

ENERGIEKONZEPT

FÜR DIE ENERGIEVERSORGUNG DES ZENTRALLAGERS DER „AGRAVIS RAIFFEISEN AG“ IN NOTTULN

Auftraggeber

AGRAVIS Raiffeisen AG
Industrieweg 110
48155 Münster

Auftragnehmer

Energielenker projects GmbH
Hüttruper Heide 90
48268 Greven

Tel.: +49 2571 58866 227

Ansprechpartner: Sascha Michaelis



Lesehinweis

Aus Gründen der besseren Lesbarkeit wurde im vorliegenden Bericht bei Personenbezeichnungen in der Regel die maskuline Form verwendet. Diese schließt jedoch gleichermaßen die feminine Form mit ein. Die Leserinnen und Leser werden dafür um Verständnis gebeten.

ABBILDUNGSVERZEICHNIS	5
1 Aufgabenstellung und Vorgehensweise	6
1.1 Zielsetzung	6
1.2 Methodisches Vorgehen.....	6
2 Bedarfsanalyse und Variantenermittlung.....	8
2.1 Bedarfsanalyse Wärme	8
2.2 Bedarfsanalyse Strom.....	12
2.3 Ausarbeitung und Darstellung der Versorgungsvarianten	13
2.3.1 Variante 1.....	13
2.3.2 Variante 2.....	14
2.3.3 Variante 3.....	14
2.3.4 Variante 4.....	15
2.3.5 Variante 5.....	16
2.3.6 Geothermie.....	16
2.3.7 Photovoltaik	16
2.3.8 Dunkelstrahler.....	19
2.3.9 Zusammenfassung der Auslegungsergebnisse Grundvarianten	20
2.3.10 Zusammenfassung der Auslegungsergebnisse Varianten inkl. Dunkelstrahler	21
2.4 Fördermöglichkeiten	23
2.4.1 Bundesförderung für effiziente Nichtwohngebäude (BEG NWG)	23
2.4.2 KfW 271.....	24
2.4.3 KWKG.....	24
2.4.4 Wärmenetze 4.0	24
2.5 Ergebnisse.....	25
2.5.1 Wirtschaftlichkeitsberechnung.....	25
2.5.2 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung für EG55-Standard.....	26
2.5.3 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung für EG40-Standard.....	27
2.5.4 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung für EG40-Standard mit Dunkelstrahler.....	28
2.5.5 Betrachtung der CO ₂ -Emissionen	29
2.6 Bewertung der Ergebnisse	33
2.7 Auswirkungen der CO ₂ -Emissionsbilanzierung.....	35

2.8	Umsetzbarkeit der Versorgungsvarianten	35
2.9	Auswirkungen einer höheren Bebauung	36
2.10	Ausblick auf 2043	37
2.11	Nächste Schritte	37
2.12	Zukünftige Einbindung und Kombination von Energieträgern	38
3	Mobilität.....	39
3.1	Energiebedarf Fuhrpark.....	39
3.2	Exkurs Ladeleistung	42
3.3	Treibhausgasemissionen.....	43
3.4	Fazit und Empfehlung Mobilität.....	47
4	Gesamtbewertung der Untersuchungsergebnisse.....	48
	Anhang	50
4.1	EG 55	50
4.2	EG 40	50
4.3	EG 40 mit Dunkelstrahler	51
4.4	Ergebnisse der Emissionsanalyse	52

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Darstellung des Zentrallagers	8
Abbildung 2: Darstellung des geordneten Wärmelastgangs.....	11
Abbildung 3: Darstellung des Jahresverlaufs des Wärmebedarfs	11
Abbildung 4: Darstellung des jährlichen Strombedarfs.....	12
Abbildung 5: Zusammenfassung der Bedarfsanalyseergebnisse	13
Abbildung 6: Schematische Darstellung der Versorgungsvariante 4	15
Abbildung 7: Karte der geothermischen Ergiebigkeit (auf Basis der EnergieAgentur.NRW)	16
Abbildung 8: Darstellung der Photovoltaikbelegung Szenario 1.....	17
Abbildung 9: Darstellung der Photovoltaikbelegung Szenario 2.....	17
Abbildung 10: Darstellung der PV-Energie Nutzung für Szenario 1	18
Abbildung 11: Darstellung des kumulierten Cashflows für Szenario 1.....	19
Abbildung 12: Auslegung Variante 3.40. ohne Wärmespeicher	22
Abbildung 13: Auslegung Variante 3.40. mit Wärmespeicher	22
Abbildung 14: Zusammenfassung der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.....	33
Abbildung 15: Zusammenfassung der Emissionsbetrachtung	34
Abbildung 16: Darstellung der Emissionsgutschriften	35
Abbildung 17: Greenhouse Gas Protocol - Corporate Standard (ghgprotocol.org/corporate-standard)	39
Abbildung 18 Greenhouse Gas Protocol - Corporate Standard (ghgprotocol.org/corporate-standard)	39
Abbildung 19: Verteilung Transportaufkommen.....	39
Abbildung 20: Verteilung Transportaufkommen (einfache Wegstrecke).....	40
Abbildung 21: LNG-Tankstellen in DE ^{5b}	41
Abbildung 22: Verbräuche von Nutzfahrzeugen (AB-Autobahn, AO-außerorts, IO-innerorts)	43
Abbildung 23: THG-Emissionen je tkm	44
Abbildung 24: Entwicklung Fahrzeugbestand von PKW und schweren Nutzfahrzeugen	45
Abbildung 25: Gesamtemissionsbilanz 3.40.S1	48
Abbildung 26 Gesamtemissionsbilanz 3.40.S2	49

1 Aufgabenstellung und Vorgehensweise

1.1 ZIELSETZUNG

Die AGRAVIS Raiffeisen AG plant den Neubau eines Zentrallagers im Industriegebiet Beisenbusch der Gemeinde Nottuln direkt an der Autobahn-Abfahrt der A43. An dem Neustandort sollen drei dezentrale „Altstandorte“ im Stadtgebiet Münster zu einem zentralen Standort zusammengefasst werden.

Gemäß der Klimastrategie der Gemeinde Nottuln (Klimaneutralität bis 2030), soll der Neustandort bis Anfang 2024 errichtet werden und klimaneutral betrieben werden. Aktuell befindet sich der Flächennutzungsplan in der Aufstellung und soll bis Ende 2022 finalisiert werden.

Um diesem zukunftsweisenden Anspruch gerecht zu werden, sollen unterschiedliche Varianten zur Energieversorgung durch die energielenker projects GmbH betrachtet werden. Dabei sollen neben der Energiebedarfsberechnung unterschiedliche Varianten zur Energieversorgung der Logistikhalle betrachtet werden. Der Fokus soll dabei vor allem auf lokal verfügbaren Technologien liegen. Unter anderem sollen die Nutzungsmöglichkeiten von KWK betrachtet werden.

Eine Klimaneutralität bedeutet, dass mind. 100% des Verbrauchs an Wärme und Strom durch erneuerbare Energien bereitgestellt werden. Neben der Erstellung der Machbarkeitsstudie für die Energieversorgung, soll eine Umsetzungsstrategie entwickelt werden, die eine Umrüstung der Fuhrparks auf CO₂-neutrale Treibstoffe aufzeigt. Hierbei werden neben dem Einsatz von E-Mobilität weitere Energieträger wie LNG, CNG und Wasserstoff betrachtet. Energie- und Quartierskonzepte bieten die Chance, alle Akteure auf kommunaler Ebene langfristig einzubeziehen und wirtschaftliche Maßnahmen umzusetzen. Kommune, Energieversorger, Verbraucher und Unternehmen können so nachhaltig die Energiekosten begrenzen, Treibhausgasemissionen verringern oder gänzlich vermeiden und somit auch die regionale Wertschöpfung stärken.

1.2 METHODISCHES VORGEHEN

Im Rahmen des energetischen Versorgungskonzeptes erfolgt zunächst die Erfassung und Analyse der energetischen Rahmenbedingungen der Energieverbraucher. Dies umfasst die Ermittlung der Verbräuche, Simulation der Lastgänge und Abstimmungen mit den Projektpartnern. Dies bildet die Grundlage für die Berechnung auf Basis der DIN V 18599 der Heizlast, des Heizwärmebedarfs, des Trinkwarmwasserbedarf, des Gesamtwärmebedarf und des Strombedarfs. Bei den Bedarfsanalysen wird zwischen den Dämmstandards EG 55 und EG 40 unterschieden, um die Bandbreite der Baumöglichkeiten der Neubauten zu berücksichtigen.

