit begründenden Anlagen:
 - Checkliste zur Standortaufnahme und
 - Ergebnisausdruck PWiB-Tool
- h) Zusammenstellung und Dokumentation der Ergebnisse (Akte und Sharepoint)
- i) Übernahme der relevanten Ergebnisse in die Objektgesamtliste-PV

Die Vor-Ort-Begehung und die Vorbereitung der begründenden Unterlagen sind grundsätzlich gemeinsam durch eine/(n) Sachbearbeiter/-in Elektro und eine/(n) Sachbearbeiter/-in Bau der Projektgruppe „PV TLBV“ durchzuführen.

Für die überschlägige Bewertung der Wirtschaftlichkeit sind pauschal, bis zur Vorlage abgerechneter Projekte, 1.300 €/kW_p Systemkosten/Errichtungskosten (im Wesentlichen KG 400 DIN 276) anzunehmen.

Antragssteller für eine BABau-2A ist die hausverwaltende Dienststelle der Liegenschaft in Abstimmung mit dem jeweiligen Ressortministerium gemäß RLBau Abschnitt D.

Die Einholung der Unterschrift der hausverwaltenden Dienststelle für die BABau-2A liegt grundsätzlich im Aufgabenbereich des TLBV.

Die hausverwaltende Dienststelle übergibt die BABau-2A regelmäßig an das zuständige Ressortministerium.

6.2.4 Führen der Objektgesamtliste PV

Die 841 energetisch relevanten Gebäude sind in der Objektgesamtliste PV aufgeführt.

Die Objektgesamtliste PV ist vom TLBV zu führen, fortzuschreiben und auf dem aktuellen Stand zu halten.

Alle wesentlichen Arbeitsstände und Kennwerte (s. Spalten in der Objektgesamtliste PV) sind in die Objektgesamtliste zeitnah einzutragen, sodass der Stand der Projektbearbeitung jederzeit der Objektgesamtliste PV entnommen werden kann.

7. Aufgaben der Projektgruppe „PV TLBV“

Durch die Projektgruppe „PV TLBV“ im TLBV sind vier Arbeitsschwerpunkte zu bearbeiten. Die Arbeitsschwerpunkte sind nachfolgend dargestellt.

- a) Grundsatzarbeit
 - Mitwirkung am Leitfaden „Photovoltaikanlagen für landeseigene Immobilien“ zur Umsetzung des Landtagsbeschlusses 6/2637 zu Drucksache 6/2280 NF
 - Bearbeitung von Einzelthemen mit grundsätzlicher Bedeutung (u. a. Wartung, Betreuung und Monitoring von Photovoltaikanlagen)
 - Mitwirkung bei der Optimierung des PV-Projektablaufs
- b) Projektentwicklung
 - Projektentwicklung im Gebäudebestand („PV im Bestand“)
 - Aufstellung BABau-2A (s. auch Abschnitt 6.2.3)
- c) Planung und Bau
 - Sichtung und Prüfung der Planungsaufträge „PV im Bestand“
 - Durchführung der Projektschritte für die Baumaßnahmen „PV im Bestand“ nach RLBau bis einschl. VOB-Abnahme
 - Beratung des TLBV intern bei Neubaumaßnahmen (nur im zwingend erforderlichen Umfang)
- d) Betreuung
 - Mitwirkung bei der Betreuung (Unterstützung des Betreibers) der Photovoltaikanlagen nach Inbetriebnahme
 - Mitwirkung bei der Inspektion und Wartung der Photovoltaikanlagen
 - Mitwirkung bei dem Monitoring der Photovoltaikanlagen

8. Mittelbereitstellung und Finanzierung

Ab Doppelhaushalt 2018/2019 enthält der Einzelplan 18 „Staatliche Hochbaumaßnahmen“ im Kapitel 1825, Titel 711 17 den Programmtitel „Photovoltaikanlagen für landeseigene Immobilien“.

Als Gesamtinvestitionssumme für den Bau der Photovoltaikanlagen sind 20 Mio. Euro vorgesehen.

Der Programmtitel „Photovoltaikanlagen für landeseigene Immobilien“ ist im Zeitraum von 2018 bis 2024 haushaltsseitig wie folgt mit Landesmitteln ausgestattet bzw. soll wie folgt ausgestattet werden:

Jahr	Landeshaushaltsplan 2018/2019	Landeshaushaltsplan 2020	Landeshaushaltsplan 2021 (geplant)
2018	1.597.600	0	0
2019	5.000.000	5.000.000	41.422
2020	5.000.000	5.000.000	5.000.000
2021	5.000.000	5.000.000	2.000.000
2022	3.402.400	5.000.000	5.000.000
2023			5.000.000
2024			2.950.000

Hinweise: Angaben der Haushaltsmittel in €, Haushaltsentwurf Landeshaushaltsplan 2021 sowie weitere Planung

9. Technische Vorgaben

Die technischen Vorgaben für Photovoltaikanlagen für landeseigene Immobilien sind in dem nachfolgend aufgeführten Dokument geregelt:

- Anlage A – Anforderungen an gebäudebezogene PV-Anlagen

10. Wirtschaftlichkeit

Die Festlegungen zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für Photovoltaikanlagen in Bestandsimmobilien gliedern sich in allgemeine Vorgaben und in Besonderheiten/PV-projektspezifische Vorgaben.

10.1 Allgemeine Vorgaben

Die Photovoltaikanlagen und -systemlösungen sind wirtschaftlich zu planen, zu installieren und zu betreiben.

Ein Dach, dass für eine PV-Nutzung geeignet ist und entsprechend dem Bedarf auch eine Photovoltaikanlage erhalten soll, ist jeweils wirtschaftlich mit PV-Modulen zu belegen. Sofern die Randbedingungen aus Sicht des TLBV nicht eingehalten werden können, ist dem TMIL unverzüglich zu berichten.

Allgemein kann unterstellt werden, dass eine hohe Eigenverbrauchsquote die Rentabilität einer Photovoltaikanlage verbessert. Die Einsparungen durch den Nichtbezug von elektrischer Energie aus dem Netz sind deutlich höher als die Einspeisevergütung nach EEG.

Die Photovoltaikanlagen auf landeseigenen Immobilien sind auf der Grundlage des Landtagsbeschlusses vom 2. September 2016 auf 90 – 100 % Eigenverbrauch zu dimensionieren. Zielgröße sind 95 % Eigenverbrauch.

Durch das TLBV ist jeweils auch zu prüfen, ob der PV-Eigenverbrauch durch Lastmanagement, Speicher und ggf. neue Verbraucher (z. B. E-Mobility) erhöht werden kann.

Zur Abschätzung der möglichen Anlagengröße und Bestimmung der Eigenverbrauchsquote ist im TLBV, Referat 27 frühzeitig der objektkonkrete Stromlastgang (soweit verfügbar) anzufordern.

Die Wirtschaftlichkeit ist RLBau-konform nach Abschnitt K 21, insbesondere Punkt 3.4 zu berechnen. Das Regelwerk VDI 2067 ist anzuwenden. Die Wirtschaftlichkeit ist unter Berücksichtigung der Annuitätsmethode zu ermitteln.

Der Betrachtungszeitraum für die Photovoltaikprojekte beträgt 20 Jahre.

Aus Gründen des Klimaschutzes und der Energieeinsparung kann im Einzelfall nach RLBau Abschnitt K 21 Nr. 3.8 von den rein monetären Ergebnissen der Wirtschaftlichkeitsberechnung abgewichen und zusätzlich CO₂-Vermeidungskosten (€/t_{CO2}) in die Betrachtung aufgenommen werden. In diesen Fällen sind die CO₂-Vermeidungskosten als Grenzkosten („Gutschrift“ zum Erreichen der Wirtschaftlichkeit) in der vHU-Bau auszuweisen. In den Vorlagebericht des TLBV zur vHU-Bau ist ein Vorschlag zum weiteren Verfahren (Realisierung ja/nein, ggf. Zurückstellen der Maßnahme) aufzunehmen.

Die Technischen Anschlussbedingungen sowie die Kosten für Planung, Errichtung und Betrieb einer Photovoltaikanlage sind durch das TLBV zu ermitteln. Die Energiepreise, Grundgebühren, Leistungs- und Verbrauchsdaten, Bau- und Anschlusskosten sowie betriebsgebundene Kosten sind durch das TLBV zu recherchieren und zu dokumentieren. Die objektkonkreten Kosten sind in der HU-Bau sowie in der Wirtschaftlichkeitsberechnung im Einzelnen auszuweisen.

Eigene Personalkosten des TLBV für Photovoltaik sind in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nicht in Ansatz zu bringen.

Ein Excel-Tool (PWib-Tool) zur Wirtschaftlichkeitsberechnung, welches für die Erarbeitung der BABau-2A und ggf. in der Vorplanung (Leistungsphase 2 nach HOAI) zu verwenden ist, ist bereitgestellt und diesem Leitfaden als Anlage G angehängt.

10.2 Besonderheiten/PV-projektspezifische Vorgaben

Im Vorgriff auf die geplante 5. Änderung der RLBau Abschnitt K 21 Nr. 3.4 ist bei Wirtschaftlichkeitsberechnungen für Photovoltaikanlagen - abweichend zu der bisherigen Fassung - folgender Parameter in Ansatz zu bringen:

- kalkulatorischer Zinssatz für kapitalgebundene Kosten: 1 %

Darüber hinaus sind bei Wirtschaftlichkeitsberechnungen für Photovoltaikanlagen die Kosten der Kostengruppe 700 der DIN 276 pauschal um 30 % abzumindern.

Hinweis: Im Rahmen der Erstellung der vHU-Bau, der baufachlichen Prüfung der vHU-Bau oder vor Erteilung des Bauauftrages nach RLBau Abschnitt D Nr. 4.1 kann sich ein Abbruch des PV-Projektes ergeben. Daher sind notwendige Vorleistungen für Gutachten (Statik, Brandschutz) und die Planungsleistungen der freiberuflich Tätigen bis zur Leistungsphase 3 HOAI als „Sowieso-Leistungen“ zu betrachten und unbeachtlich für die Wirtschaftlichkeitsberechnung.

In der Wirtschaftlichkeitsberechnung sind Sanierungsarbeiten am Dach und/oder zur Statik zu berücksichtigen, sofern diese für das Errichten einer Photovoltaikanlage maßgeblich sind. Bei einer Dachsanierung und/oder Ertüchtigung der Statik ist insofern jeweils zu prüfen, ob und wenn ja wann diese Leistungen auch ohne Photovoltaikanlage notwendig sind bzw. werden. Ergibt die Prüfung, dass auch ohne Photovoltaikanlage bspw. eine Sanierung des Daches in zwei Jahren durchgeführt werden muss, so sind bei einer neuen Standzeit von z. B. 30 Jahren 6,67 % (=2/30) der Sanierungskosten für das Dach in die Wirtschaftlichkeitsberechnung der PV-Baumaßnahme zu übernehmen. In diesem Fall würde das Dach aufgrund des PV-Projektes vorgezogen saniert werden.

Die Kosten für statische Ertüchtigungen bleiben in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nur in den Fällen außer Betracht, in denen die Prüfung durch einen Sachverständigen ergibt, dass die statischen Maßnahmen auch ohne Photovoltaikanlage notwendig sind.

Photovoltaikanlagen können im Einzelfall (bei Wirtschaftlichkeit) unter Einsatz von elektrochemischen Speichern ausgeführt werden. Erfahrungen mit elektrochemischen Speichern liegen vor (z. B. Landwirtschaftsamt Hildburghausen).

11. Betrieb

Die Photovoltaikanlagen auf landeseigenen Gebäuden sind nach der VOB-Abnahme dem TLBV/Referat 27 – Liegenschaften zum Betrieb zu übergeben. Ausgenommen von dieser Regel sind Landesliegenschaften mit selbstverwaltenden Dienststellen (z. B. Universitäten, Justizvollzugsanstalten).

Die Betreuung der in den Landesliegenschaften installierten Photovoltaikanlagen ist frühzeitig vorzubereiten und einzuplanen. Aus dem Umfang und der Komplexität der zu betreibenden Photovoltaikanlagen und -lösungen ergibt sich der Bedarf an Fachpersonal, das einzuweisen und zu schulen ist.

Für Liegenschaften, in denen dauerhaft kein geeignetes Personal für die Betreuung der Photovoltaikanlagen zur Verfügung steht, sind konkrete Vereinbarungen und qualifizierte Regelungen über die Betreuung der Photovoltaikanlagen im Einvernehmen mit der hausverwaltenden und nutzenden Dienststelle vor Erteilung des Bauauftrages gemäß RLBau Abschnitt D Nr. 4.1 zu treffen. Die Vereinbarung bzw. Regelung ist durch das TLBV vorzubereiten und in der vHU-Bau zu dokumentieren.

Der effiziente Betrieb und der Erhalt des Sollzustandes der Photovoltaikanlagen sind durch weitere geeignete Maßnahmen wie beispielsweise jährliche Bestandsbegehungen und Inspektionen sowie bedarfsorientierte Wartungen dauerhaft zu gewährleisten.

Das TLBV übergibt der hausverwaltenden Dienststelle (im Einzelfall - abhängig von der Verwaltungsvereinbarung - ggf. dem Referat 27 im TLBV) den geprüften, unterschiftsreifen Wartungsvertrag für die neuerrichtete Photovoltaikanlage zum Vollzug des Vertrages.

Die Photovoltaikanlagen sind technisch so vorzubereiten und zu installieren, dass eine vereinfachte Funktionsüberwachung über ein Monitoring und/oder ein Soll-/Ist-Vergleich von Leistung und Arbeit der Photovoltaikanlagen möglich sind/ist.

Betreiber sind nach EEG verpflichtet, die Stammdaten der neu errichteten oder erweiterten Photovoltaikanlage zu melden. Anlage A Abschnitt 7.3.8 „Marktstammdatenregister“ ist diesbezüglich zu beachten.

12. Instandhaltung

Nach DIN 31051 definiert sich die Instandhaltung durch eine Kombination aller technischer und administrativer Maßnahmen sowie Maßnahmen des Managements während des Lebenszyklus einer Betrachtungseinheit zur Erhaltung des funktionsfähigen Zustandes oder der Rückführung in diesen, so dass sie die geforderte Funktion erfüllen kann.

Die Instandhaltung beinhaltet nachstehend beschriebene Maßnahmen.

- Inspektion
Maßnahmen zur Feststellung und Beurteilung des Istzustandes einer Betrachtungseinheit einschließlich der Bestimmung der Ursachen der Abnutzung und dem Ableiten der notwendigen Konsequenzen für eine künftige Nutzung
Hinweis: Die Inspektion ist in den Wartungs- und Instandhaltungsverträgen enthalten.
- Wartung
Maßnahmen zur Verzögerung des Abbaus des Abnutzungsvorrates
- Instandsetzung
Maßnahmen zur Rückführung einer Betrachtungseinheit in den funktionsfähigen Zustand, mit Ausnahme von Verbesserungen
Hinweis: Die Instandsetzung geht über die Wartung hinaus, sie umfasst auch den Ersatz von defekten Bauteilen, die keine Verschleißteile sind.