Es werden gegebenenfalls benötigte Flächen, z.B. Geothermie für die Wärmeerzeugung, benannt und an die Projektpartner zur Einarbeitung in den städtebaulichen Entwurf kommuniziert.

Auf Grundlage der Bedarfsanalyse werden unterschiedliche Energieversorgungskonzepte herausgearbeitet. Für diese Konzepte folgen technische Beschreibungen, Potenzialanalysen für erneuerbare Energien, Kostenermittlungen und als Ergebnis ein Wirtschaftlichkeits- und Ökologievergleich. Ziel ist es dabei, die technisch umsetzbare, wirtschaftlich sinnvolle und energetisch effiziente Variante herauszuarbeiten. Der Fokus liegt dabei auf einem möglichst niedrigen Primärenergiefaktor, einem möglichst günstigen anlegbaren Wärmepreis, sowie einer Optimierung der Betriebs-, Wartungs- und Instandhaltungsaufwände durch Lebenszyklusbetrachtungen der Anlagen. Die

kaufmännischen Rahmenbedingungen der Wirtschaftlichkeitsberechnungen werden mit dem Auftraggeber abgestimmt

Die Berechnungen erfolgen unter den Rahmenbedingungen aktueller und für die zukünftigen Jahre bereits bekannter regulatorischer, gesetzlicher und fördertechnischer Kenntnisse (CO₂-Bepreisung, etc.). Förderkulissen werden recherchiert und in den Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen separat ausgewiesen und berücksichtigt.

Zusätzlich wird untersucht, wie der Sektor Fuhrpark sukzessive auf CO₂-neutrale Treibstoffe umgestellt werden kann. Nach einer Bestandsaufnahme des AGRAVIS-eigenen Fuhrparks am Standort (Niederflurfahrzeuge, PKW, LKW, ...) sowie der Berücksichtigung von Fahrzeugen der zum Einsatz kommenden Dienstleister (insb. LKWs) werden Vorschläge für einen schrittweisen Umstieg der Flotte erarbeitet.

Abschließend werden die Ergebnisse zusammengefasst, um die Vorzugsvariante zu identifizieren. Die benötigten Maßnahmen für die Umsetzung dieser Vorzugsvariante werden als Maßnahmenempfehlung dargestellt.

2 Bedarfsanalyse und Variantenermittlung

2.1 BEDARFSANALYSE WÄRME

Grundlage der Bedarfsanalyse bildet der durch AGRAVIS zur Verfügung gestellt Bauplan für das neu zu errichtende Zentrallager.



Abbildung 1: Darstellung des Zentrallagers

Für die Simulation der Energiebedarfe wurden auf Basis der vorhandenen Planungsdaten das Gebäude nach Zonen aufgeteilt.

Folgende Zonen sind definiert:

Tabelle 1: Übersicht der Gebäudetypen

Zone	Energetische Nutzfläche in m²
Büroflächen inkl. Sanitär und Besprechung	2.532
Lagerhalle	42.487
Summe	45.019

In dieser Analyse werden das Gebäude jeweils mit den Gebäudedämmstandards „EG 55“ und „EG 40“ gemäß DIN 18599 simuliert, da die Auswahl des Dämmstandards einen erheblichen Einfluss auf die benötigte Wärmeleistung und -menge hat. Mit dieser Vorgehensweise sind die nach aktuellem Stand der Technik relevanten Baustandards abgedeckt. In der folgenden Tabelle sind die Anforderungen dieser Baustandards definiert. Dabei beziehen sich die Prozentangaben auf das Referenzgebäude nach GEG 2020.

Tabelle 2: Übersicht der Dämmstandards

Dämmstandard	Primärenergiebedarf	Transmissionswärmeverlust
EG 55	55 %	70 %
EG 40	40 %	55 %

In den folgenden Tabellen sind die Ergebnisse der Gesamtwärmebedarfsermittlung, abhängig vom Gebäudestandard dargestellt. Die Gesamtwärmebedarfsermittlung umfasst den Heizwärmebedarf und den Warmwasserbedarf.

Tabelle 3 Übersicht der Wärmeverbrauchsdaten je Zone (Dämmstandard EG 55)

Zone	Spez. Wärmebedarf in kWh/(m²*a)	Summe Jahreswärmebedarf in kWh/a
Büroflächen inkl. Sanitär und Besprechung	25,5	64.494,7
Lagerhalle	70	2.976.090,7
Summe	67,5	3.040.585,4

Tabelle 4: Übersicht der Wärmeverbrauchsdaten je Zone (Dämmstandard EG 40)

Zone	Spez. Wärmebedarf in kWh/(m²*a)	Summe Jahreswärmebedarf in kWh/a
Büroflächen inkl. Sanitär und Besprechung	22,7	57.542,1
Lagerhalle	62,3	2.648.192,1
Summe	60,1	2.705.734,2

In Summe ergibt sich damit ein Gesamtwärmebedarf von 3.040.585,4 kWh/a für die EG 55-Dämmung und 2.705.734,2 kWh/a für die EG 40-Dämmung.

Im Folgenden ist der Wärmeleistungsbedarf als geordnete Jahreslastganglinie und der Jahresverlauf des Wärmebedarfs dargestellt, jeweils bezogen auf den Dämmstandard EG 40.

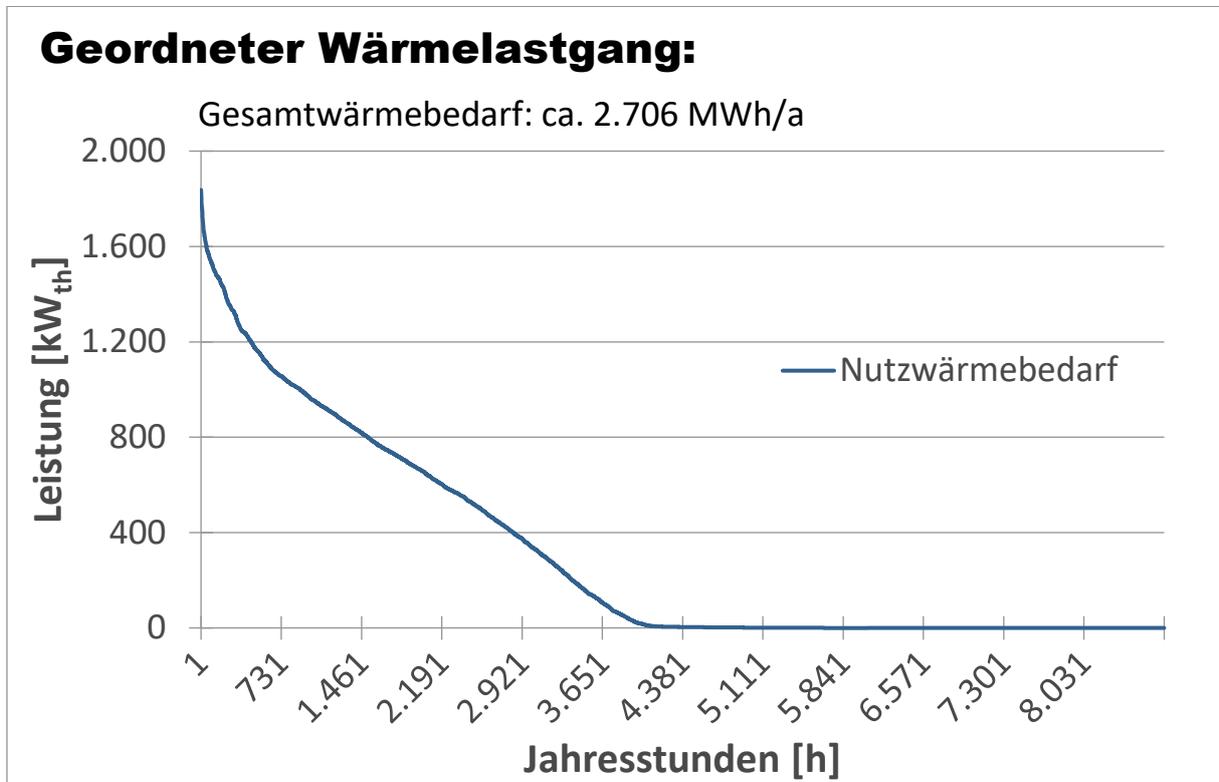


Abbildung 2: Darstellung des geordneten Wärmelastgangs

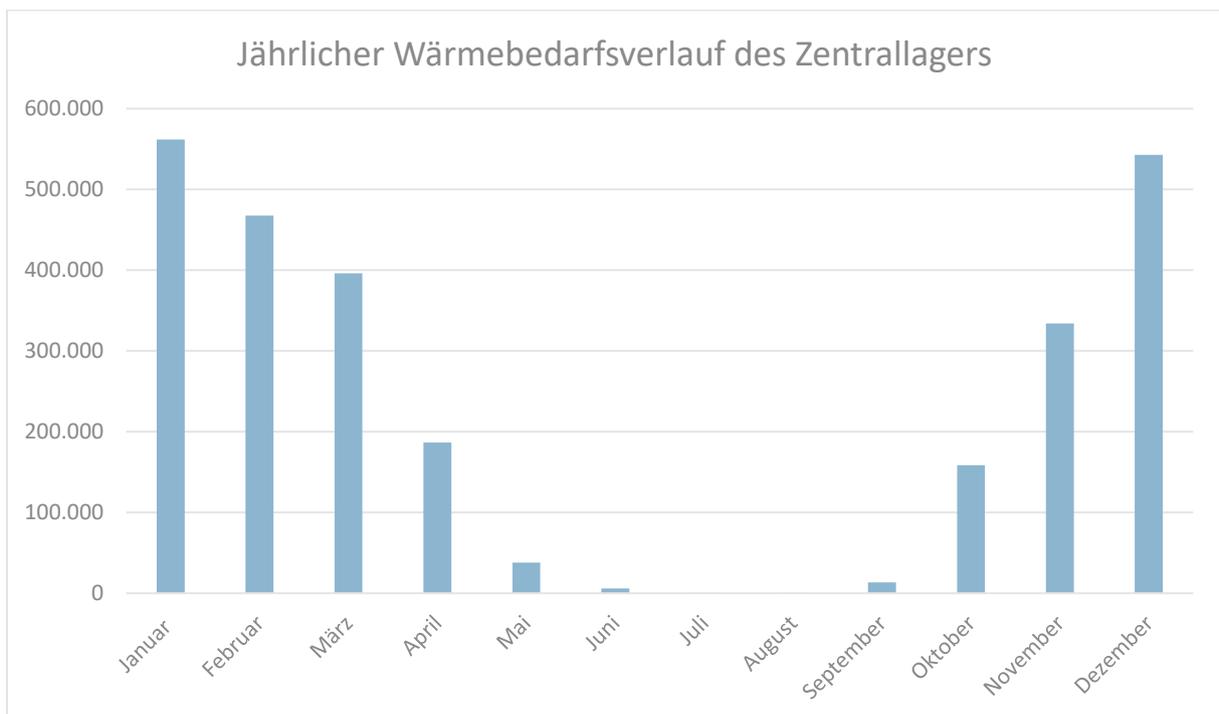


Abbildung 3: Darstellung des Jahresverlaufs des Wärmebedarfs

2.2 BEDARFSANALYSE STROM

Der Strombedarf wurde anhand der von AGRAVIS geplanten Ausstattung berechnet. Für diesen wurde ermittelt, wie sich der Verbrauch auf die einzelnen Monate im Jahr verteilt. Die Ergebnisse für den Jahresverlauf des Strombedarfs sind unabhängig vom gewählten Gebäudestandard. In Summe beträgt der Strombedarf für das Zentrallager 1.100.000 kWh/a.

Im Folgenden ist der Jahresverlauf des Strombedarfs und die Zusammenfassung der Bedarfsanalyse dargestellt.