Für die Betriebskosten (Inspektion, Wartung, Kleinreparaturen) kann als Richtwert 1 % der Investitionskosten (KG 400) im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung angenommen werden.

Bezüglich der Wartung von Photovoltaikanlagen ist die Arbeitskarte 442 – PV-Anlagen, Variante 2 des AMEV (Fassung 1.9.2020) zu verwenden. Diese Variante der Arbeitskarte liegt dem Leitfaden als Anlage H bei.

Soll neben der Erstellung einer Photovoltaikanlage auch die Instandhaltung angeboten werden, handelt es sich um zwei Teile eines Angebotes. Nach dem Vergabehandbuch des Bundes ist das Formblatt Instandhaltung 242 den Vergabeunterlagen beizufügen. Die Angemessenheit der Preise für Teilleistungen ist grundsätzlich nicht für sich, sondern im Rahmen der Gesamtangebotssumme zu bewerten. Ist der Angebotsteil der Instandhaltung nicht wertbar, dann ist das Angebot insgesamt auszuschließen.

Der Angebotswertung werden die angebotenen Preise für die vertraglich vorgesehene Laufzeit zugrunde gelegt. Bei einer Laufzeit bis zu 5 Jahren erfolgt dies ohne Anwendung eines Barwertfaktors (statische Berechnung: Instandhaltungskosten/Jahr x Laufzeit). Bei einer vertraglich vorgesehenen Laufzeit von mehr als 5 Jahren werden die angebotenen Preise bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung mit dem Barwertfaktor für die Kapitalisierung [Anlage 1 zu § 20 der Verordnung über die Grundsätze für die Ermittlung der Verkehrswerte von Grundstücken (Immobilienerwertermittlungsverordnung – ImmoWertV) vom 19.05.2010 (BGBl. I S. 639 ff)] multipliziert.

Preisgleitklauseln bleiben bei der Wertung unberücksichtigt. Die Positionen, die nur auf besondere Aufforderung durch den Auftraggeber zur Ausführung kommen, werden nicht gewertet, es sei denn, in den Vergabeunterlagen wird ein Wertungsmodus genannt.

Sind die Preise für einzelne Teilleistungen erkennbar unangemessen, so kann dies Zweifel an einer sachgerechten Preisermittlung begründen. Dies macht eine Aufklärung und eine Prüfung auch der Einzelansätze notwendig. Vorstehendes gilt auch für Änderungssätze von Lohngleitklauseln.

13. Versicherung

Um den solaren Ertrag vom Dach eines Gebäudes ernten zu können, erfordert eine Photovoltaikanlage eine Anfangsinvestition, welche i. d. R. vergleichsweise hoch ist. Da die Photovoltaikanlage i.d.R. mehr als 20 Jahre betrieben werden soll, handelt es sich um eine langfristig angelegte Investition. Um wirtschaftliche Risiken zu mindern oder auszuschließen, schließen Anlagenbetreiber/-eigentümer Versicherungen ab.

Im Zusammenhang mit der Errichtung baulicher Anlagen, die in der Verwaltung des Landes stehen, werden grundsätzlich keine Versicherungen abgeschlossen. Das Land ist Selbstversicherer (siehe RLBau Abschnitt K 11).

Für landeseigene Photovoltaikanlagen sind keine Versicherungsverträge (z. B. für Bauwesen, Feuer, Diebstahl, Haftpflicht, Transport, Wasserschäden, Witterungsbedingte Schäden etc.) abzuschließen.

14. Steuerrechtliche Aspekte

Der Bau und Betrieb der Photovoltaikanlagen in den landeseigenen Liegenschaften erfolgt nicht vor dem Hintergrund Gewinn zu erzielen, sondern bisher in den Landesliegenschaften verbrauchten konventionellen Strom durch lokal und aus erneuerbaren Quellen erzeugten Strom zu ersetzen.

Wird jedoch eine Einspeisevergütung in Anspruch genommen, können Einnahmen auf Grundlage der zuvor genannten Annahmen (90 % - 100 % Eigenverbrauchsquote, daraus möglich 10 % - 0 % EEG-Vergütung) von ggf. jährlich maximal 500 € pro Photovoltaikanlage erzielt werden.

Erfolgt keine Zahlung einer Einspeisevergütung oder Marktprämie gemäß § 19 EEG unterliegt der Betreiber/Eigentümer i. d. R. keiner steuerrechtlichen Erklärungspflicht im Zusammenhang mit der Photovoltaikanlage.

Ein Entfall der steuerrechtlichen Erklärungspflicht für Photovoltaikanlagen mit den o. g. Parametern wird regelmäßig die wirtschaftlichste und verwaltungsärmste Variante darstellen.

15. Berichtspflicht des TLBV

Das TLBV berichtet dem TMIL in Analogie zu RLBau Abschnitt K 6 in qualifizierter Form über den Stand der Bearbeitung des Projektes „Photovoltaikanlagen für landeseigene Immobilien“.

Der Bericht des TLBV erfolgt quartalsweise und zusätzlich im zweijährigen Turnus.

Bei gravierenden Problemen zum Projekt „Photovoltaikanlagen für landeseigene Immobilien“ berichtet das TLBV dem TMIL unverzüglich.

15.1 Quartalsbericht

Zum Projekt "Photovoltaikanlagen für landeseigene Immobilien" meldet die Projektgruppe „PV TLBV“ dem TMIL/Referat 24 in Analogie zu RLBau Abschnitt K 6 Nr. 1.1 quartalsweise jeweils zum 15. des Folgemonats

- den Stand der Bearbeitung bzw. Umsetzung und
- den Stand der geleisteten Zahlungen.

Der Quartalsbericht - zugleich Projektbericht „Photovoltaikanlagen für landeseigene Immobilien“ - umfasst:

- die Anzahl der installierten Photovoltaikanlagen auf landeseigenen Gebäuden
 - die Anzahl der Photovoltaikanlagen mit Speicherlösung
 - die zum Zeitpunkt installierte PV-Gesamtleistung
- die Anzahl der überprüften Gebäude
 - die Anzahl der für Photovoltaik geeigneten Gebäude
 - die Anzahl der für Photovoltaik ungeeigneten Gebäude
 - die Anzahl der zunächst zurückgestellten Gebäude
 - die Anzahl der BABau-2A in Vorbereitung
 - die Anzahl der BABau-2A im Geschäftsgang
 - die geplante installierte Leistung, welche sich aus den BABau-2A in Vorbereitung/im Geschäftsgang ergibt
- die Anzahl der sich in HU-Planung befindenden Photovoltaikanlagen
 - die installierte Leistung in HU-Planung
- die Anzahl der sich in AFU-Planung befindenden Photovoltaikanlagen
 - die geplante installierte Leistung in AFU-Planung
- die Anzahl der sich in Bau befindenden Photovoltaikanlagen
 - die sich in Bau befindende PV-Leistung
- die Anzahl der fertiggestellten Photovoltaikanlagen
 - die Anzahl der fertiggestellten Photovoltaikanlagen mit Speicherlösung
 - die umgesetzte installierte Leistung
- die ausgegebenen Landeshaushaltsmittel im jeweiligen Quartal
- die ausgegebenen Landeshaushaltsmittel Gesamt

Darüber hinaus sind im Quartalsbericht die nächsten Schritte, aktuelle Probleme und Besonderheiten aufzuführen.

Ein Musterquartalsbericht ist dem Leitfaden als Anlage J beigelegt.

Zu den fertiggestellten Photovoltaikanlagen ist jeweils das „Projekt-Bestandsdatenblatt-PV“ zu übergeben.

Die Objektgesamtliste „Photovoltaikanlagen für energetisch relevante Gebäude“ ist auf einem aktuellen Stand zu halten, damit diese vom TMIL jederzeit im SharePoint abgerufen und eingesehen werden kann.

15.2 Zweijahresbericht

Im zweijährigen Turnus hat das TLBV einen Bericht über den Ausbaustand der Photovoltaikanlagen auf Landesgebäuden anzufertigen.

Der Bericht ist dem TMIL jeweils zum 31. Januar, erstmals zum 31. Januar 2021 zu übergeben.

Der Zweijahresbericht umfasst folgende Punkte:

- a) Zwischenstand Projektrealisierung
- b) Zusammenfassung der Ergebnisse aus den letzten 8 Quartalsberichten
- c) Darstellung der Ergebnisse des PV-Projekts anhand von Indikatoren
- d) Vergleich der Ergebnisse zu c) mit Zielwerten (Soll-/Ist-Vergleich)

- e) Auswertung und Einschätzung zu d)
- f) Personalausstattung
- g) Grundlegende Punkte (bspw. Hindernisse)
- h) Vorschläge zur Optimierung von Verfahren und technischen Lösungsmöglichkeiten

Im Zweijahresbericht sind für c) und d) die folgenden Indikatoren und die nachfolgend aufgeführten Zielwerte zu verwenden.

Indikator 1: Anzahl der für PV bewerteten energetisch relevanten Gebäude
 Indikator 2: Anzahl der Landesgebäude mit Photovoltaikanlagen
 Indikator 3: jährlicher Zubau der PV-Leistung in Landesliegenschaften in kW_p
 Indikator 4: Gesamtleistung der Photovoltaikanlagen in Landesliegenschaften in kW_p
 Indikator 5: Anteil der Stromerzeugung aus Photovoltaik am Gesamtstromverbrauch aller Landesgebäude in %

Zielwert 1: 841 Gebäude bis Juni 2022
 Zielwert 2: 230 Gebäude (zzgl. 41 PV-Dächer aus Bestand 2016, Summe: 271 Gebäude) bis 2024
 Zielwert 3: 2.000 kW_p/a (jährlicher Zubau beginnend ab 1.1.2020)
 Zielwert 4: 8.000 kW_p (zzgl. 1.888 kW_p Bestand aus 2016, Summe: 9.888 kW_p) bis 2024
 Zielwert 5: 1,6 % (zzgl. 1,5 % Bestand aus 2016, Summe: 3,1 %) für 2021
 4,9 % (zzgl. 1,5 % Bestand aus 2016, Summe: 6,3 %) für 2023
 6,5 % (zzgl. 1,5 % Bestand aus 2016, Summe: 8 %) für 2024

Hinweis: Die Indikatoren und Zielwerte mit der gleichen Ziffer bilden jeweils eine Einheit.

16. Besonderheiten für Photovoltaikanlagen bei Neubauten und Gebäudesanierungen

Für Photovoltaikanlagen auf Neubauten und bei Gebäudesanierungen gelten grundsätzlich die gleichen Vorgaben wie für Photovoltaikanlagen auf Bestandsgebäuden. Das betrifft auch die Zielwerte für die Projektfinanzierung.

Im Vergleich zu Bestandsgebäuden bestehen bei Neubauten und komplexen Gebäudesanierungen regelmäßig deutlich mehr Möglichkeiten für gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen und systemische Lösungen unter Einbeziehung auch der heizungs- und kältetechnischen Anlagen im Gebäude einschließlich Energiespeicher. Bei den Neubauten und Gebäudesanierungen sind diese Lösungsmöglichkeiten detailliert zu analysieren und bei Wirtschaftlichkeit zu nutzen.

Verantwortlich für eine Neubaumaßnahme und eine grundhafte Sanierung/Modernisierung eines Landesgebäudes ist das Projektteam des Neubaus/der Umbaumaßnahme im TLBV. Die freiberuflich Tätigen erfüllen ihre Leistungen aus dem Ingenieurvertrag, die das Projektteam des Neubaus/der Umbaumaßnahme begleitet, steuert, prüft und abnimmt.

Beim Neubau und einer Gebäudesanierung hat die Projektgruppe „PV TLBV“ im TLBV lediglich eine beratende Funktion innerhalb des TLBV. Die ausschließlich beratende Funktion der Projektgruppe „PV TLBV“ im TLBV kann bei einem Neubau oder einer Gebäudesanierung insofern nur zu einer angemessenen zeitlichen Inanspruchnahme der Projektgruppe „PV TLBV“ im TLBV führen.

Folgende weitere Aspekte sind für Neubauten/Grundsanierungen zu beachten:

- Für die überschlägige Ermittlung der Wirtschaftlichkeit der Photovoltaikanlage kann für die Leistungsphase 2 (Vorplanung) grundsätzlich auch das PWiB-Tool verwendet werden. Ab der Leistungsphase 3 (Entwurfsplanung) ist die Wirtschaftlichkeit detailliert unter Verwendung geeigneter Software (z. B. PV*sol) nachzuweisen.
- Der Ansatz für die spezifischen Kosten der Photovoltaikanlage (im Wesentlichen KG 400 DIN 276) beträgt in der Leistungsphase 2 (Vorplanung) 1.300 €/kW_p brutto, es sei denn, es liegen genauere und belastbare (marktnahe) Zahlen bereits zum Zeitpunkt des Vorentwurfes vor.
- Die Kosten der elektroseitigen Anbindung der Photovoltaikanlage sind in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zu berücksichtigen. Ersparte Aufwendungen u. a. im Zusammenhang mit anderen Versorgungsleitungen bzw. –kanälen sowie Anschluss- und IT-Leitungen sind in Abzug zu bringen (sogenannte „sowieso“-Kosten).
- Bei der Dimensionierung der niederspannungsseitigen Erschließung ist eine mögliche Umstellung des Fahrzeugparks auf E-Mobilität zu berücksichtigen. Der Umfang der Leistungserhöhung ist in der HU-Bau nachzuweisen und zu dokumentieren.
- Für die niederspannungsseitige Anbindung der Photovoltaikanlage ist eine Nutzungsdauer von 40 Jahren anzusetzen.
- Die Planungskosten (KG 700 DIN 276) ergeben sich aus dem Unterschiedsbetrag zwischen den Honorarkosten für einen Neubau/Grundsanierung mit Photovoltaikanlage und einen Neubau/Grundsanierung ohne Photovoltaikanlage.
- Für die Ermittlung der ersparten Aufwendungen durch Eigenverbrauch sind die spezifischen Stromkosten aus dem aktuellen Energiebescheid des Referates 27 des TLBV für die jeweilige Liegenschaft heranzuziehen.
- Die Erlöse aus einer ggf. auftretenden Überschusseinspeisung sind mit 0 € anzusetzen.
- Der Primärenergiefaktor (PEF) für den durch PV „ersetzten“ Strom ist mit 1 anzusetzen.
- Die CO₂-Vermeidungskosten sind gemäß RLBau Abschnitt K 21 Nr. 3.8 zu ermitteln und gemäß RLBau Abschnitt K 21 Nr. 4.2 dem TMIL anzuzeigen.