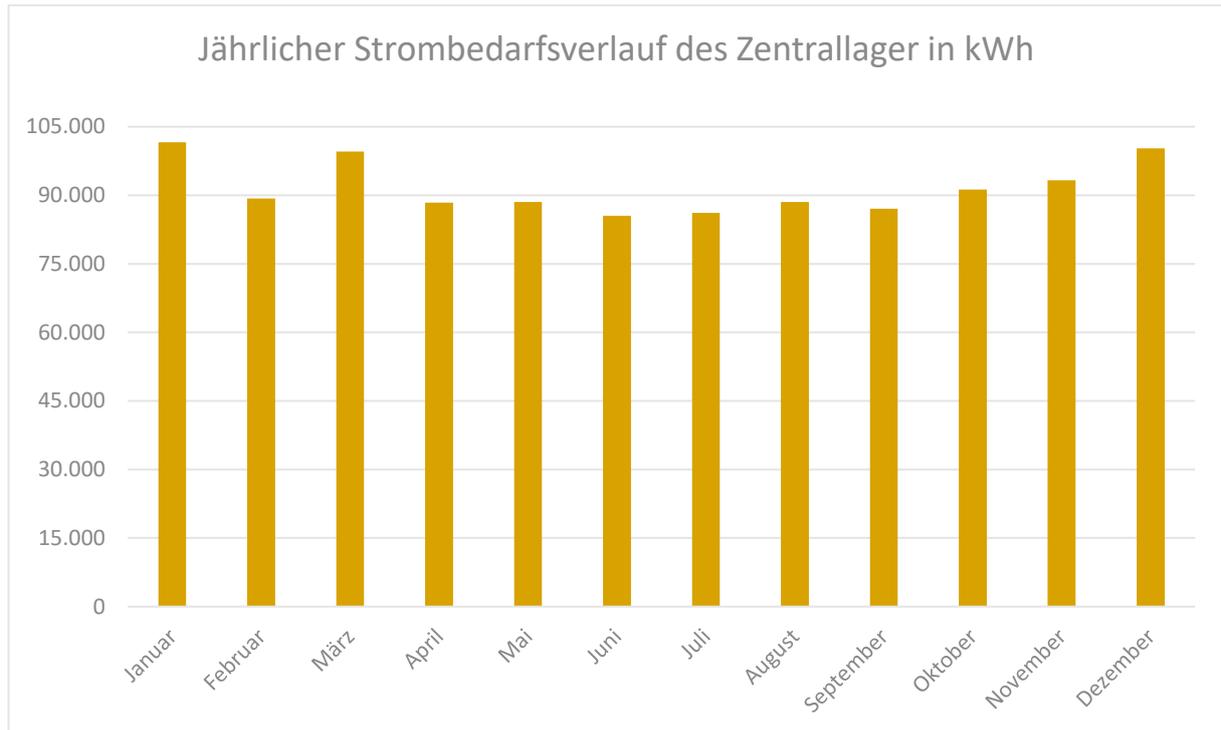


Abbildung 4: Darstellung des jährlichen Strombedarfs

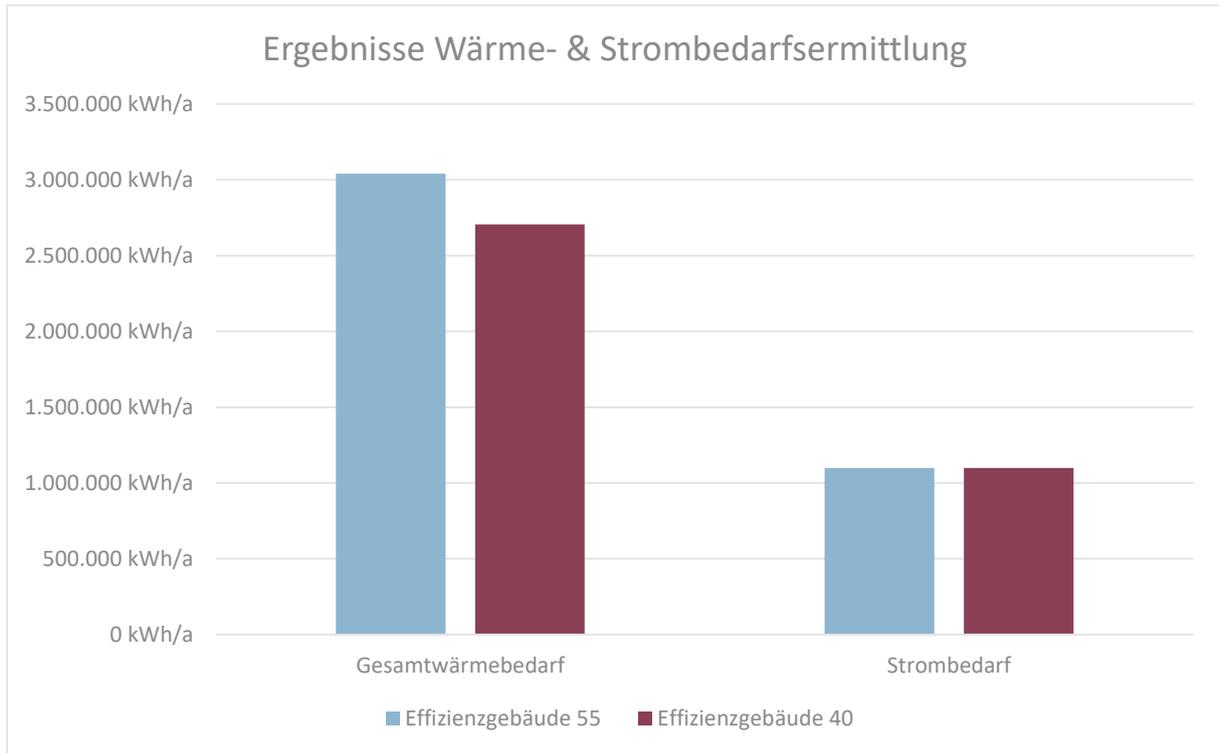


Abbildung 5: Zusammenfassung der Bedarfsanalyseergebnisse

2.3 AUSARBEITUNG UND DARSTELLUNG DER VERSORGUNGSVARIANTEN

Im Folgenden werden die Versorgungsvarianten für das untersuchte Gebäude dargestellt. Bei allen Varianten wird die Dachfläche für Photovoltaik verwendet.

2.3.1 Variante 1

Wärmequelle Luft-Wasser-Wärmepumpe

In Variante 1 wird die Wärmeversorgung durch dezentrale Luft-Wasser-Wärmepumpen untersucht. Eine Wärmepumpe hebt die natürliche Wärme in der Umgebung (hier: Umweltwärme aus der Luft) auf ein höheres Temperaturniveau. Sie nutzt dazu den Effekt, dass sich Gase unter Druck erwärmen. Wesentliche Komponenten umfassen die Wärmepumpe und der Anschluss an die hauseigene Wärmeverteilung. Relevant für den Stromverbrauch der Wärmebereitstellung ist die Jahresarbeitszahl. Für diese Untersuchung wird ein Vergleichsgerät von der Firma Carrier mit einem COP-Wert von 3,57 als Datengrundlage verwendet. Da die tatsächlich erzielbare Jahresarbeitszahl in der Praxis geringer ausfällt, wird für die Berechnungen ein JAZ-Wert von 2,9 genutzt.

Diese Variante stellt im Bereich der dezentralen Wärmeversorgung den aktuellen modernen Standard dar.

2.3.2 Variante 2

Wärmequelle Biomethan-BHKW

Variante 2 kombiniert ein Biomethan-BHKW mit einem Spitzenlastkessel. Zertifiziertes Biomethan wird an einem Biogasanlagenstandort in das Gasnetz eingespeist und kann bilanziell an einem separaten Gasanschluss entnommen werden, analog zur Einspeisung und Entnahme von zertifiziertem Ökostrom. Dies ermöglicht geringere CO₂-Emissionen gegenüber Erdgas zu erhöhten Brennstoffkosten.

Das BHKW produziert als KWK-Anlage gleichzeitig Strom und Wärme. Während die Wärme lokal zur Deckung des Wärmebedarfs genutzt wird, wird der überschüssig produzierte Strom in das öffentliche Netz eingespeist und über das EEG 2021 entsprechend vergütet. Biomethan-BHKWs über 150 kW müssen für den Erhalt dieser Vergütung am Ausschreibungsverfahren des EEG 2021 teilnehmen und die Voraussetzungen nach EEG 2021 erfüllen. Dies beinhaltet eine flexible Fahrweise des BHKWs mit Direktvermarktung des Stroms an der Strombörse EPEX. Diese Direktvermarktung ermöglicht eine Zusatzvergütung in Höhe von ca. 1,0 ct/kWh. Eine flexible Fahrweise bedeutet, dass das BHKW, je nach Wärmebedarf, zwischen 8 und 12 Stunden pro Tag angeschaltet ist und somit Wärme und Strom produziert. Die Betriebszeiten werden dabei mit dem Direktvermarkter abgestimmt, um eine möglichst hohe Prämie für die Direktvermarktung zu ermöglichen. Zeiten, in denen der Wärmebedarf nicht durch das BHKW oder den Spitzenlastkessel gedeckt wird, können durch den Wärmespeicher abgedeckt werden.

Die Bemessungsleistung darf 45% der installierten Leistung nicht überschreiten und die Ermittlung des Zuschlagswerts erfolgt über ein Gebotsverfahren, bei dem das Maximalgebot für Neuanlagen 2021 16,4 ct/kWh beträgt und das 1% pro Jahr verringert wird. Dieser ermittelte Zuschlagswert gilt konstant über 20 Jahre. Die Bemessungsleistung ist als die durchschnittliche jährliche Einspeisungsleistung definiert.

Zusätzlich zur Vergütung des eingespeisten Stroms wird ein sogenannter Flexibilitätszuschlag in Höhe von 65€/kW für einen Zeitraum von 20 Jahren gezahlt.

Die genannten Anforderungen werden durch die Auslegung dieser Versorgungsvariante erfüllt.

Das BHKW wird um einen Spitzenlastkessel ergänzt, um eine vollständige Wärmeabdeckung und eine erhöhte Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Alle Anlagen werden in einer Heizzentrale untergebracht, die zusätzliche Komponenten wie einen Warmwasserspeicher mit 300 m³, Druckhaltung und Steuerungstechnik umfasst. Eine weitere Anforderung an den Heizkessel ist ein ausreichender Frostschutz, um die Anlagenkomponenten vor Kälteschäden zu bewahren.

2.3.3 Variante 3

Wärmequelle Holzhackschnitzelkessel

Bei dieser Variante erfolgt die Wärmeerzeugung durch einen Holzhackschnitzelkessel (HHS), der um einen Erdgas-Spitzenlastkessel (SLK) erweitert wird. Beide Kessel werden in einer Heizzentrale untergebracht, die zusätzliche Komponenten wie einen Warmwasserspeicher mit 100 m³, Druckhaltung, Brennstoffbevorratung und Steuerungstechnik umfasst.

2.3.4 Variante 4

Wärmequelle Umweltwärme aus Geothermie

In Variante 4 wird die Wärmeversorgung durch Sole-Wasser-Wärmepumpen untersucht, die als Wärmequelle Geothermiesonden nutzen.

Um die Wärmebedarfsdeckung durch diese Umweltwärme zu ermöglichen, werden Erdsondenfelder benötigt. Vor Ort gibt es im näheren Umfeld keine bestehenden, vergleichbaren Erdsondenbohrungen. Somit wird für diese Betrachtung ein konservativer Wert von 100 m Tiefe je Bohrung angesetzt. Diese Erdsondenfelder werden mit einer Sole-Flüssigkeit durchströmt, die anschließend über das kalte Nahwärmenetz an die Hausanschlüsse verteilt wird. An jedem Gebäudeblock sind Sole-Wasser-Wärmepumpen installiert, die diese Umweltwärme nutzen, um das Warmwasser auf das benötigte Temperaturniveau zu erwärmen. Durch dieses Verfahren sind im Vergleich zur Luft-Wasser-Wärmepumpe höhere Jahresarbeitszahlen von teilweise über 5 möglich. Wichtig dafür sind insbesondere passende Auslegungen. Für diese Untersuchung wird für die Jahresarbeitszahl ein Wert von 4,7 angenommen.

Im Folgenden ist ein möglicher Aufbau für Variante 4 schematisch dargestellt:

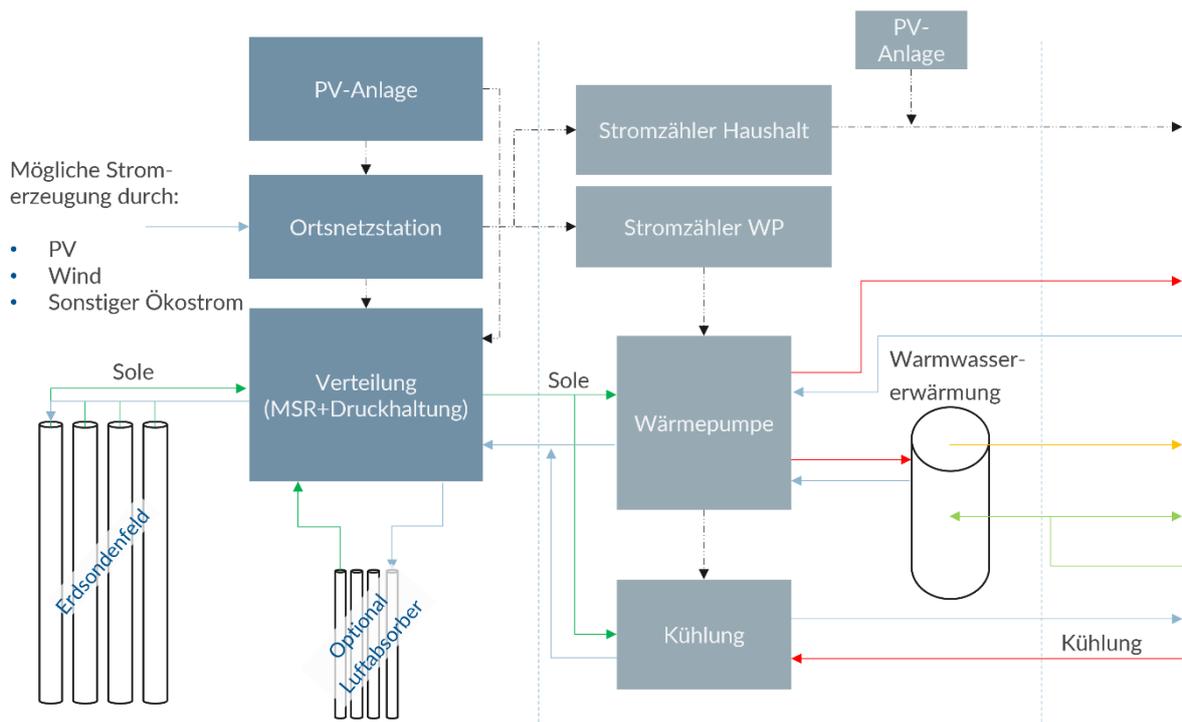


Abbildung 6: Schematische Darstellung der Versorgungsvariante 4

2.3.5 Variante 5

Als weitere Variante ist ein herkömmliches System mit einem Gas-Brennwert-Kessel betrachtet. Dieses dient lediglich als Orientierung des kostendeckenden Wärmepreises für die anderen Versorgungsvarianten.

2.3.6 Geothermie

Ein Merkmal zur Bestimmung der Eignung des Bodens ist dessen durchschnittliche Wärmeleitfähigkeit, die die Wirtschaftlichkeit einer Wärmepumpe mit Erdwärmesonden beeinflusst. Auf Basis von Daten der EnergieAgentur.NRW kann von einer Entzugsleistung von 90 – 99 kWh/(m*a) ausgegangen werden (Klasse 3c, Einstufung „mittel“), siehe Abbildung 7 (der untersuchte Bereich ist blau markiert).

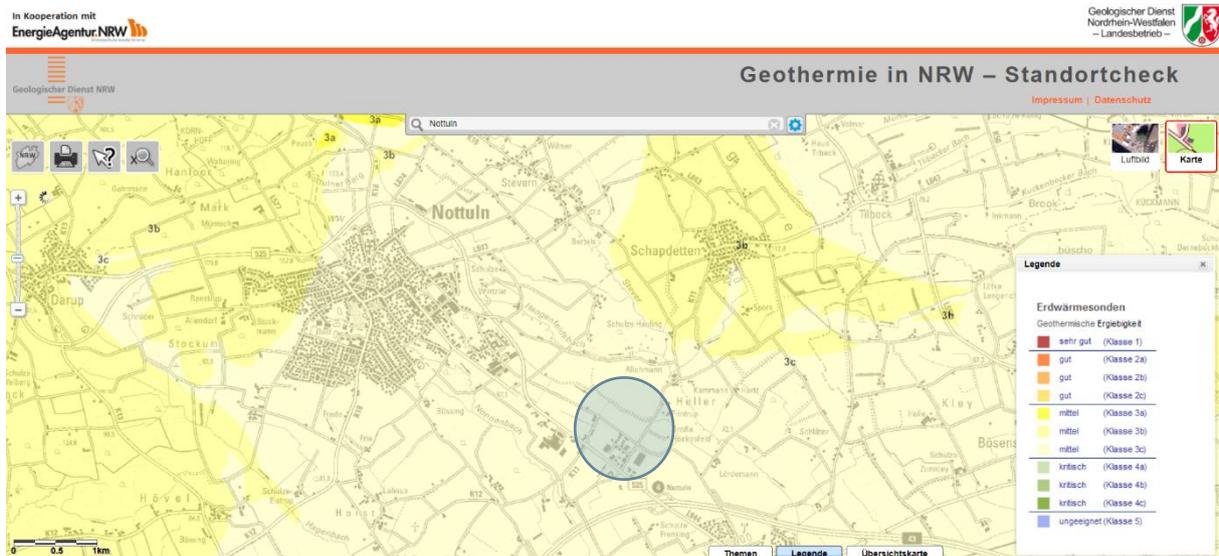


Abbildung 7: Karte der geothermischen Ergiebigkeit (auf Basis der EnergieAgentur.NRW)

Die Bewertung der durchschnittlichen Wärmeleitfähigkeit des Bodens ersetzt keine detaillierte Standortbeurteilung, die im Falle konkreter Umsetzungsplanungen durch einen sog. Thermal-Response-Test zusätzlich erfolgen muss. Das vorläufige Auslegungsergebnis inkl. der resultierenden Feldgröße ist in Kap. 2.3.9 dargestellt. Das Geothermiefeld kann überbaut werden, solange eine ausreichende Überdeckung gewährleistet wird. In der Praxis liegt diese Überdeckung bei 80 bis 120 cm. Eine Bepflanzung mit Flachwurzlern oder Nutzung als Parkplätze, etc. ist möglich. Grundsätzlich ist auch eine Bebauung der Flächen möglich, allerdings sollte auf die Zugänglichkeit der Geothermiesonden geachtet werden.

2.3.7 Photovoltaik

Für die Dachflächen ist die Nutzung von Photovoltaik in allen Versorgungsvarianten vorgesehen. Hierbei wird zwischen zwei Szenarien unterschieden. Szenario eins sieht eine PV Belegung der Dachfläche unter Berücksichtigung von wirtschaftlichen und technischen Aspekten vor. Die installierte Gesamtleistung beträgt 2.221,4 kW_p. Im zweiten Fall ist ein maximales Szenario betrachtet, in welchem eine 100% Belegung mit Photovoltaik des nutzbaren Dachflächenanteil angenommen wird. Zusätzlich ist für dieses Szenario ein Stromspeicher (18 Batteriesysteme zu je 38,4 kWh Speicherkapazität) zur Erhöhung des Eigenverbrauchsanteil berücksichtigt. Für diese Variante beträgt die installierte Gesamtleistung 3.669,0 kW_p.



Abbildung 8: Darstellung der Photovoltaikbelegung Szenario 1



Abbildung 9: Darstellung der Photovoltaikbelegung Szenario 2

Für die Szenarien der Photovoltaikbelegung ergeben sich folgende durch Simulation berechneten Werte.

Tabelle 5: Übersicht des PV-Potentials

	Szenario 1	Szenario 2
Generatorfläche in m ²	10.795	17.830
Generatorleistung in kW _p	2.221,4	3.669,0
Generatorenergie in kWh/a	2.089.038	3.297.522
Eigenverbrauchsanteil in %	25,2	22,0

Tabelle 6 zeigt die Wirtschaftlichkeit der beiden aufgestellten PV Szenarios. Für das Szenario 1 ergibt sich eine Wirtschaftlichkeit von 11,5 Jahren. Abbildung 10 stellt die Aufteilung der Generatorenergie in Eigenverbrauch und Netzeinspeisung für die einzelnen Monate dieses Szenarios dar. In Abbildung 11 ist der Kumulierte Cashflow für dieses aufgezeigt.