Beispiele für Neubauten mit Photovoltaikanlagen sind:

- Parkhaus des TLKA/Bereitschaftspolizei in Erfurt,
- Campus am Inselplatz, Friedrich-Schiller-Universität in Jena sowie
- Sporthalle des Sportgymnasiums in Oberhof.

17. Schlusswort

Der Beschluss des Thüringer Landtages "Photovoltaikanlagen für landeseigene Immobilien" vom 2. September 2016 unterstützt aktiv die Umsetzung der Energiewende in Thüringen, Deutschland und Europa.

Gebäudebezogene Photovoltaikanlagen und Photovoltaiksystemlösungen sind wichtige Bausteine für eine klimaneutrale Entwicklung landeseigener Gebäude und Liegenschaften. Sie schonen unsere Umwelt und Ressourcen.

Mit klimaneutralen Landesgebäuden gestalten wir unsere Zukunft und tragen dazu bei, dass die Energieversorgung der Zukunft dezentral und regional, regenerativ und nachhaltig sowie bezahlbar und sicher ist.

Anlagen:

- Anlage 0 – Landtagsbeschluss „Photovoltaikanlagen für landeseigene Immobilien“
- Anlage A – Anforderungen an gebäudebezogene PV-Anlagen
- Anlage F – Checkliste zur Standortaufnahme
- Anlage G – PWiB-Tool
- Anlage H – AMEV-Arbeitskarte 442, Variante 2 (Fassung 1.9.2020)
- Anlage J – Musterquartalsbericht

B e s c h l u s s

Photovoltaikanlagen für landeseigene Immobilien

Der Landtag hat in seiner 61. Plenarsitzung am 2. September 2016 folgenden Beschluss gefasst:

- I. Der Landtag fordert die Landesregierung auf,
 1. alle geeigneten Dächer landeseigener Immobilien unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit und der Finanzierbarkeit bis Ende 2021 mit Photovoltaikanlagen in Eigenregie und ausgelegt auf den Eigenverbrauch im Gebäude oder räumlicher Nähe und unter Einsatz von Speichern nachzurüsten und bei allen Neubauten ab 2016 Photovoltaikanlagen zu berücksichtigen,
 2. sich bei den Landesgesellschaften und bei den Eigentümern langfristig gemieteter Gebäude dafür einzusetzen, alle geeigneten und wirtschaftlich sinnvoll nutzbaren Dächer bis Ende 2020 mit Photovoltaikanlagen nachzurüsten und bei allen Neubauten ab 2016 Photovoltaikanlagen zu berücksichtigen.
- II. Die Landesregierung wird gebeten, dem Ausschuss für Umwelt, Energie und Naturschutz im ersten Quartal 2017 Bericht über die Umsetzung zu Nummer II zu erstatten.

Carius
Präsident des Landtags

7.3 Photovoltaikanlagen

7.3.1 Allgemein

Photovoltaikanlagen sind zunehmend integraler Bestandteil neuer oder sanierter Gebäude. Bei Neubau und Sanierung sollten sie frühzeitig in die Planung einfließen. PV-Anlagen können grundsätzlich auf allen Dachflächen oder auch als Fassadenverkleidungen angebracht werden.

Die erwartete Nutzungsdauer des Daches soll mindestens 20 Jahre betragen. Die Dachkonstruktion muss eine geeignete Befestigung der Module ermöglichen. Für die Aufnahme der Zusatzlasten ist ein statischer Nachweis zu erbringen.

Durch die nachträgliche Installation der Photovoltaikanlage darf sich keine Verschlechterung des bauphysikalischen Tauwassernachweises für den ursprünglich geplanten Bauteilaufbau ergeben.

Beim zuständigen Netzbetreiber (VNB) ist die mögliche Anschlusskapazität zu erfragen und je nach Größe der PV-Anlage eine Netzverträglichkeitsprüfung zu beantragen.

Die Rahmenbedingungen für die Errichtung von Photovoltaikanlagen werden insbesondere durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vorgegeben.

PV-Anlagen erfordern größere Investitionen, so dass jeweils neu zu prüfen ist, ob und wie eine Anlage wirtschaftlich für die jeweilige öffentliche Einrichtung einen Nutzen bringen kann. Die für die Wirtschaftlichkeit wesentlichen Parameter einer PV-Anlage sind die kapitalgebundenen Kosten, die betriebsbedingten Kosten, der erwartete Energieertrag, die Kostenersparnis durch Eigenverbrauch und ggf. die Vergütung nach dem EEG.

Der PV-Strom wird nach EEG 20 Jahre lang mit einem festen Preis vergütet. Die Einspeisevergütung ist abhängig vom Anlagentyp, der Nennleistung und dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der PV-Anlage. Da die Einspeisevergütung nach EEG signifikant unter dem Strombezugspreis liegt, ist es in der Regel wirtschaftlich, den erzeugten Strom selbst zu verbrauchen. Der Eigenverbrauch ist für die Wirtschaftlichkeit die entscheidende Größe. Bei gebäudebezogenen PV-Anlagen ist die EEG-Einspeisevergütung kaum noch relevant.

7.3.2 Aufbau und Randbedingungen

Eine Photovoltaikanlage besteht im Wesentlichen aus Solarmodulen, Wechselrichter(n), der Verkabelung, dem Montagesystem und dem Stromzähler.

Die aktiven Elemente des Solarmoduls, die Solarzellen, wandeln die Energie der Sonneneinstrahlung in elektrische Energie um. Der erzeugte Gleichstrom (DC) wird durch Wechselrichter netzkonform in Wechselstrom (AC) umgeformt.

Die Solarzelle besteht aus Halbleiterelementen, überwiegend auf Siliziumbasis, welche die Energie des einfallenden Lichts in Strom umwandeln. Neben Silizium werden Solarzellen aus den Halbleiterelementen wie z.B. Kupfer-Indium-Disulfid (CuInS_2) auch als CIS bezeichnet, Galliumarsenid (GaAs), Cadmium-Tellurid (CdTe) oder aus organischen Werkstoffen hergestellt.

Von den zahlreichen Zelltypen kommen derzeit drei Technologien häufig zum Einsatz. Diese unterscheiden sich durch ihr Erscheinungsbild, den Wirkungsgrad und die Herstellungskosten.

- **Monokristalline Siliziumzellen:**
Durch einen aufwendigen Herstellungsprozess werden monokristalline Siliziumstrukturen in Stabform erzeugt und anschließend in einzelne Scheiben, sog. Wafer, gesägt. Aus diesen werden die Zellen gewonnen. Sie haben eine homogene Kristallstruktur und ein gleichmäßiges, schwarzes Erscheinungsbild. Durch das aufwändige Produktionsverfahren sind diese Zellen etwas teurer, bieten dafür aber einen höheren Modulwirkungsgrad von derzeit bis zu 22 %.
- **Polykristalline Siliziumzellen:**
Diese Zellen werden durch spezielle Gießverfahren hergestellt. Die so erzeugten Siliziumblöcke werden anschließend in Wafer gesägt. Aus den Wafern werden die Zellen gewonnen. Bedingt durch das einfachere Herstellungsverfahren sind die Kristallstrukturen dieser Zelltypen unregelmäßig angeordnet. Diese Zellen haben ein bläulich, schimmerndes, inhomogenes Muster und gutes Preis-/Leistungsverhältnis, sowie einen Modulwirkungsgrad von bis zu 20 %.
- **Dünnschichtzellen mit amorphem Silizium:**
Diese Zellen werden durch Aufdampfen von amorphem Silizium auf eine Trägerschicht hergestellt. Die Schichtdicke beträgt maximal 2 µm. Durch das sehr einfache Herstellungsverfahren sind diese Zellen sehr preiswert. Sie haben ein homogenes, bräunliches Erscheinungsbild und einen Modulwirkungsgrad von bis zu 10 %. Diese Module eignen sich besonders für dach- und fassadenintegrierte Anwendungen bei denen ein durchscheinender Tageslichtanteil gewünscht wird. Die Semitransparenz der Module ist frei wählbar.

Der Wirkungsgrad der Solarzellen bzw. PV-Module nimmt nach Inbetriebnahme durch Degradation ab. Hierbei sind zwei Arten zu unterscheiden:

- Die altersbedingte Degradation kann bei kristallinen PV-Modulen einen Leistungsverlust bis zu ca. 0,5 % pro Jahr verursachen. Bei Dünnschichtzellen gibt es eine starke Anfangsdegradation von bis zu 25 %. Anschließend altern diese Zellen aber kaum mehr.
- Die potenzialinduzierte Degradation (PID), welche durch Leckströme im Modul erzeugt wird, kann bis zu 30 % betragen.

Es wird empfohlen eine Leistungsgarantie für die PV-Module in das Leistungsverzeichnis bei den entsprechenden LV-Positionen verbindlich aufzunehmen. Die Leistungsgarantie für die PV-Module sollte mindestens 90 % der Nennleistung für einen Zeitraum von 10 Jahren und mindestens 80 % der Nennleistung für 25 Jahre betragen. Die Bieter müssen mit ihrem Angebot anhand eines Datenblatts die Leistungsgarantie bestätigen. Das Datenblatt wird im Auftragsfall Vertragsbestandteil.

Die gesetzlich vorgeschriebene Produktgarantie verpflichtet die Hersteller bzw. Verkäufer sicherzustellen, dass das Modul bei Auslieferung in einem einwandfreien Zustand bzw. frei von Mängeln war. Je nach Hersteller wird in der Regel eine freiwillige Produktgarantie bis zu 10 Jahren gewährt. Käufer können bei Bedarf auch eine kostenpflichtige Garantieverlängerung abschließen, um sich im Schadensfall abzusichern. Tritt am Modul innerhalb der Produktgarantie ein Schaden auf, muss der Hersteller bzw. Verkäufer diesen unentgeltlich beheben. Bei Insolvenz des Herstellers ist sowohl die Leistungs- als auch die Produktgarantie hinfällig, es sei denn, entsprechende Sicherheiten wurden vereinbart und hinterlegt.

Bei den Solarmodulen werden folgende Typen unterschieden:

- **Glas-Folie-Module:**
Die Einbettung der Solarzellen erfolgt zwischen zwei transparenten Kunststoffschichten.
- **Glas-Glas-Module:**
Die Einbettung der Solarzellen erfolgt zwischen zwei Gießharzschichten.
- **Module in Kunststofffolie:**

Die Solarzellen sind auf Metallbahnen aufgebracht und in einer Kunststoffolie eingebettet. Diese Module sind sehr leicht und flexibel.

Die Wahl des Modultyps ist abhängig von den örtlichen Gegebenheiten, der mechanischen Beanspruchung und finanziellen Möglichkeiten.

Die häufigsten Anordnungen und Montagearten der Solarmodule sind:

- Aufdachmontage der PV-Module auf geneigter Dachfläche,
- Aufgeständerte Modulanordnung auf Flachdach oder Freifläche,
- Fassadenintegrierte Module und
- Indachmontage der PV-Module in geneigter Dachfläche.

Sofern der solare Ertrag im Vordergrund steht, erfolgt die Ausrichtung der Modulflächen im Idealfall mit einer Neigung von ca. 30° nach Süden. Bei Eigenverbrauch ist die Ost-/West-Ausrichtungsvariante der Solarmodule zu prüfen, da diese - abhängig u. a. vom Lastgang der zu versorgenden elektrischen Anlagen – regelmäßig wirtschaftlicher ist als die Südausrichtung der Solarmodule.

Auf Flachdächern werden die Module üblicherweise auf speziellen Unterkonstruktionen montiert und gegen Windlasten gesichert.

Damit die aufgeständerten Modulreihen sich nicht gegenseitig verschatten, sind entsprechende Mindestabstände notwendig. Auch Teilverschattungen durch Bäume, andere Gebäudeteile oder Fangstangen etc. sind möglichst zu vermeiden, da diese den Ertrag der Gesamtanlage erheblich mindern können. Eine entsprechende Verschattungsanalyse einschließlich Ertragsprognose ist zu empfehlen.

Bei der Modulanordnung auf Flachdächern ist insbesondere darauf zu achten, dass die Begehbarkeit zwischen den Modulreihen gewährleistet ist. Außerdem sind auf Flachdächern entsprechende Maßnahmen zur Absturzsicherung einzuplanen. Dies können Attiken, Absperrungen mit Geländer, Seil oder Kette sowie geprüfte Anschlagpunkte für eine Schutzausrüstung (sogenannte Sekuranten) sein. Diese Maßnahmen zur Absturzsicherung sowie weitere Dach- ein- und -aufbauten müssen bei der Planung und Ausführung der Modulanordnung berücksichtigt werden.

Auch bei Fassadenanlagen hat sich die Wirtschaftlichkeit verbessert. Mit der Integration in die Gebäudehülle kann die Photovoltaik als multifunktionales Bauteil eingesetzt werden. Neben der Stromerzeugung und der Erfüllung von architektonischen Gestaltungsmerkmalen ermöglichen PV-Fassadenanlagen weitere bauphysikalische Funktionen wie Witterungsschutz, Schallschutz und Sonnenschutz.

Für eine überschlägige Ermittlung der erzeugten Leistung der Photovoltaikmodule kann ein Flächenbedarf von 5 bis 10 m² Modulfläche pro 1 kWp angenommen werden.

Bei der Planung der Wechselrichterstandorte sind insbesondere folgende Punkte zu beachten:

- gut zugänglicher, belüfteter, kühler Standort ohne direkte Sonneneinstrahlung,
- Montage auf nicht brennbarem Untergrund,
- kurze Leitungs-/Kabelwege zu den Modulen,
- rundum ausreichend Platz für Wartung und Bedienung,
- zulässiger Temperaturbereich und Montageabstände gem. Herstellervorgabe und
- ggf. Geräuscentwicklung.

7.3.3 Gesetzliche und normative Vorgaben

7.3.3.1 Allgemein

Photovoltaikanlagen sind bauliche Anlagen im Sinne des Baurechts und fallen unter die Landesbauordnungen.

Planung, Bau und Betrieb der Photovoltaikanlagen sind so durchzuführen, dass Standsicherheit und Brandschutz der Photovoltaikanlagen dauerhaft sichergestellt sind. Das Bauproduktengesetz sowie die bautechnischen Regeln sind einzuhalten.

Die Planung, Montage, Inbetriebnahme und Wartung von PV-Anlagen ist auf der Grundlage der DIN VDE 0100-712 „Solar-Photovoltaik-(PV)-Stromversorgungssysteme“ und der VDI Richtlinie 6012 Blatt 1.1 „Regenerative und dezentrale Energiesysteme für Gebäude – Grundlagen – Projektplanung und -durchführung“, sowie auf Basis der RAL-GZ 966 auszuführen.