Tabelle 6 Übersicht Wirtschaftlichkeit der PV-Szenarien

	Szenario 1	Szenario 2
Gesamte Investitionskosten	1.777.152 €	3.466.104 €
Gesamtkapitalrendite	7,44 %	4,93 %
Amortisationsdauer	11,5 Jahre	14,2 Jahre
Stromgestehungskosten	0,0451 €/kWh	0,0564 €/kWh

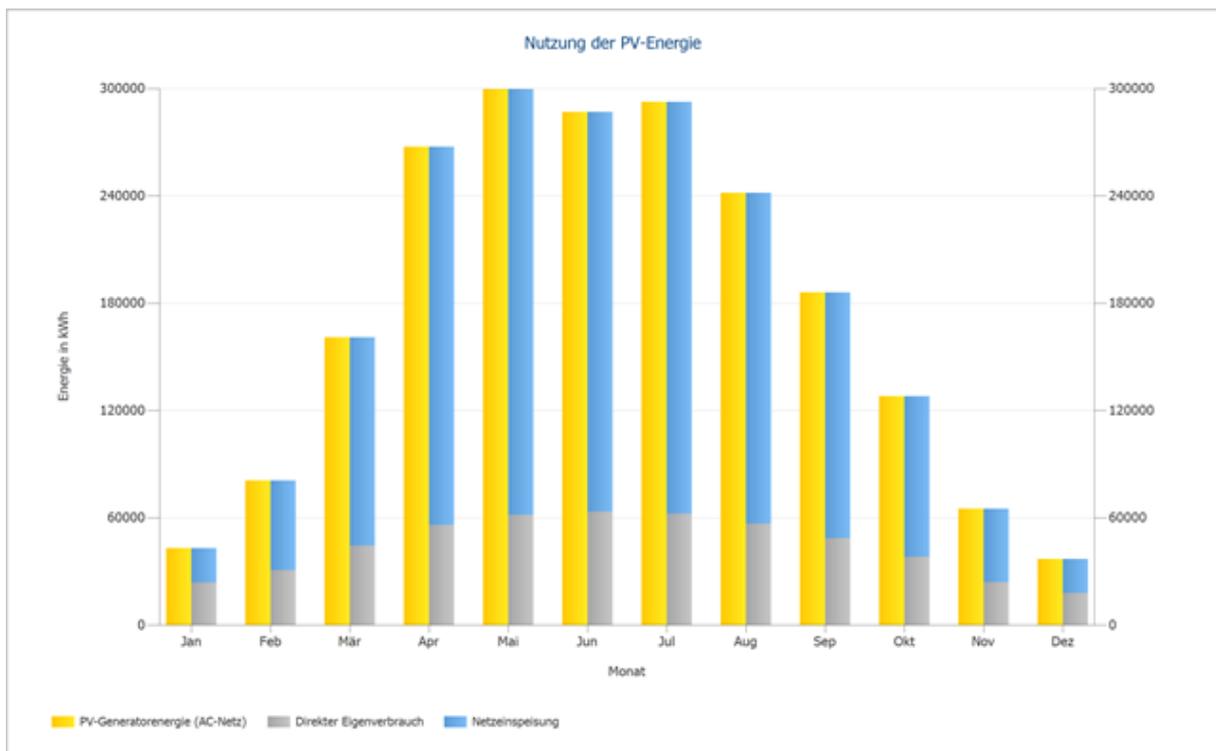


Abbildung 10: Darstellung der PV-Energie Nutzung für Szenario 1

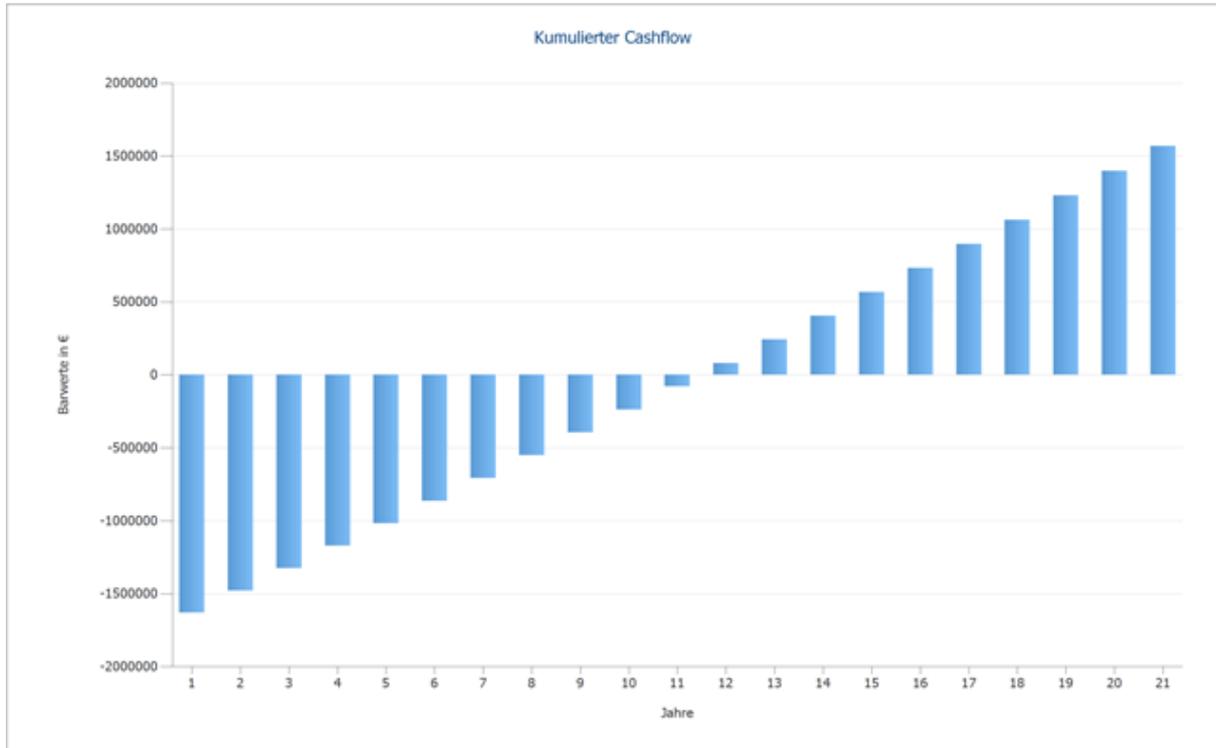


Abbildung 11: Darstellung des kumulierten Cashflows für Szenario 1

2.3.8 Dunkelstrahler

Für den EG 40 Standard ist als weitere Variante eine Wärmeversorgung in dem Bereich der Logistikhalle über gasgeführte Dunkelstrahler betrachtet (Siehe Variante ...40.S1.+D oder ...40.S2.+D). Diese decken jeweils 86% (1.624 kW_p) der gesamten Wärmelast ab. Diese Dunkelstrahler können mit den sonstigen untersuchten Versorgungsvarianten kombiniert werden. Diese Versorgungsvarianten übernehmen die Wärmeversorgung der restlichen Nutzungszonen und werden entsprechend kleiner dimensioniert. Dunkelstrahler arbeiten mit dem Infrarotprinzip. Ein Brenner, der am Ende eines Strahlrohres montiert ist, verbrennt hierzu ein Gas-Luft-Gemisch und erwärmt das Rohr gleichmäßig. Dieses erwärmt sich auf ca. 580°C und emittiert dann seinerseits die Infrarotstrahlung. Die Infrarotstrahlung durchdringt dabei die Luft, ohne sie zu erwärmen. Die Energie in Form von Wärme wird erst beim Auftreffen auf eine Oberfläche abgegeben und von dieser gespeichert.

Die Annahmen für Auslegung und Kosten der Gasgeführten Dunkelstrahler in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung basieren auf einem vorliegenden Angebot der Firma Schwank.

In den Betrachtungsvarianten wird für die Dunkelstrahler standardmäßig Erdgas eingesetzt. Bei einem alternativen Einsatz von Biomethan reduzieren sich die CO_2 -Emissionen um circa 70%. (Siehe Kapitel 2.5.5).

2.3.9 Zusammenfassung der Auslegungsergebnisse Grundvarianten

In den folgenden Tabellen sind die relevanten Auslegungsergebnisse für die unterschiedlichen Dämmstandards zusammengefasst.

Tabelle 7: Übersicht der Auslegungsergebnisse EG 55-Standard

Variante	Primäre Wärmequelle (Anteil)	Sekundäre Wärmequellen (Anteil)	Pufferspeichervolumen in m³
1.55	Luft-Wasser-Wärmepumpen 1.981 kW (100%)	-	-
2.55	Biomethan-BHKW 821kW (88 %)	Spitzenlastkessel 1.200 kW (12%)	300
3.55	HHS-Kessel 900 kW (88 %)	Spitzenlastkessel 1.100 kW (12%)	100
4.55	Geothermie (100%) + Sole-Wasser-Wärmepumpen 1.981 kW & 48.002 m Sondenlänge (480 Sonden, beispielhafte Feldgröße 102 m x 156 m (18 x 27 Sonden, jeweils 6 m Abstand))	-	-
5.55	Erdgas-Brennwert-Kessel 1.981 kW (100%)	-	-

Tabelle 8 Übersicht der Auslegungsergebnisse EG 40-Standard

Variante	Primäre Wärmequelle (Anteil)	Sekundäre Wärmequellen (Anteil)	Pufferspeichervolumen in m³
1.40	Luft-Wasser-Wärmepumpen 1.834 kW (100%)	-	-
2.40	Biomethan-BHKW 618 kW (81 %)	Spitzenlastkessel 1.250 kW (19%)	300
3.40	HHS-Kessel 750 kW (85 %)	Spitzenlastkessel 1.100 kW (15%)	100
4.40	Geothermie (100%) + Sole-Wasser-Wärmepumpen 1.834 kW & 42.730 m Sondenlänge (427 Sonden, beispielhafte Feldgröße 90 m x 156 m (16 x 27 Sonden, jeweils 6 m Abstand))	-	-
5.40	Erdgas-Brennwert-Kessel 1.834 kW (100%)	-	-

2.3.10 Zusammenfassung der Auslegungsergebnisse Varianten inkl. Dunkelstrahler

Die folgenden Auslegungen werden jeweils mit Dunkelstrahlern mit einer Gesamtnennwärmeleistung von 1.624 kW (28 Anlagen mit je 58 kW) kombiniert.

Tabelle 9 Übersicht der Auslegungsergebnisse EG 40-Standard mit gasgeführten Dunkelstrahlern

Variante	Primäre Wärmequelle (Anteil)	Sekundäre Wärmequellen (Anteil)	Pufferspeichervolumen in m³
1.40.+D	Luft-Wasser-Wärmepumpen 260 kW (14%)	-	-
2.40.+D	Biomethan-BHKW 129 kW (11 %)	Spitzenlastkessel 175 kW (3%)	40
3.40.+D	HHS-Kessel 120 kW (11 %)	Spitzenlastkessel 150 kW (3%)	20
4.40.+D	Geothermie (14%) + Sole-Wasser-Wärmepumpen 262 kW & 6.045 m Sondenlänge (61 Sonden, beispielhafte Feldgröße 36 m x 48 m (7 x 9 Sonden, jeweils 6 m Abstand))	-	-
5.40.+D	Erdgas-Brennwert-Kessel 262 kW (14%)	-	-

In Abbildung 12 und 13 ist beispielhaft die Auslegung für Variante 3 in der EG-40-Dämmausführung ohne Dunkelstrahler dargestellt. Aus Abbildung 13 wird der Effekt des Wärmespeichers deutlich, der eine erhöhte Auslastung des Grundlastkessels ermöglicht. Im Falle des maximalen Wärmeleistungsbedarfs wird der Grundlastkessel gemeinsam mit dem Spitzenlastkessel betrieben, zusätzlich kann Wärme aus dem Wärmespeicher entzogen werden.