PV-Module müssen mit den Anforderungen der entsprechenden Betriebsmittelnormen übereinstimmen. Der Standard DIN EN 61215-1 (VDE 0126-31-1) legt die Anforderungen für die Bauartzeichnung und -zulassung für die PV-Module fest. Darüber hinaus müssen die PV-Module über die elektrische Sicherheit nach Schutzklasse II verfügen und den Sicherheitsstandard nach DIN EN IEC 61730-1 (VDE 0126-30-1) erfüllen.

Die Wechselrichter müssen den Sicherheitsanforderungen nach DIN EN 62109-1 (VDE 0126-14-1) entsprechen.

Es dürfen nur Steckverbinder nach DIN EN 50521 (VDE 0126-3) und DIN EN 62852 (VDE 0126-300) verwendet werden.

Das Errichten von PV-Anlagen und der Anschluss an die elektrische Anlage darf nur von Elektrofachkräften durchgeführt werden, die in ein Installateurverzeichnis eines Netzbetreibers eingetragen sind. Davon ausgenommen sind dachvorbereitende Maßnahmen, wie beispielsweise die Montage der Unterkonstruktion und Dachdurchführung.

7.3.3.2 Bauaufsichtliche Einordnung

Die Genehmigungsfreiheit bzw. -pflicht für die Errichtung von PV-Anlagen wird in den einzelnen Bauordnungen der Bundesländer geregelt. Daneben bestehen zur Zulässigkeit von PV-Anlagen zahlreiche Satzungen und Verordnungen der Gemeinden, die vor allem auf Grundlage des Baugesetzbuches und der Landesbauordnungen erlassen wurden.

Im Allgemeinen ist die Errichtung einer Photovoltaikanlage an einer Fassade, auf einer Dachfläche oder auf einem Flachdach genehmigungsfrei, ausgenommen bei Hochhäusern, sowie die damit verbundene Änderung der Nutzung oder der äußeren Gestalt des Gebäudes.

Ggf. sind denkmalschutzrechtliche Belange für die Errichtung von Solaranlagen zu berücksichtigen. Weitere rechtliche Grundlagen sind u. a. die Bauproduktenverordnung und das Bauproduktengesetz.

7.3.3.3 Standsicherheit

Gemäß § 12 MBO bzw. der vergleichbaren landesspezifischen Regelungen muss jede bauliche Anlage als Ganzes und in ihren einzelnen Teilen für sich standsicher sein. Neben dem Nachweis der Tragfähigkeit des Daches unter Berücksichtigung der zusätzlichen Lasten aus der Photovoltaikanlage und des Nachweises der Standsicherheit hinsichtlich der örtlich anzusetzenden Wind- und Schneelasten ist auch ein statischer Nachweis für das Montagegestell

zu führen. Für die Einwirkungen auf die Tragwerke sind die DIN EN 1991-1-3 und DIN EN 1991-1-4 zu beachten.

Für den Standortnachweis einer Solaranlage sind neben den Standsicherheitsnachweisen auch Nachweise zur Lagesicherheit zu führen. Dabei müssen die Anlagen sowohl gegen Abheben und Umkippen als auch gegen Verschieben ausreichend gesichert sein.

7.3.3.4 Verwendbarkeitsnachweis von Bauprodukten und Bauarten, Bauaufsichtliche Zulassung

Der Nachweis der Verwendbarkeit von Bauprodukten und Bauarten muss auf der Grundlage von in der länderspezifischen Verwaltungsvorschrift Technische Baubestimmungen bauaufsichtlich eingeführten harmonisierten europäischen Normen (vormals Bauregelliste B) oder nationalen Normen (vormals Bauregelliste A) erfolgen.

Nicht geregelte Bauprodukte dürfen nur dann verwendet werden, wenn gemäß § 18 MBO eine allgemeine bauaufsichtliche Zulassung durch das Deutsche Institut für Bautechnik (DIBt) oder gemäß § 19 MBO ein allgemeines bauaufsichtliches Prüfzeugnis oder nach § 20 MBO eine Zustimmung im Einzelfall durch die oberste Baubehörde des Bundeslandes, in dem das Projekt realisiert wird, vorliegt.

Photovoltaikmodule dürfen ohne zusätzlichen Verwendbarkeitsnachweis eingesetzt werden, wenn sie nachfolgende Voraussetzungen erfüllen:

- CE-Kennzeichnung nach der Richtlinie 2006/95/EG,
- Zertifizierung nach DIN EN 61215-1 (VDE 0126-31-1) und DIN EN IEC 61730-1 (VDE 0126-30-1),
- Dachneigung ≤ 75 Grad und
- Modulfläche $\leq 2 \text{ m}^2$.

Photovoltaikmodule mit einer Modulfläche $> 2 \text{ m}^2$ bzw. abweichenden Einsatzgebieten sind keine geregelten Bauprodukte und benötigen daher einen Verwendbarkeitsnachweis durch eine allgemeine bauaufsichtliche Zulassung, sofern dieser nicht auf Grundlage eingeführter technischer Regelwerke des Glasbaus geführt werden kann.

Dachintegrierte Photovoltaikanlagen benötigen ein allgemeines Prüfzeugnis für den Nachweis der harten Bedachung. Dieses allgemeine Prüfzeugnis sollte vor Auftragserteilung vorliegen.

Für die Verankerung und Befestigung von Solaranlagen am Gebäude, anderen baulichen Anlagen oder auf dem Fundament bzw. für die Verbindung an der Unterkonstruktion sind Verankerungs-, Befestigungs- und Verbindungselemente (Schrauben, Dübel, Ankerschienen etc.) zu verwenden, die

- den Technischen Baubestimmungen entsprechen oder
- die auf Grund europäischer technischer Spezifikationen die CE-Kennzeichnung tragen und die in der Leistungserklärung die in der länderspezifischen Verwaltungsvorschrift Technische Baubestimmungen festgelegten Klassen und Leistungsstufen aufweisen.

Für alle anderen Verankerungs-, Befestigungs- und Verbindungselemente ist der Verwendbarkeitsnachweis durch eine allgemeine bauaufsichtliche Zulassung zu erbringen.

Eine bauaufsichtliche Zulassung ist unter folgenden Voraussetzungen erforderlich:

- Die tragenden Teile des Montagesystems bestehen aus Kunststoff.
- Die Montageträger oder Aussteifungselemente des PV-Moduls sind verklebt (backrails).
- Die Tragfähigkeit der Metallkonstruktion wurde im Versuch ermittelt.

- Der rechnerische Nachweis für Befestigungsmittel zwischen Modul und Gebäude basiert nicht auf eingeführten Normen.
- Die Befestigung erfolgt durch eine adhäsive Verbindung (Verklebung oder Verschweißung) zwischen Modul und Dachhaut.

Die allgemeine bauaufsichtliche Zulassung eines Produkts ist durch das Ü-Zeichen gekennzeichnet, die auf dem Produkt, einem Beipackzettel, der Verpackung oder auf dem Lieferschein angebracht ist. Der Nachweis über die bauaufsichtliche Zulassung ist mit der Angebotsabgabe, jedoch spätestens vor Auftragserteilung nachzuweisen. Das Vorhandensein der Ü-Kennzeichnung ist nach Möglichkeit zudem bereits bei der Anlieferung durch die örtliche Bauleitung zu kontrollieren. Gleiches sollte für die Herstellererklärungen zu den Photovoltaikmodulen gelten, die ohne zusätzlichen Verwendbarkeitsnachweis eingesetzt werden dürfen.

7.3.3.5 Brandschutz

Gemäß § 14 MBO bzw. der vergleichbaren landesspezifischen Regelungen sind bauliche Anlagen so anzuordnen, zu errichten, zu ändern und instand zu halten, dass der Entstehung eines Brandes und der Ausbreitung von Feuer und Rauch (Brandausbreitung) vorgebeugt wird und bei einem Brand die Rettung von Menschen und Tieren sowie wirksame Löscharbeiten möglich sind.

Bei der Planung einer Photovoltaikanlage ist zu prüfen, ob die baulichen Anforderungen des Brandschutzes erfüllt werden. Hierzu sind bereits in der Planungsphase detaillierte Abstimmungen mit der zuständigen Bauaufsichtsbehörde, der örtlichen Feuerwehr und ggf. weiteren Ämtern zu führen und zu dokumentieren. Wichtige Regelungen zum Brandschutz sind in den Landesbauordnungen und in der Leitungsanlagen-Richtlinie (LAR) enthalten. In Zweifelsfällen kann eine brandschutztechnische Bewertung notwendig werden.

Der Abstand von PV-Anlagen zu Gebäudetrennwänden bzw. Brandwänden ist in den Landesbauordnungen nicht einheitlich geregelt und wird von den zuständigen Ämtern teilweise unterschiedlich ausgelegt.

Folgende Regelungen zur brandschutztechnischen Behandlung von PV-Anlagen sind zu beachten:

- Solaranlagen müssen aus mindestens normalentflammbaren Baustoffen bestehen (§ 26 Abs. 1 MBO).
- Werden sie in oder an der Gebäudehülle angeordnet, müssen Oberflächen von Außenwänden sowie Außenwandbekleidungen bei Gebäuden der Gebäudeklasse 4 und 5 schwerentflammbar sein (§ 28 Abs. 3 Satz 1 MBO).
- Gebäudetrennwände bzw. Brandwände dürfen nicht durch PV-Module, andere brennbare Bauelemente und Installationen überbaut werden.
- PV-Module können maximal bis an die Brandwand angrenzend installiert werden, wenn die Brandwand mind. 30 cm über die Moduloberkante geführt ist (siehe Abb. 6).
- Wird der Brandüberschlag durch ein waagerechtes Schott aus nicht brennbarem Material verhindert, dürfen die Module erst ab einem Abstand von mind. 50 cm zur Brandwand installiert werden (siehe Abb. 6).
- Werden PV-Module auf einem Flachdach aufgeständert und erfüllen nicht die Anforderungen der harten Bedachung sind diese als Dachaufbauten gemäß §32 MBO (Dächer) zu betrachten. Hier wird ein Abstand von 1,25 m zwischen PV-Modul und Brandwandmitte empfohlen.
- Dachintegrierte Anlagen, welche den Anforderungen der harten Bedachung entsprechen, können maximal bis an die Auskragung der Brandwand heran gebaut werden.

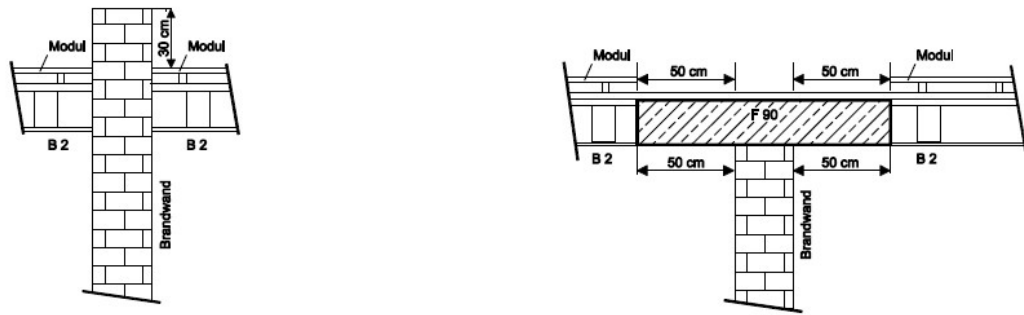


Abbildung 6: theoretisch mögliche Mindestabstände zwischen PV-Modul und Brandwand

Auf der Grundlage praktischer Erfahrungen und zur Unterstützung der Feuerwehr im Brandfall wird jedoch empfohlen, den in Abbildung 7 gekennzeichneten Abstand von PV-Modul und Brandwand nicht zu unterschreiten.

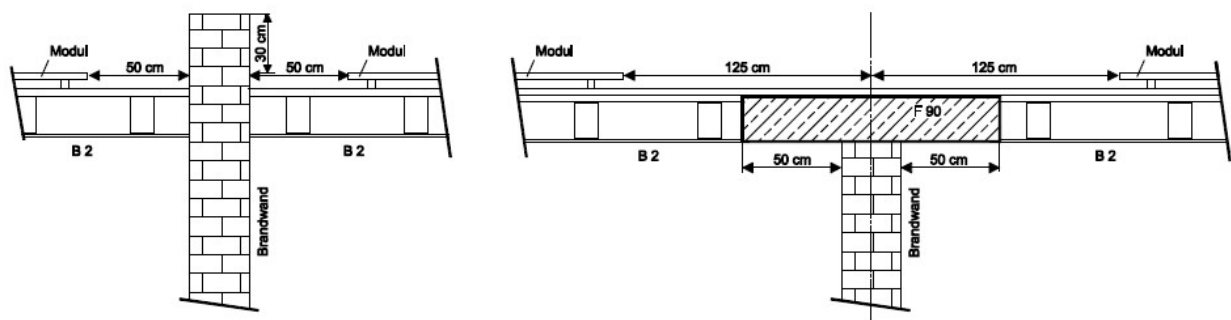


Abbildung 7: Empfehlung für Mindestabstände zwischen PV-Modul und Brandwand

Kabel und Leitungen sind nicht über Gebäudetrennwände bzw. Brandwände zu führen. Lässt sich dies im Ausnahmefall nicht vermeiden, müssen die Leitungen geschützt mittels Leitungsschott oder Brandschutzumhüllung verlegt werden. Die Verlegung von DC-Leitungen durch feuergefährdete Betriebsstätten ist unzulässig.

7.3.3.6 Blendwirkung

Nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) gehören Lichtimmissionen zu schädlichen Umwelteinwirkungen. Diese können Gefahren, Nachteile und Belästigungen für die Allgemeinheit und/oder für die Nachbarschaft zur Folge haben. Die zu beurteilende Lichteinwirkung bei der Reflexion von Photovoltaikmodulen kann als belästigend empfunden werden. Gesundheitliche Schäden sind jedoch ausgeschlossen. Es wird empfohlen die „Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen“ der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) zu beachten.

7.3.4 Weitere technische Anforderungen

7.3.4.1 Blitzschutz

Bei der Errichtung einer Photovoltaikanlage auf einem öffentlichen Gebäude müssen die Blitzschutzforderungen der jeweiligen Landesbauordnungen (LBO) sowie die geltenden Blitzschutz-Normen und Normen zur elektrischen Sicherheit berücksichtigt werden.

Blitzschutzanlagen sind unter Beachtung der Norm VDE 0185-305 Teile 1 bis 4 zu erstellen.

Normativ ist ein Überspannungskonzept nach DIN VDE 0100-443 vor dem Wechselrichter auf der AC-Seite und nach DIN VDE 0100-712 auch auf der DC-Seite vorzusehen. Im Rahmen der Erarbeitung des Überspannungsschutzkonzeptes sind auch die Dateneingänge z. B. von Ge-

räten zur Funktionsüberwachung und Visualisierung zu berücksichtigen. Die technische Lösung ist unter Beachtung der Wirtschaftlichkeit festzulegen.

Die Photovoltaikanlage muss in die Konzeption der Blitzschutzanlage des Gebäudes einbezogen werden. Für eine bereits vorhandene Blitzschutzanlage muss bei nachträglicher Installation einer Photovoltaikanlage das Blitzschutzkonzept überprüft und ggf. angepasst werden. Ein Überbauen von Blitzschutzanlagen ist nicht zulässig.

Es wird empfohlen die PV-Anlage im Schutzbereich und unter Beachtung des entsprechenden Trennungsabstandes anzuordnen. Bei der Kabel-/Leitungsverlegung ist die Fläche für induktive Einkopplungen möglichst klein zu halten.

Für Gebäude mit Photovoltaik-Stromversorgungssystemen wird empfohlen das Beiblatt 5 der DIN EN 62305-3 (VDE 0185-305-3) „Blitz- und Überspannungsschutz für Photovoltaik-Stromversorgungssysteme“ anzuwenden. Im Besonderen wird verwiesen auf:

- das Flussdiagramm zur Vorgehensweise bei der Auswahl der Blitzschutzmaßnahmen und Überspannungsschutzgeräten (Beiblatt 5, Bild 11) sowie
- das Praxisbeispiel zur Berechnung der Trennungsabstände (Beiblatt 5, Anhang C).

In der Regel haben alle öffentlichen Gebäude eine Blitzschutzanlage. Für den Fall, dass keine Blitzschutzanlage vorhanden ist (bspw. Garagengebäude), wird empfohlen, einen Funktionspotenzialausgleich mit 6 mm² vom metallischen Montagegestell zum Hauptpotenzialausgleich herzustellen.

7.3.4.2 Maßnahmen zur Erhöhung der Anlagensicherheit

Durch die Installation von PV-Anlagen dürfen keine gefährlichen berührbaren Spannungen auftreten. Auch im Schadensfall, wie z. B. im Brandfall am Gebäude, ist die Gefahr für Personen und Einsatzkräfte auf ein Minimum zu begrenzen.

Zur Gewährleistung der Forderung ist frühzeitig ein Schutzkonzept aufzustellen und mit der örtlichen Feuerwehr abzustimmen.

Das Schutzziel wird u. a. durch Abschalteinrichtungen, wie der DC-Freischalter sowie der DC- und AC-seitige zentrale Not-Aus, erreicht.

Ein wichtiger Bestandteil der Sicherheitseinrichtungen jeder PV-Anlage ist der DC-Lasttrennschalter (kurz: DC-Freischalter), der normativ seit 2006 in der DIN VDE 0100-712 gefordert wird. Der genaue Einbauort ist nicht vorgeschrieben. Der DC-Freischalter ist oft bereits in den Wechselrichtern enthalten. Bei Einsatz von Generator-Anschlusskästen sollte der DC-Freischalter in diesem integriert sein. Da der Leitungsbereich zwischen Wechselrichter/Generator-Anschlusskasten und PV-Modul auch nach einem Öffnen des DC-Lasttrennschalters unter Spannung steht, sollte der DC-Freischalter möglichst nah am Solar-generator platziert werden.

Die Notwendigkeit eines sogenannten Feuerwehr-Not-Aus-Schalters ist mit der örtlichen Feuerwehr frühzeitig abzustimmen. Momentan bieten die Hersteller unterschiedliche Systeme von Feuerwehr-Not-Aus-Schaltern an. Eine ggf. notwendige Feuerwehr-Not-Aus-Schaltung sollte so ausgeführt werden, dass sie möglichst nah am PV-Generator liegt. Dadurch wird sichergestellt, dass der Leitungsbereich zwischen Wechselrichter/Generator-Anschlusskasten und PV-Modul nach Betätigen des Feuerwehr-Not-Aus-Schalters nicht mehr unter Spannung steht.

Die Notwendigkeit eines AC-seitigen zentralen Not-Aus für die PV-Anlage ist ebenfalls mit der zuständigen Feuerwehr abzuklären. Dieser Not-Aus sollte im Zugangsbereich eines Gebäudes, ggf. in der Nähe bzw. integriert in das Feuerwehrbedienfeld angebracht werden.

Weitere Schutzmaßnahmen beschreibt die Anwendungsregel „VDE-AR-E 2100-712“. Diese enthält Empfehlungen, um die Wahrscheinlichkeit eines elektrischen Schlages für Einsatzkräfte im Brandfall zu mindern.

Es wird empfohlen, zwischen dem Planer, Errichter und dem zukünftigen Betreiber einer PV-Anlage, einzelne Maßnahmen dieser Anwendungsregel zu vereinbaren.

Mögliche bauliche und organisatorische Maßnahmen sind beispielsweise:

- Kennzeichnung der PV-DC-Leitungsführung durch einen Übersichtsplan,
- Installation der Wechselrichter mit geeignetem Witterungsschutz außerhalb des Gebäudes,
- Beschränkung der PV-DC-Leitungen im Gebäude auf ein Minimum und
- Verlegung der ggf. verbleibenden DC-Leitungen im Gebäude Unterputz oder in Brandschutzkanälen und -schächten.

Mögliche technische Maßnahmen sind Einrichtungen zum:

- Schalten, Trennen und Kurzschließen im DC-Bereich einer PV-Anlage,
- Trennen oder Kurzschließen des Strangs oder des PV-Generators und
- Abschalten des PV-Moduls.

Weitere Hinweise:

- Die technischen Mindestanforderungen für den Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz sind in der Anwendungsregel „VDE-AR-N 4105“ aufgeführt.
- Bei Einsatz von trafolosen Wechselrichtern sind aufgrund der fehlenden galvanischen Trennung allstromsensitive RCD's vom Typ B mit einem Bemessungsdifferenzstrom von max. 300 mA vorzusehen, falls der Wechselrichter die Funktion der Fehlergleichstromabschaltung nicht enthält.
- Die UV-Beständigkeit der im Außenbereich verlegten Leitungen einschließlich zugehörigen Befestigungsmaterials ist zu berücksichtigen. Auf eine fachgerechte Befestigung ist aufgrund der Scheuergefahr durch Windeinwirkung besonders zu achten. Eine Verlegung von Leitungen direkt auf der Dachhaut ist nicht zulässig.

7.3.4.3 Netzeinspeisung

Die PV-Anlage ist frühzeitig beim zuständigen Netzbetreiber zur Vorbereitung des Netzan schlusses und des zugehörigen Vertrages anzumelden.

Es wird zwischen Volleinspeisung und Überschusseinspeisung der erzeugten elektrischen Energie der Photovoltaikanlage unterschieden.

Volleinspeisung:

Die gesamte erzeugte elektrische Energie wird in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Diese Einspeisung ist wirtschaftlich sinnvoll, solange der eingespeiste Strom höher vergütet wird als der vom Netzbetreiber bezogene Strom.

Überschusseinspeisung:

Die erzeugte elektrische Energie wird vorrangig im eigenen Hause verbraucht. Die überschüssige Energie wird in das öffentliche Stromnetz eingespeist.

PV-Anlagen sind grundsätzlich für Netzparallelbetrieb auszulegen. Der erzeugte Strom ist, soweit er nicht selbst verbraucht wird, über eine geeichte Zähleinrichtung ins Netz des VNB einzuspeisen. In Abstimmung mit diesem sind Einspeisepunkt, Zähleinrichtung, sowie Maßnahmen gegen Rückspannung und unerwünschte Netzrückwirkungen festzulegen. Durch den

Einbau eines Netz- und Anlagenschutzes (NA-Schutz) kann die PV-Anlage bei unzulässigen Spannungs- und Frequenzwerten vom Netz abgeschaltet werden. Hierzu gelten mehrere Anwendungsregeln:

- „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen am Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung)“ (VDE-AR-N 4100).
- „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ (VDE-AR-N 4105) (für Anlagen < 135 kW).
- „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)“ (VDE-AR-N 4110) (für Anlagen ≥ 135 kW).

Darüber hinaus ergeben sich in Abhängigkeit der Summe der maximalen Scheinleistungen aller Erzeugungsanlagen und Speicher am Netzanschlusspunkt $\sum S_{Amax}$ für den NA-Schutz folgende Bedingungen:

- $\sum S_{Amax} \leq 30$ kVA: Zentraler NA-Schutz am zentralen Zählerplatz oder dezentral in einer Unterverteilung oder integrierter NA-Schutz im Wechselrichter.
- $\sum S_{Amax} > 30$ kVA: Zentraler NA-Schutz am zentralen Zählerplatz.

Unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten ist derzeit die Überschusseinspeisung der erzeugten elektrischen Energie in das öffentliche Stromnetz zu präferieren. Lösungen mit Zwischenspeicherung der erzeugten Energie in Batterieanlagen oder anderen Energiespeichern sollten geprüft werden, wenn der Eigenverbrauch im Vordergrund steht und die solare Deckungsquote weiter erhöht werden soll. Wegen der relativ hohen Investitionskosten sind Batterieanlagen ohne Förderung derzeit in der Regel noch nicht wirtschaftlich. Der Markt entwickelt sich in diesem Bereich jedoch sehr dynamisch. Die Kosten der elektrochemischen Energiespeicher sinken kontinuierlich.

7.3.4.4 Einspeisemanagement

Der Stromanteil im öffentlichen Stromnetz, der durch Photovoltaikanlagen erzeugt wird, hat sich in den letzten Jahren stetig erhöht. Die dadurch zur Verfügung stehende Strommenge ist witterungsbedingt größeren Schwankungen unterworfen und kann die Stabilität der Stromversorgung gefährden. Gemäß EEG wird dem Netzbetreiber die Möglichkeit gegeben, direkten Einfluss auf die von Photovoltaikanlagen in das öffentliche Netz eingespeiste Strommenge zu nehmen.

Das EEG regelt wie folgt detailliert den Einfluss der Netzbetreiber:

- Photovoltaikanlagen mit einer Leistung bis 30 kWp müssen mit einer dauerhaften Einspeisereduzierung auf 70% oder einer Einspeisereduzierung mit einem Rundsteuerempfänger ausgestattet werden.
- Bei Photovoltaikanlagen von 30 kWp bis 100 kWp erhält der Netzbetreiber einen direkten fernwirktechnischen Zugriff auf die Einspeisereduzierung. Die Einspeiseleistung kann bei Bedarf durch den Netzbetreiber auf Null gesenkt werden.
- Bei Photovoltaikanlagen über 100 kWp erhält der Netzbetreiber einen direkten fernwirktechnischen Zugriff auf die Einspeisereduzierung und zusätzlich eine Istwertübertragung der eingespeisten Leistung.

7.3.4.5 Erstprüfung

Nach Fertigstellung der PV-Anlage ist AC-seitig eine Erstprüfung nach DIN VDE 100-600 und DC-seitig eine Prüfung gemäß DIN VDE 0100-712 nach DIN EN 62446-1 (VDE 0126-23-1) durchzuführen. In diesem Zusammenhang wird empfohlen sich an der RAL-GZ 966 zu orientieren. Außerdem wird eine zusätzliche Prüfung durch ein unabhängiges Institut bzw. Sachver-

ständigen angeraten. Gegebenenfalls sind höhere Anforderungen in den Prüfverordnungen der Bundesländer zu beachten.

7.3.4.6 Wiederholungsprüfung

Gemäß dem Arbeitsschutzgesetz, der jeweiligen Landesbauordnung, der Betriebssicherheitsverordnung und den Unfallverhütungsvorschriften müssen elektrische Anlagen und Betriebsmittel in bestimmten Abständen sicherheitstechnisch geprüft werden. Die Wiederholungsprüfung ist nach DIN VDE 0105-100 und DIN EN 62446-1 (VDE 0126-23-1) durchzuführen. Richtwerte für den Prüfturnus der Wiederholungsprüfung sind in den Erläuterungen zu § 5 DGUV Vorschrift 3 und/oder § 5 DGUV Vorschrift 4 vorgegeben.

Die Betriebssicherheitsverordnung fordert in § 3 die Durchführung einer Gefährdungsbeurteilung. In Anlehnung an den Anwendungsbereich der Betriebssicherheitsverordnung ist im Rahmen der Erst- und Wiederholungsprüfungen eine Gefährdungsbeurteilung für die PV-Anlage durchzuführen und die Prüffristen AC- und DC-seitig festzulegen. Dabei können sich Abweichungen zu den als Richtwert genannten Fristen nach den Erläuterungen in DGUV Vorschrift 3 und/oder DGUV Vorschrift 4 ergeben.

Die Technischen Regeln für Betriebssicherheit (TRBS) geben den Stand der Technik sowie sonstige gesicherte arbeitswissenschaftliche Erkenntnisse für die Verwendung von Arbeitsmitteln wieder. Die TRBS 1111 "Gefährdungsbeurteilung" und die TRBS 1201 "Prüfungen und Kontrollen von Arbeitsmitteln und überwachungsbedürftiger Anlagen" konkretisieren im Rahmen ihres Anwendungsbereiches die Anforderungen der BetrSichV.

7.3.5 Instandhaltung

Inspektion, Wartung und Instandsetzung einer Photovoltaikanlage sind erforderlich, um den Sollzustand der Anlage festzustellen, zu erhalten und wiederherzustellen sowie die Anlagensicherheit zu gewährleisten und einen langfristigen Ertrag bzw. wirtschaftlichen Betrieb sicherzustellen.

Es wird vorgeschlagen, die Inspektion, Wartung und damit verbundene kleine Instandsetzungsarbeiten der PV-Anlagen auf der Grundlage des Vertragsmusters der AMEV-Empfehlung „Wartung 2018“ durchzuführen.

Das Vertragsmuster der AMEV-Empfehlung „Wartung 2018“ umfasst die Arbeitskarte 442 – PV-Anlagen in zwei Varianten.

Die Auswahl einer der beiden Varianten der Arbeitskarte soll in Abhängigkeit der konkreten Ausgestaltung des Controllings und der Betreibung der betreffenden PV-Anlage erfolgen.

Variante 1

Keine Aufschaltung der PV-Anlage (Eigentümer/Nutzer/Betreiber ist die öffentliche Hand selbst) auf eine GLT bzw. Leitstelle des Auftraggebers und keine regelmäßige (jährliche) vor-Ort-Begehung durch die Baudienststelle.

Variante 2

Aufschaltung der PV-Anlage (Eigentümer/Nutzer/Betreiber ist die öffentliche Hand selbst) auf eine GLT bzw. Leitstelle des Auftraggebers und regelmäßige (jährliche) vor-Ort-Begehung durch die Baudienststelle.

7.3.6 Funktionsüberwachung

Photovoltaikanlagen arbeiten in der Regel störungsfrei. Kommt es dennoch zu Fehlern oder Ausfällen, werden diese bei fehlender Funktionsüberwachung u. U. erst nach einigen Monaten erkannt. Eine Betriebsdatenüberwachung sorgt dafür, dass Ausfälle oder Störungen signalisiert und schnell bemerkt werden. Auf Grundlage dessen kann der Anlagenbetreiber Maßnahmen zur Fehlerbeseitigung veranlassen, um die Ertragsverluste zu minimieren.

Ob eine Anlage erwartungsgemäße Erträge liefert, ist ohne dauerhafte Messung nicht ohne weiteres festzustellen.

Die einfachste und preiswerteste Überwachung einer Photovoltaikanlage ist das regelmäßige Ablesen und Notieren der Zählerstände des Einspeisezählers.

Komfortabler als geführte Listen ist die permanente und automatische Erfassung und Speicherung der Erträge und anderer Leistungswerte über elektronische Datenspeicher, sog. Datenlogger. Viele Wechselrichter haben heute bereits einen Datenlogger serienmäßig integriert.

Die Datenlogger überwachen und protokollieren die Leistung, die jeder einzelne Wechselrichter ins Stromnetz einspeist. Aus den Messwerten erstellt der Datenlogger einen Tagesbericht über den Ertrag der Photovoltaikanlage. Mit den Protokolldaten kann er zusätzlich Monats- oder Jahresauswertungen generieren. Bei Unregelmäßigkeiten sendet der Datenlogger ein Signal, um den Anlagenbetreiber darüber zu informieren. Je nach Datenschnittstelle kann der Datenlogger per Kabel oder kabellos (z. B. über Bluetooth) die Anlagendaten per SMS auf das Handy, auf den PC oder ein Internetportal senden. Weitere Möglichkeiten sind kleine Displays, die als Tisch- oder Wandgerät die Anlagendaten zeigen. Bei größeren Anlagen können die Daten auf ein Großdisplay, für jedermann sichtbar übertragen werden. Durch die Nutzung von Kombigeräten können sich Synergieeffekte ergeben. Die Kombigeräte verbinden die Funktionen eines Datenloggers mit denen der Steuerelektronik für Fernwirktechnik (z. B. Nullabregelung und Direktvermarktung).

Einige Wechselrichter-Hersteller bieten kostenlose Internetportale an, auf denen sämtliche Daten der Solaranlage präsentiert und visualisiert werden können. Die Datenlogger übertragen regelmäßig die Anlagendaten an das Portal. Auch der automatische Versand von Berichten oder Mitteilungen per E-Mail ist möglich.

Besonders bei größeren PV-Anlagen ist für die Betriebsführung eine automatisierte Anlagenüberwachung mit einem Datenlogger zu empfehlen.

Der Markt stellt mittlerweile eine Vielzahl unterschiedlicher Überwachungssysteme für Photovoltaikanlagen zur Verfügung. Bewährt hat sich ein objektspezifisches, vereinfachtes Monitoringsystem, welches Soll-Ist-Vergleiche von absoluten und spezifischen Erträgen durchführt und prozentuale Abweichungen berechnet. Übersteigt diese Abweichung einen festgelegten Wert wird eine automatisierte Fehlermeldung generiert. Die Höhe der prozentualen Abweichung lässt auf mögliche Fehlerquellen schließen.

7.3.7 Visualisierung

Photovoltaikanlagen arbeiten emissionsfrei und sind meist unauffällig auf Dächern installiert. Auf die umweltfreundliche Erzeugung elektrischer Energie kann hingewiesen werden, indem Betriebsdaten, Grafiken oder Informationen zur Anlage öffentlichkeitswirksam auf repräsentativen Anzeigetafeln, Displays oder Terminals dargestellt werden. Sinnvolle Anzeigen sind hierbei die installierte Leistung, der Tages- und/oder Gesamtenergieertrag, die CO₂-Vermeidung sowie die aktuellen Werte der Sonneneinstrahlung, des solaren Deckungsgrades und der Anteil des Strombedarfs der durch Netzbezug bereitgestellt wird. Gestaltete Displays sorgen dafür, dass Publikumsverkehr auf eine Photovoltaikanlage aufmerksam gemacht wird. Fotos,

Blockschaltbilder und Schematas der Anlage erhöhen den optischen Eindruck und den Informationswert.

7.3.8 Marktstammdatenregister

Betreiber sind nach EEG verpflichtet, die Stammdaten der neu errichteten oder erweiterten, aber auch der bereits existierenden PV-Anlage im Marktstammdatenregister zu melden. Die Meldung ist unabhängig davon, ob Einspeisevergütungen in Anspruch genommen werden.

Nachfolgende Angaben sind im Meldeportal zu hinterlegen:

- Standort der PV-Anlage (Anschrift)
- Inbetriebnahmedatum
- Anzahl der Module
- Bruttoleistung der gesamten Stromerzeugungseinheit
- Wechselrichterleistung
- Ist an den Wechselrichter ein Stromspeicher angeschlossen?
- Gilt für die PV-Anlage eine Leistungsbegrenzung?
- Wurde die PV-Anlage auf Gebäude, Dach oder Fassade errichtet?
- Gebäudenutzung
- Sind die Module einheitlich ausgerichtet?
- Ausrichtung und Neigungswinkel der Module?
- Voll- oder Teileinspeisung?
- Ist Fernsteuerung durch den Netzbetreiber möglich?
- Anschlussnetzbetreiber
- Spannungsebene (Niederspannung)
- Vom Netzbetreiber vorgegebene Identifikations-Nummer
- Installierte Leistung
- EEG-Anlagenschlüssel
- Anlagenkennziffer aus dem Anlagenregister
- Werden für die PV-Anlage Zahlungen des Netzbetreibers in Anspruch genommen?
- Wurde für die PV-Anlage ein Zuschlag in einer Ausschreibung erlangt?
- Wurde die PV-Anlage der Veräußerungsform des Mieterstromzuschlags zugeordnet?

Für Betreiber einer PV-Anlage, die ab dem 31. Januar 2019 in Betrieb genommen wurde, gilt eine Frist von einem Monat nach Inbetriebnahmedatum, um sich im Webportal bei der Bundesnetzagentur zu registrieren. Für alle Betreiber bestehender PV-Anlagen gibt es hingegen eine zweijährige Übergangsfrist, um ihre PV-Systeme im Webportal neu zu registrieren. Sofern diese Fristen nicht eingehalten werden, kann sich der Vergütungsanspruch verringern.

Nach Registrierung der Daten wird von der Bundesnetzagentur eine schriftliche Bestätigung postalisch übermittelt, welche als Nachweis dem Netzbetreiber gegenüber herangezogen werden kann.

7.3.9 Recycling von PV-Modulen

Die durchschnittliche Lebensdauer von Solarmodulen beträgt 20-40 Jahre. Erste PV-Anlagen werden demnächst ihr Lebensende erreichen und müssen daher entsorgt werden. PV-Module bestehen u. a. aus Glas, Aluminium, Kupfer und Halbleitern, wie Silizium und Selen. Diese wertvollen Stoffe können wiederverwendet werden.

Das Recycling von Solarmodulen ist im Elektro- und Elektronikgerätegesetz (ElektroG) geregelt. Das ElektroG setzt die europäische Richtlinie 2012/19/EU über Elektro- und Elektronik-Altgeräte (WEEE-Richtlinie) in nationales Recht um, welche die Richtlinie 2002/96/EG abgelöst hat. Hersteller oder Händler müssen vor dem Verkauf die Module bei der Stiftung EAR

(Elektro-Altgeräte-Register) melden. Diese Stiftung registriert und koordiniert bundesweit die Entsorgung von Altgeräten.

Die Hersteller und Händler mit einer Verkaufs- bzw. Lagerfläche von mehr als 400 Quadratmetern sind seit dem Ende der Übergangsfrist am 24.07.2016 zur Rücknahme und Entsorgung von Altmodulen verpflichtet.

Welche Annahmestellen genutzt werden können, ist abhängig von der Einordnung der Module als Altgeräte aus privaten Haushalten (B2C: Produkte für Privatverbraucher) oder anderer Nutzer als private Haushalte (B2B: Produkte für Unternehmen). Für die Annahme von Altmodulen sind öffentlich-rechtliche Entsorgungsträger, Hersteller bzw. von diesen beauftragte Dritte oder Vertreiber berechtigt.

Rücknahme von Altmodulen aus privaten Haushalten (B2C):

Private Anlagenbetreiber oder Installationsbetriebe können bis zu 20 Altmodule an einer kommunalen Sammelstelle (Wertstoffhof) kostenfrei abgeben. Bei mehr als 20 Modulen muss mit dem Wertstoffhof u. U. eine andere Abgabestelle festgelegt werden. Bis auf die Demontage und den Transport zur Sammelstelle ist für den Endkunden alles kostenlos. Dies gilt auch für Module, die vor Inkrafttreten des ElektroG verbaut wurden. Neben der Abgabe von Altmodulen am Wertstoffhof können Hersteller eigene Module zurücknehmen (freiwillige Rücknahme). Einige Hersteller bedienen sich Dienstleistungsunternehmen, wie z. B. PV-Cycle oder take-away, die deren Pflichten aus dem ElektroG übernehmen. Manche Hersteller bzw. deren Dienstleistungsunternehmen bieten dem PV-Anlagenbetreiber auch einen kostenlosen Abholservice an.

Im Rahmen der Erstregistrierung muss durch Hersteller oder Händler eine finanzielle Garantie für den Insolvenzfall hinterlegt werden. Diese soll Entsorgungsaufwände jener Hersteller abdecken, die zum Zeitpunkt der Rückgabe von Altmodulen nicht mehr existieren.

Rücknahme gewerblich genutzter Altmodule (B2B):

Gewerblich genutzte Altmodule werden anders klassifiziert. Solarparks sind B2B-Produkte. Solaranlagen auf Dächern von kleineren Gewerbebetrieben werden unterschiedlich betrachtet. Entsprechen die Altmodule nach Art und Menge denen eines privaten Endkunden, dann fallen die Module in den privaten Bereich, ansonsten in den gewerblichen.

Fallen die Module in den gewerblichen bzw. B2B-Bereich gilt folgendes: Besitzer, die vor Inkrafttreten des ElektroG Module gekauft haben, müssen für die Entsorgung selbst aufkommen, es sei denn der Modulhersteller nimmt sie freiwillig kostenfrei zurück. Für B2B-Besitzer, die nach Inkrafttreten des ElektroG Module gekauft haben, ist die Entsorgung, wie für die privaten Endkunden, kostenfrei. Die Module können allerdings nicht über die Sammelstellen zurückgegeben werden. Für die Entsorgung sind die Hersteller zuständig. Von denen viele ihre gesetzlichen Verpflichtungen zur Entsorgung von Modulen an Dritte, wie z. B. PV-Cycle oder take-away, abgegeben haben. Anders als bei den privaten Endkunden gibt es für den B2B-Bereich keine insolvenz sichere Garantie. B2B-Besitzer müssen das Risiko einer Insolvenz des Modulherstellers selbst tragen. Ist der Modulhersteller nicht mehr auf dem Markt sind die Entsorgungskosten vom B2B-Betreiber zu übernehmen.

7.3.10 Checkliste zur Planung und Errichtung von PV-Anlagen

Checkliste für PV-Anlagen ohne Batteriespeicher

Voraussetzungen für die Realisierung

- Ermittlung der möglichen Fläche für die Modulaufstellung
- Prüfung auf Verschattungsfreiheit
- Ermittlung der potenziellen Anlagenleistung in kWp
- Beachtung öffentlich-rechtlicher Anforderungen (ggf. Denkmalschutz)
- Genehmigungsfreiheit klären

- Prüfung des Dachzustandes in Bezug auf Dachkonstruktion und Dachdeckung (Standzeit > 20 Jahre)
- statischer Nachweis der Tragfähigkeit des Daches und Berücksichtigung der Lastübertragung in die Tragstruktur des Gebäudes
- Nachweis der Standsicherheit hinsichtlich Wind- und Schneelasten
- Nachweis zur Lagesicherheit der Komponenten
- Prüfung, ob Modulbefestigung ohne Funktionsbeeinträchtigung des Daches möglich ist
- Nachweis der Systemstatik des Tragegestells
- Prüfung, ob nicht geregelte Bauprodukte verwendet werden (Notwendigkeit von Zulassungen)
- Prüfung des bauphysikalischen Tauwassernachweises der vorhandenen Dachkonstruktion im Hinblick auf Verschattung durch die aufzubringenden PV-Module
- Ermittlung der möglichen Eigenverbrauchsquote
- bei Verpachtung von Flächen: Abstimmung Gestattungsvertrag
- positives Ergebnis der Netzverträglichkeitsprüfung und Einspeisezusage des VNB
- Anmeldung beim zuständigen Netzbetreiber

Technische Anforderungen

- Aufstellplan der Module
- Gleichstrom-Kabelwege zwischen Modulen und Wechselrichtern
- Position und Auslegung der Wechselrichter
- Kabelführungen von Wechselrichtern zum Einspeisepunkt
- Netzeinspeisepunkt
- Zählerplätze für Netzeinspeisung und Eigenverbrauch
- Fernüberwachung
- Einspeisemanagement

Wirtschaftlichkeit

- Herstellungskosten der PV-Anlage einschließlich Nebenkosten
- Jahresstromerzeugung
- Potenzieller Eigenverbrauch bzw. Einsparung durch Eigenverbrauch
- EEG-Einspeisevergütung
- EEG-Umlage
- Jährliche Kosten für Betrieb, Instandhaltung, Verwaltung etc.
- Kalkulatorischer Zinssatz
- angemessener Betrachtungszeitraum

Brandschutz, Blitz- und Überspannungsschutz

- Einhaltung von Brandschutzvorschriften und Landesbauordnungen
- Einbindung in ein bestehendes Brandschutzkonzept
- Prüfung Trennungsabstand und Einbindung in inneren und äußeren Blitzschutz
- Anschluss an den Potenzialausgleich

Abnahme, Inbetriebnahme und Instandhaltung

- Erstellung von Messprotokollen (z. B. nach RAL-GZ 966)
- Inbetriebsetzung (Zählermontage) durch Messstellenbetreiber (i. d. R. Netzbetreiber vor Ort)
- Prüfung der PV-Anlage durch unabhängigen Sachverständigen
- Prüfung der Blitzschutzanlage durch unabhängigen Sachverständigen
- Dokumentation nach DIN EN 62446 (VDE 0126-23)
- PV-Anlagenpass (z. B. BSW und ZVEH oder gleichwertig)
- Einweisung Betreiber, Nutzer und Feuerwehr
- Registrierung der PV-Anlage bei der Bundesnetzagentur und Eingabe der Anlagendaten im Marktstammdatenregister
- Abschluss des Instandhaltungsvertrages

Anlage F

Checkliste zur Standortaufnahme

Stand – 19.06.2019

Objektdaten:

Nutzende Verwaltung:

Gebäudebezeichnung:

LS-Nr.:

Anzahl Gebäude in LS:

Straße, Nr.:

PLZ/Ort:

Ansprechpartner:

Telefon:

E-Mail:

Betreiber:

Potenzial Photovoltaik:

Dachanlage:

☐ Ja

☐ Nein

Fassadenanlage:

☐ Ja

☐ Nein

Freiflächenanlage

☐ Ja

☐ Nein

Einschätzung mögliche PV-Leistung:

Einschätzung Grobkosten:

Anmerkungen (zwingend auszufüllen, sofern PV nicht möglich):

Charakteristika elektrischer Strom (Liegenschaft):

Jährlicher Stromverbrauch:

Jahr der Messwerte:

Höchste 1/4h Leistung :

Niedrigste 1/4h Leistung:

PV-Bestand:

☐ Ja

☐ Nein

Dachform:

☐ Satteldach

☐ Pultdach

☐ Walmdach

☐ Zeltdach

☐ Mansarddach

☐ Sheddach

☐ Satteldach mit Krüppelwalm

☐ Flachdach

☐ Stehpfalzdach

☐ Sonstiges/Besonderheiten (ggf. weitere Teilbereiche):

Dachmaße:

Länge:

Ausrichtung (Azimut):

Höhe:

Neigungswinkel:

Breite:

Dacheindeckung:

☐ Schiefer

☐ Welleternit

☐ Dachpappe

☐ Ziegel

☐ Kies

☐ Bitumen

☐ Frankfurter

☐ Biberschwanz

☐ Sonstiges

Dachaufbauten:

Äußere Blitzschutzanlage	☐ Ja	☐ Nein
Nicht belegbare Teilbereiche	☐ Ja	☐ Nein
Attika	☐ Ja	☐ Nein

Andere Dachaufbauten, welche den Generator einschränken könnten (Fenster, Gaube, Schornstein etc.):

Einschätzung Dachzustand/Statik:

Jahr der Eindeckung (ggf. geschätzt):

geschätzte Reststandzeit:

☐ keine Maßnahmen notwendig	☐ Maßnahmen notwendig (Teilbereiche)	☐ vollständige Sanierung
Statikunterlagen verfügbar:	☐ Ja	☐ Nein
Reserve für PV:	☐ Ja	☐ Nein
	☐ nicht einschätzbar	

Beschreibung Zustand:

Niederspannungsseitige Anbindung:

☐ freie kleine NS-Schaltleiste	☐ Netzersatzanlage
☐ freie große NS-Schaltleiste	☐ Kompensationsanlage

Wechselrichteraufstellung:

☐ Außen	☐ Innen
☐ Raum vorhanden	

Verschattung:

☐ keine	☐ gering	☐ stark
--------------------------------	---------------------------------	--------------------------------

Beschreibung der Verschattung:

Sanierungsgebiet/ Bestandsschutz:

☐ Ja	☐ Nein
-----------------------------	-------------------------------

Denkmalschutz:

☐ Ja	☐ Nein
-----------------------------	-------------------------------

Bearbeiter:

Telefon:

E-Mail:

Datum Begehung:

Datum Checkliste:

Unterschrift Bearbeiter:

Anlage G - Blanko

Zusammenfassungsblatt

Liegenschaft: Hausverwaltende Dienststelle
Straße/Hs.nr.
PLZ/Ort

Abbildung Liegenschaft

Anzahl Gebäude:	0	
Installierbare Leistung:	0	kWp
Brutto Strompreis:	0,00	€/kWh
Möglicher Eigenverbrauchsanteil	100,0	%
Reststandzeit Dach:	20,0	a
Gesamtkosten PVA (KG 200-700 DIN 276):	0	€
Amortisation:	0	a

Druckdatum:

PWiB-Tool 1.3

Liegenschaft:

Hausverwaltende Dienststelle

Straße/Hs.nr.

PLZ/Ort

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung inkl. Variantenvergleich		Sportgymnasium	
Bezeichnung/Anmerkung/Beschreibung	Flachdach Ost-/Westaufständerrung		
Rahmenbedingungen			
Betrachtungszeitraum	20,00	a	
kalkulatorischer Zinssatz	i	1,00%	
Annuitätsfaktor	a	0,055415315	1/a
Strompreis	P _s	0,00	€/kWh
Preissteigerung Strompreis	e _s	2,00%	
Diskontierungssummenfaktor _{Strom}	d _s	22,26329843	a
Preissteigerung Lohn-/Dienstleistungen	e _{LD}	2,00%	
Diskontierungssummenfaktor _{Lohn-/Dienstleistungen}	d _{LD}	22,26329843	a
Einspeisevergütung (Mischkalkulation)	P _{ES}	0,0987	€/kWh
EEG-Umlage	P _{EEG-U}	0	€/kWh
Betrachtungszeitraum Dach		30,00	a
Reststandzeit Dach (2004) 30 Jahre 1500 m² Dachfl.		20,00	a
Kosten Dachertüchtigung ohne Statikmaßnahmen (nur einzutragen, wenn die Reststandzeit < 20 Jahre)	K _D	0,00	€
elektrische Energie			
installierte Leistung		0,00	kWp
jährliche Globalstrahlung		0,00	kWh/kWp
erzeugte elektrische Energie		0,00	kWh/a
Eigenverbrauchsrate		100,00%	
Eigenverbrauch		0,00	kWh
Überschusseinspeisung		0,00	kWh
Berechnung der Systemkosten - KG 200-500			
PV-System (KG400)	1.300,00	€/kWp	0,00 €
	0,00	€/kWp	0,00 €
	0,00	€/kWp	0,00 €
	0,00	€/kWp	0,00 €
	0,00	€/kWp	0,00 €
	0,00	€/kWp	0,00 €
	0,00	€/kWp	0,00 €
Zwischensumme	1300,00	€/kWp	0,00 €
Weitere Kosten			
Kosten Baugerüst vs. Seitenschutz	0,00	€/kWp	0,00 €
Kosten Aufzug bzw. Kran	0,00	€/kWp	0,00 €
ggf. Kosten Sanierung Dachhaut	0,00	€/kWp	0,00 €
	0,00	€/kWp	0,00 €
	0,00	€/kWp	0,00 €
	0,00	€/kWp	0,00 €
	0,00	€/kWp	0,00 €
Zwischensumme	#DIV/0!	€/kWp	0,00 €
Gesamt - KG 200-500 DIN 276 brutto	0,00	€/kWp	0,00 €
Berechnung Baunebenkosten - KG 700			
technische Ausrüstung - HOAI	20,00%		0,00 €
ggf. Gebäude - HOAI	20,00%		0,00 €
ggf. Statik			0,00 €
			0,00 €
			0,00 €
			0,00 €
			0,00 €
Gesamt - KG 700 DIN 276			0,00 €
Gesamtkosten PVA			
Gesamtkosten PVA - KG 200-700 DIN 276	#DIV/0!	€/kWp	0,00 €
Berechnung Betriebsbedingter Kosten			
Betrieb	0,00	€/kWp	0,00 €
Inspektion	0,00	€/kWp	0,00 €
Instandhaltung	0,00	€/kWp	0,00 €
Modulreinigung Flachdach	0,00	€/kWp	0,00 €
	0,00	€/kWp	0,00 €
	0,00	€/kWp	0,00 €
Betriebsbedingte Kosten	#DIV/0!	€/kWp	#DIV/0!
Sowieso-Kosten			
ggf. Kosten Sanierung Dachhaut - Rest	0,00	€/kWp	0,00 €
ggf. HOAI Gebäude (Sanierung Dachhaut)	20,00%		0,00 €
	0,00	€/kWp	0,00 €
Gesamt-Sowieso-Kosten	#DIV/0!	€/kWp	0,00 €
vermiedene CO2-Kosten			
Primärenergiefaktor (ENEV Anlage 1 Nr. 2.1.1.)		1	
CO2-Preis	P _{CO2}	50	€/t
vermiedenes CO2		0,00	t CO2
vermiedene CO2-Kosten		0,00	€/a

Druckdatum:

PWiB-Tool 1.3

Liegenschaft:

Hausverwaltende Dienststelle

Straße/Hs.nr.

PLZ/Ort

<u>Wirtschaftlichkeitsbetrachtung</u>		<u>Zusammenfassung Einzelbetrachtungen</u>	
Anmerkung		Flachdach Ost-/Westaufständigung	
Annahme			
Rahmenbedingungen			
Betrachtungszeitraum	T	20,00	a
kalkulatorischer Zinssatz	i	1,00%	
Annuitätsfaktor	a	0,055415315	1/a
Strompreis	P _s	0,00	€/kWh
Preissteigerung Strompreis	e _s	2,00%	
Diskontierungssummenfaktor _{strom}	d _s	22,26329843	a
Preissteigerung Lohn-/Dienstleistungen	e _{LD}	2,00%	
Diskontierungssummenfaktor _{lohn-/dienstleistungen}	d _{LD}	22,26329843	a
Einspeisevergütung (Mischkalkulation)	P _{ES}	0,0987	€/kWh
EEG-Umlage	P _{EEG-U}	0	€/kWh
Betrachtungszeitraum Dach	T ₁	30,00	a
Reststandzeit Dach		20,00	a
Kosten Dachertüchtigung ohne Statikmaßnahmen	K _D	0,00	€
elektrische Energie			
installierte Leistung		0	kWp
jährliche Globalstrahlung		0	kWh/kWp
erzeugte elektrische Energie		0	kWh/a
Eigenverbrauchsrate		100,00%	
Eigenverbrauch		0	kWh
Überschusseinspeisung		0,00	kWh
Kostenaufstellung			
System-/Errichtungskosten - KG 200-500 DIN 276	#DIV/0!	€/kWp	0,00 €
Kosten Sanierung Dachhaut (Anteilig Reststandzeit/Betrachtungszeitraum)	#DIV/0!	€/kWp	0,00 €
Baunebenkosten - KG 700 (abzüglich pschl. 30%)	#DIV/0!	€/kWp	0,00 €
Gesamtkosten PVA - KG 200-700 DIN 276	#DIV/0!	€/kWp	0,00 €
Betriebsbedingte Kosten	#DIV/0!	€/kWp	#DIV/0!
Berechnung der Wirtschaftlichkeit			
Anfangsinvestition		0,00	€/a
Betriebsbedingte Kosten	#DIV/0!	€/a	
zu zahlende EEG-Umlage		0,00	€/a
Einnahme durch Vermeidung		0,00	€/a
Überschusseinspeisung		0,00	€/a
Umsatzsteuer auf Überschusseinspeisung		0,00	€/a
Restwert Dach		0,00	€/a
		0,00	€/a
	#DIV/0!		€/a
Cashflow			
	1	#DIV/0!	0,00 €
	2	#DIV/0!	0,00 €
	3	#DIV/0!	0,00 €
	4	#DIV/0!	0,00 €
	5	#DIV/0!	0,00 €
	6	#DIV/0!	0,00 €
	7	#DIV/0!	0,00 €
	8	#DIV/0!	0,00 €
	9	#DIV/0!	0,00 €
	10	#DIV/0!	0,00 €
	11	#DIV/0!	0,00 €
	12	#DIV/0!	0,00 €
	13	#DIV/0!	0,00 €
	14	#DIV/0!	0,00 €
	15	#DIV/0!	0,00 €
	16	#DIV/0!	0,00 €
	17	#DIV/0!	0,00 €
	18	#DIV/0!	0,00 €
	19	#DIV/0!	0,00 €
	20	#DIV/0!	0,00 €
	21	#DIV/0!	0,00 €
Ergänzende Informationen			
Kostenangabe			
Kosten (KG 200-500 DIN 276)		0,00	€
davon "Sowieso"-Kosten (Sanierung Dachhaut)		0,00	€
Honorarkosten (KG 700 DIN 276)		0,00	€
davon "Sowieso"-Kosten (Sanierung Dachhaut)		0,00	€
Gesamtkosten (KG 200-700 DIN 276)		0,00	€
vermiedene CO₂-Kosten			
Primärenergiefaktor		1	
CO ₂ -Preis	P _{CO₂}	50	€/t
vermiedenes CO ₂		0	t CO ₂
vermiedene CO ₂ -Kosten		0	€/a
Stromgestehungskosten			
Stromgestehungskosten		#DIV/0!	€/kWh
Einsparung gegenüber aktuellen Einkaufspreis		#DIV/0!	%
Eigene Personalkosten			
Personalkosten PG PV (A ₀ *6%)		0,00	€

Anlage G - Fiktiv

Zusammenfassungsblatt

Liegenschaft: Muster Dienststelle
Musterstraße 1
12345/ Musterstadt

Abbildung Liegenschaft

Anzahl Gebäude:	1	
Installierbare Leistung:	99	kWp
Brutto Strompreis:	0,23	€/kWh
Möglicher Eigenverbrauchsanteil	93,0	%
Reststandzeit Dach:	5,0	a
Gesamtkosten PVA (KG 200-700 DIN 276):	224.533	€
Amortisation:	19	a

Druckdatum: Mustertag

PWiB-Tool 1.3

Liegenschaft:

Muster Dienststelle

Musterstraße 1

12345/ Musterstadt

<u>Wirtschaftlichkeitsbetrachtung inkl. Variantenvergleich</u>	<u>Sportgymnasium</u>
Bezeichnung/Anmerkung/Beschreibung	Flachdach Ost-/Westaufständerung

Rahmenbedingungen

Betrachtungszeitraum	20,00 a
kalkulatorischer Zinssatz	i 1,00%
Annuitätsfaktor	a 0,055415315 1/a
Strompreis	P _s 0,23 €/kWh
Preissteigerung Strompreis	e _s 2,00%
Diskontierungssummenfaktor ^{Strom}	d _s 22,26329843 a
Preissteigerung Lohn-/Dienstleistungen	e _{LD} 2,00%
Diskontierungssummenfaktor ^{Lohn-/Dienstleistungen}	d _{LD} 22,26329843 a
Einspeisevergütung (Mischkalkulation)	P _{ES} 0,086036364 €/kWh
EEG-Umlage	P _{EEG-U} 0,027024 €/kWh
Betrachtungszeitraum Dach	30,00 a
Reststandzeit Dach (2004) 30 Jahre 1500 m² Dachfl.	5,00 a
Kosten Dachertüchtigung ohne Statikmaßnahmen (nur einzutragen, wenn die Reststandzeit < 20 Jahre)	K _D 50.000,00 €

elektrische Energie

installierte Leistung	99,00 kWp
jährliche Globalstrahlung	881,00 kWh/kWp
erzeugte elektrische Energie	87.219,00 kWh/a
Eigenverbrauchsrate	93,00%
Eigenverbrauch	81.113,67 kWh
Überschusseinspeisung	6105,33 kWh

Berechnung der Systemkosten - KG 200-500

PV-System (KG400)	1.300,00 €/kWp	128.700,00 €
UK	404,04 €/kWp	40.000,00 €
	0,00 €/kWp	0,00 €
	0,00 €/kWp	0,00 €
	0,00 €/kWp	0,00 €
	0,00 €/kWp	0,00 €
	0,00 €/kWp	0,00 €
Zwischensumme	1704,04 €/kWp	168.700,00 €

Weitere Kosten

Kosten Baugerüst vs. Seitenschutz	252,53 €/kWp	25.000,00 €
Kosten Aufzug bzw. Kran	75,76 €/kWp	7.500,00 €
ggf. Kosten Sanierung Dachhaut	84,18 €/kWp	8.333,33 €
Tiefbau	151,52 €/kWp	15.000,00 €
	0,00 €/kWp	0,00 €
	0,00 €/kWp	0,00 €
	0,00 €/kWp	0,00 €
Zwischensumme	563,97 €/kWp	55.833,33 €
Gesamt - KG 200-500 DIN 276 brutto	0,00 €/kWp	224.533,33 €

Berechnung Baunebenkosten - KG 700

technische Ausrüstung - HOAI	15,00%	25.305,00 €
ggf. Gebäude - HOAI	15,00%	8.375,00 €
ggf. Statik		0,00 €
		0,00 €
		0,00 €
		0,00 €
Gesamt - KG 700 DIN 276		33.680,00 €

Gesamtkosten PVA

Gesamtkosten PVA - KG 200-700 DIN 276	2608,22 €/kWp	258.213,33 €
--	----------------------	---------------------

Berechnung Betriebsbedingter Kosten

Betrieb	0,00 €/kWp	0,00 €
Inspektion	0,00 €/kWp	0,00 €
Instandhaltung	0,00 €/kWp	0,00 €
Modulreinigung Flachdach	0,00 €/kWp	0,00 €
	0,00 €/kWp	0,00 €
	0,00 €/kWp	0,00 €
Betriebsbedingte Kosten (psch. 1%)	17,04 €/kWp	1.687,00 €

Sowieso-Kosten

ggf. Kosten Sanierung Dachhaut - Rest	0,00 €/kWp	41.666,67 €
ggf. HOAI Gebäude (Sanierung Dachhaut)	20,00%	8.333,33 €
	0,00 €/kWp	0,00 €
Gesamt-Sowieso-Kosten	505,05 €/kWp	50.000,00 €

vermiedene CO2-Kosten

Primärenergiefaktor (ENEV Anlage 1 Nr. 2.1.1.)	1
CO ₂ -Preis	P _{CO₂} 50 €/t
vermiedenes CO ₂	23,48 t CO ₂
vermiedene CO ₂ -Kosten	1174,00 €/a

Druckdatum:

=DeckblattIC39

PWiB-Tool 1.3

Liegenschaft:

Muster Dienststelle

Musterstraße 1

12345/ Musterstadt

<u>Wirtschaftlichkeitsbetrachtung</u>		<u>Zusammenfassung Einzelbetrachtungen</u>	
Anmerkung		Flachdach Ost-/Westaufständigung	
Annahme			
Rahmenbedingungen			
Betrachtungszeitraum	T	20,00	a
kalkulatorischer Zinssatz	i	1,00%	
Annuitätsfaktor	a	0,055415315	1/a
Strompreis	P _s	0,23	€/kWh
Preissteigerung Strompreis	es	2,00%	
Diskontierungssummenfaktor Strom	ds	22,26329843	a
Preissteigerung Lohn-/Dienstleistungen	elD	2,00%	
Diskontierungssummenfaktor Lohn-/Dienstleistungen	dLD	22,26329843	a
Einspeisevergütung (Mischkalkulation)	P _{ES}	0,086036364	€/kWh
EEG-Umlage	P _{EEG-U}	0,027024	€/kWh
Betrachtungszeitraum Dach	T ₁	30,00	a
Reststandzeit Dach		20,00	a
Kosten Dachertüchtigung ohne Statikmaßnahmen	K _D	50.000,00	€
elektrische Energie			
installierte Leistung		99	kWp
jährliche Globalstrahlung		881	kWh/kWp
erzeugte elektrische Energie		87.219	kWh/a
Eigenverbrauchsrate		93,00%	
Eigenverbrauch		81.114	kWh
Überschusseinspeisung		6105,33	kWh
Kostenaufstellung			
System-/Errichtungskosten - KG 200-500 DIN 276	2.183,84	€/kWp	216.200,00 €
Kosten Sanierung Dachhaut (Anteilig Reststandzeit/Betrachtungszeitraum)	336,70	€/kWp	33.333,33 €
Baunebenkosten - KG 700 (abzüglich pschl. 30%)	238,14	€/kWp	23.576,00 €
Gesamtkosten PVA - KG 200-700 DIN 276	2.758,68	€/kWp	273.109,33 €
Betriebsbedingte Kosten	17,04	€/kWp	1.687,00 €
Berechnung der Wirtschaftlichkeit			
Anfangsinvestition		15.134,44	€/a
Betriebsbedingte Kosten		2.081,30	€/a
zu zahlende EEG-Umlage		2.357,01	€/a
Einnahme durch Vermeidung		23.016,60	€/a
Überschusseinspeisung		0,00	€/a
Umsatzsteuer auf Überschusseinspeisung		0,00	€/a
		0,00	€/a
Restwert Dach		9.106,05	€/a
		0,00	€/a
	3.443,86		€/a
Cashflow			
	1	-391.454,89 €	23.016,60 €
	2	-368.438,29 €	23.016,60 €
	3	-345.421,69 €	23.016,60 €
	4	-322.405,09 €	23.016,60 €
	5	-299.388,49 €	23.016,60 €
	6	-276.371,88 €	23.016,60 €
	7	-253.355,28 €	23.016,60 €
	8	-230.338,68 €	23.016,60 €
	9	-207.322,08 €	23.016,60 €
	10	-184.305,48 €	23.016,60 €
	11	-161.288,88 €	23.016,60 €
	12	-138.272,27 €	23.016,60 €
	13	-115.255,67 €	23.016,60 €
	14	-92.239,07 €	23.016,60 €
	15	-69.222,47 €	23.016,60 €
	16	-46.205,87 €	23.016,60 €
	17	-23.189,27 €	23.016,60 €
	18	-172,66 €	23.016,60 €
	19	22.843,94 €	23.016,60 €
	20	45.860,54 €	32.122,65 €
	21	77.983,19 €	23.016,60 €
<u>Ergänzende Informationen</u>			
Kostenangabe			
Kosten (KG 200-500 DIN 276)		266.200,00	€
davon "Sowieso"-Kosten (Sanierung Dachhaut)		16.666,67	€
Honorarkosten (KG 700 DIN 276)		42.013,33	€
davon "Sowieso"-Kosten (Sanierung Dachhaut)		18.437,33	€
Gesamtkosten (KG 200-700 DIN 276)		308.213,33	€
vermiedene CO₂-Kosten			
Primärenergiefaktor		1	
CO ₂ -Preis	P _{CO₂}	50	€/t
vermiedenes CO ₂		23	t CO ₂
vermiedene CO ₂ -Kosten		1.174	€/a
Stromgestehungskosten			
Stromgestehungskosten		0,22440918	€/kWh
Einsparung gegenüber aktuellen Einkaufspreis		-2,430789759	%
Eigene Personalkosten			
Personalkosten PG PV (A ₀ *6%)		14.972,00	€

Anlage H Arbeitskarte für KG 442 PV-Anlagen, Variante 2 *

(PV-Leitstelle/-GLT beim AG und jährl. Vor-Ort-Begehung durch Baudienststelle)

Leistungs- kennziffer	Inspektions- und Wartungsarbeiten				Fristen				Bemerkungen
					1 jährl	2- jährl	4- jährl	bei Be- darf	
1 0 0 0	PV-Anlage								
1 1 0 0	Solarmodule								
1 1 0 1	Reinigung der gesamten PV-Fläche mit entmineralisiertem Wasser							x	abhängig von Standort und Einbauneigung
1 1 0 2	Beseitigung von störendem Pflanzenbewuchs (Flachdach)							x	nur, sofern Arbeiten nicht durch Betreiber/Nutzer abgedeckt
1 1 0 3	Thermografische Untersuchung (ab mind. 500W/m² Einstrahlung) inkl. Auswertung							x	je nach Feststellung von Beschädigungen und Verfärbungen am Modul, sowie bei Ertragseinbußen; bei normalem Zustand in der Regel kaum erforderlich
1 1 0 4	Messung der Leistungskennlinie der Stränge							x	bei Mindererträgen Die Messung der Leistungskennlinie muss gemäß DIN EN 62446-1 Kapitel 7 bei stabilen Strahlungsbedingungen von mind. 400W/m² erfolgen.
1 2 0 0	Verkabelung von DC-, AC-, Steuer- und Datenkabel								
1 2 0 1	Sichtprüfung der Klemmverbindungen					x			
1 2 0 2	Sichtprüfung der Erdverbindungen					x			
1 3 0 0	Montagesystem								
1 3 0 1	Sichtprüfung der Schraub- und Klemmverbindungen, sowie der Modulbefestigungen inkl. der Standsicherheit und ggf. der Ballastierung (Flachdach)				x				
1 3 0 2	Messung der Erdverbindungen					x			
1 4 0 0	Wechselrichter								
1 4 0 1	Reinigung der Geräte (z. B. Lüftungsgitter, Kühlkörper)							x	gemäß Herstellervorgaben
1 4 0 2	Funktionskontrolle von Schaltern (z. B. Hauptschalter, DC-Freischalter), Bedienelementen, Display				x				
1 4 0 3	Funktionsprüfung der Kühlung und der Lüfter				x				
1 4 0 4	Überprüfung der Klemm- und Steckverbindungen, sowie der elektr. Anschlüsse auf Festsitz					x			
1 4 0 5	Kontrolle und Auswertung der Betriebsstatusanzeigen				x				
1 4 0 6	Funktionsprüfung der Überspannungsableiter bzw. Varistoren							x	abhängig von Fabrikat/Typ Wechselrichter (siehe Herstellerangabe)
1 4 0 7	Kontrolle und Auswertung des Fehlerspeichers							x	
1 4 0 8	Aufspielen neuer Firmware							x	
1 5 0 0	Generatoranschlusskasten, AC-Verteiler								
1 5 0 1	Funktionsprüfung der Sicherungs- und Bedienelemente					x			
1 5 0 2	Prüfung der Anschlüsse auf Dichtheit und Befestigung					x			
1 6 0 0	Schalt-, Steuerungs-, Schutz- und Überwachungseinrichtungen								
1 6 0 1	Funktionsprüfung von Feuerwehr-Not-Aus-Schalter (sofern vorhanden)				x				

1	6	0	2	Funktionsprüfung von DC-Freischalte(n)/-Trenner(n) im Generatoranschlusskasten	x				
1	6	0	3	Sichtprüfung der Auslöseanzeige von Überspannungsschutzgeräten	x				
1	6	0	4	Funktionsprüfung von AC-Trennschalte(n), Leitungsschutzschalter(n) und RCDs			x		
1	6	0	5	Funktionsprüfung des "NA-Schutz – Kuppelschalters" durch Betätigung der Prüftaste des NA-Schutzes, sowie Funktionsprüfung des automatischen Wiedereinschaltens (wenn einschaltfähig)	x				siehe auch VDE-AR-N 4105:2018-11 Abschnitt 8.3 „Zuschaltbedingungen und Synchronisierung“ und VDE-AR-N 4110:2018-11 Abschnitt 10.4 „Zuschaltbedingungen und Synchronisierung“
1	7	0	0	Prüfung und Dokumentation					
1	7	0	1	Sichtkontrolle von "PV-Liefer- und Strombezugszähler" und "PV-Erzeugungszähler"	x				
1	7	0	2	Dokumentation von Ereignissen im Anlagen-Wartungsbuch, wie z. B. Zählerwechsel, Wechselrichtertausch, Schadensereignisse, Umbauten, Reparaturen	x				Wartungsbuch muss vor Ort (mit der Inbetriebnahme) hinterlegt sein
1	8	0	0	Wartungspunkte nach Vorgaben des Netzbetreibers bzw. BDEW	x	x	x	x	Gemäß Vorgaben des Netzbetreibers bzw. BDEW
1	9	0	0	Wartungspunkte nach Herstellervorgaben	x	x	x	x	Gemäß Herstellervorgaben in der Produktdokumentation
2	0	0	0	Technische Räume					
2	0	0	1	Funktionsprüfung von Türschlössern und Raumbeleuchtung			x		
2	0	0	2	Prüfung von Bodenkanälen auf Verschmutzung und Reinigung nach Bedarf			x		
2	0	0	3	Prüfung auf Vorhandensein von Übersichtsschaltplänen, Sicherheitshinweisen, Feuerlöscheinrichtungen			x		
2	0	0	4	Prüfung der Aufschriften und Kennzeichnungen			x		

Quartalsbericht Projektgruppe PV

X. Quartal 202X

Nachfolgend sind die aktuellen Arbeitsstände, den Landtagsbeschluss „Photovoltaikanlagen für landeseigene Immobilien“ (DS 6/2637) betreffend, aufgeführt. Alle Angaben beziehen sich auf das X. Quartal 202X und stellen den aktuellen Zwischenstand der Bearbeitung des Landtagsbeschlusses (DS 6/2637) vom 02. September 2016 dar.

Bestand PV:

- Installierte PV-Anlagen: 24 Liegenschaften / 41 Gebäude
- Davon mit Speicherlösung: 2
- Bisher installierte Leistung: ca. 2.000 kWp

Projektentwicklung:

- Anzahl geprüfter Gebäude:
 - Davon ungeeignet
 - Davon zurückgestellt:
 - BABau Vorbereitung: Liegenschaften / Gebäude
 - BABau im Geschäftsgang: Liegenschaften / Gebäude
 - Geplante installierte Leistung in BABau kWp

Planung:

- Anzahl PV-Anlagen in HU-Planung: Liegenschaften / Gebäude
 - Davon mit Speicherlösung:
 - Installierte Leistung in HU-Planung: kWp
- Anzahl PV-Anlagen in AFU-Planung: Liegenschaften / Gebäude
 - Davon mit Speicherlösung:
 - Installierte Leistung in AFU-Planung: kWp

Bau:

- Anzahl PV-Anlagen aktuell in Bauausführung:
 - Davon mit Speicherlösungen:
 - Installierte Leistung:

Haushaltsmittel:

- Ausgegebene Haushaltsmittel (aktuelles Quartal): €
 - Ausgegebene Haushaltsmittel (gesamt seit 01.01.2019): €
-

Nächste Schritte, aktuelle Probleme und weitere Anmerkungen:

bearbeitet:

Datum / Unterschrift

Datum / Unterschrift

Datum / Unterschrift

Datum / Unterschrift

Kenntnis genommen:

Datum / Unterschrift

Datum / Unterschrift

Datum / Unterschrift