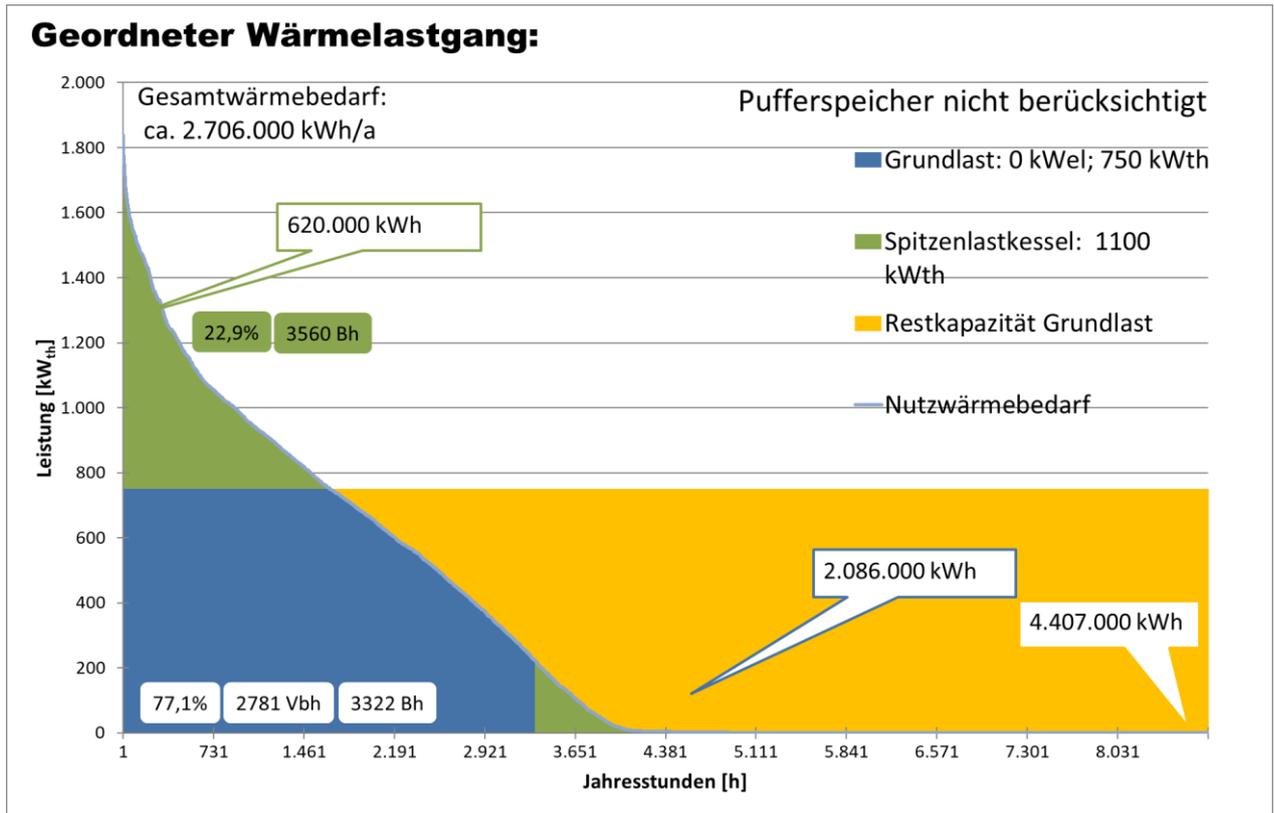


Abbildung 12: Auslegung Variante 3.40. ohne Wärmespeicher

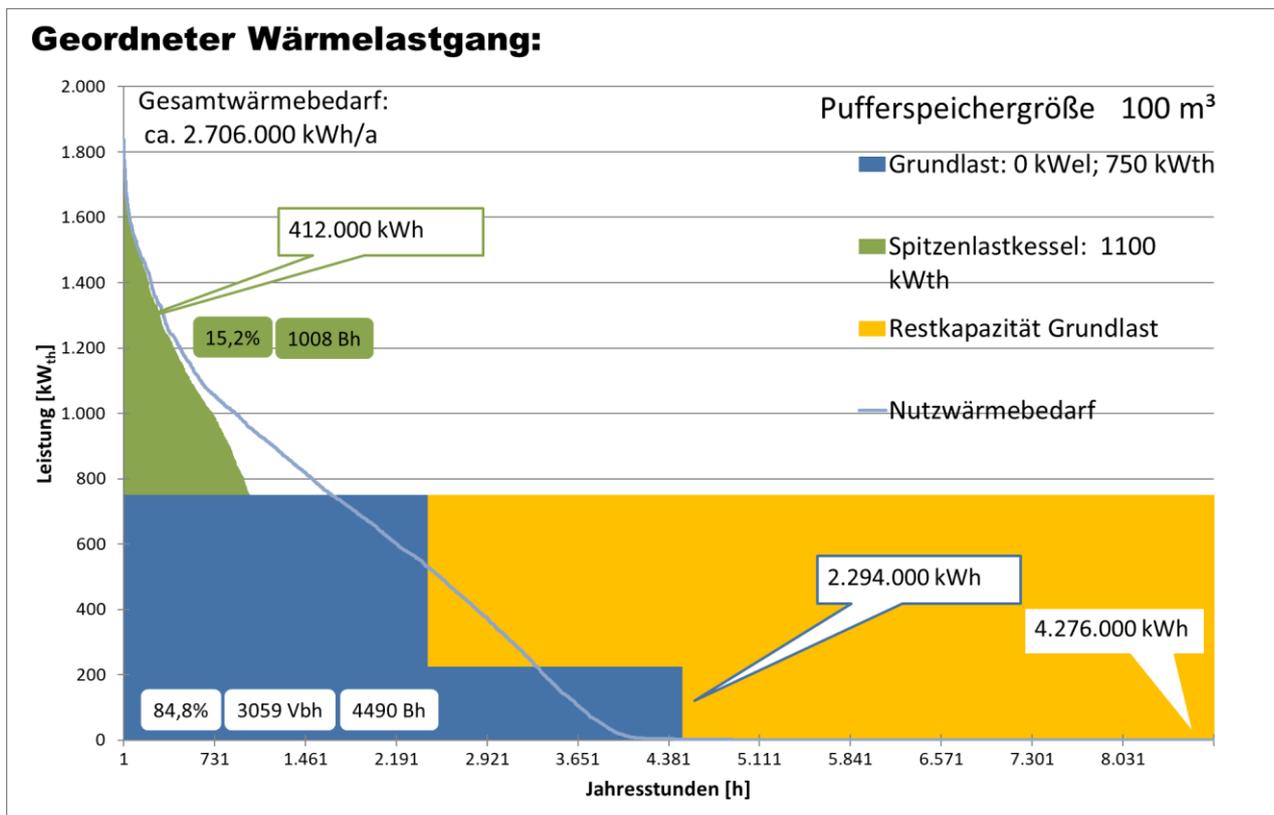


Abbildung 13: Auslegung Variante 3.40. mit Wärmespeicher

In Kapitel 2.5 und im Anhang werden die Ergebniswerte der unterschiedlichen Versorgungsvarianten in mehreren Tabellen aufgelistet. Um die entsprechenden Ergebnisse zu den unterschiedlichen Varianten leichter ausfinden zu machen, ist in der folgenden Tabelle eine Übersicht eingefügt. Diese gibt die entsprechende Seitenanzahlen im Dokument an, an dem sich die jeweilige Tabelle mit den Ergebnissen befindet.

Tabelle 10: Übersicht des Vorkommens der entsprechenden Ergebnistabellen im Bericht

Versorgungs- variante	Wirtschaftlichk eitsergebnisse	Jährliche Kosten	Emissionsanalyse	Primärenergie- einsatz
1 bis 5, 55.S1.	Seite 26	Seite 27	Seite 52	Seite 52
1 bis 5, 55.S2	Seite 50	Seite 50	Seite 52	Seite 53
1 bis 5, 40.S1	Seite 27	Seite 28	Seite 30	Seite 31
1 bis 5, 40.S2	Seite 50	Seite 51	Seite 53	Seite 53
1 bis 5, 40.S1.+D	Seite 28	Seite 29	Seite 54	Seite 54
1 bis 5, 40.S2.+D	Seite 51	Seite 51	Seite 54	Seite 55

2.4 FÖRDERMÖGLICHKEITEN

2.4.1 Bundesförderung für effiziente Nichtwohngebäude (BEG NWG)

Der Bau energiesparender Gebäude wird durch die KfW gefördert. Die KfW definiert gewisse Standards, die auf folgenden zwei Kriterien beruhen:

- Primärenergiebedarf
- Transmissionswärmeverlust

Im Rahmen der „Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Gebäude – Nichtwohngebäude (BEG-NWG)“ werden die bisher bekannten KfW-Standards um die zusätzlichen Förderpakete „Erneuerbare Energien“ (EE) und „Nachhaltigkeit“ (NH) erweitert. Die relevanten Förderbedingungen sind in folgender Tabelle dargestellt.

Tabelle 11: Übersicht der BEG-NWG-Förderung

	Primärenergiebedarf	Transmissions- wärmeverlust	Tilgungszuschuss brutto
Effizienzgebäude 55	55 %	70 %	Max. 30.000.000 € mit 15,0% Zuschuss (max. 4.500.000 €)
Effizienzgebäude 55 NH- oder EE-Paket	55 %	70 %	Max. 30.000.000 € mit 17,5 % Zuschuss (max. 5.250.000 €)
Effizienzgebäude 40	40 %	55 %	Max. 30.000.000 € mit 20,0% Zuschuss (max. 6.000.000 €)
Effizienzgebäude 40 NH- oder EE-Paket	40 %	55 %	Max. 30.000.000 € mit 22,5 % Zuschuss (max. 6.750.000 €)

2.4.2 KfW 271

Über das KfW-Programm „Erneuerbare Energien – Premium“ (271) können u.a. Anlagen zur Verbrennung von fester Biomasse und Wärmenetze, die aus erneuerbaren Energien gespeist werden, gefördert werden. Diese Förderung ist mit der BEG-NWG-Förderung kumulierbar und kann in Anspruch genommen werden, wenn ein öffentliches Wärmenetz mit mindestens einem externen Wärmeabnehmer gebaut wird. In der vorliegenden Untersuchung wird diese Förderung nicht berücksichtigt, da nach aktuellem Planungsstand kein externer Wärmeabnehmer an die Wärmeversorgung angeschlossen wird.

2.4.3 KWKG

Über das Programm „Wärme- und Kältenetze“ der BAFA können die Varianten mit Verteilnetzen gefördert werden. Diese Variante ist nicht mit der KfW 271-Förderung kumulierbar und kann in Anspruch genommen werden, wenn ein öffentliches Wärmenetz mit mindestens einem externen Wärmeabnehmer gebaut wird. In der vorliegenden Untersuchung wird diese Förderung nicht berücksichtigt, da nach aktuellem Planungsstand kein externer Wärmeabnehmer an die Wärmeversorgung angeschlossen wird.

2.4.4 Wärmenetze 4.0

Über das Programm „Wärmenetzsysteme 4.0“ der BAFA werden innovative Wärmenetzsysteme mit überwiegendem Anteil erneuerbarer Energien gefördert. Diese Förderung ist mit der BEG-WG-Förderung kumulierbar und kann in Anspruch genommen werden, wenn ein öffentliches Wärmenetz mit mindestens 100 externen Wärmeabnehmer gebaut wird. In der vorliegenden Untersuchung wird diese Förderung nicht berücksichtigt, da nach aktuellem Planungsstand kein externer Wärmeabnehmer an die Wärmeversorgung angeschlossen wird. Seite 29

2.5 ERGEBNISSE

2.5.1 Wirtschaftlichkeitsberechnung

Die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit erfolgt über einen Netto-Vollkostenrechnung für 20 Jahre Betrieb.

Dabei werden für die relevanten Kostenpositionen die Entwicklung in den nächsten 20 Jahren modelliert und mit folgenden Durchschnittswerten angesetzt. Die unterschiedlichen Preiserhöhungen ergeben sich dabei insbesondere aus der unterschiedlichen Intensität der CO₂-Bepreisungserhöhung.

Table 12: Kostenentwicklung der Inputstoffe über Betrachtungszeitraum

Kosten	Kosten 2023	Kosten 2042	Durchschnittlich angesetzte Kosten
Waldhackschnitzel [€/t]	90	150	120
Biomethan [ct/kWh]	7,5	12	9,75
Erdgas [ct/kWh]	5,5	9,5	7,5
Strom [ct/kWh]	23	25	24

Für die Varianten werden nach Berechnung der Investitionskosten, der Förderhöhe, der jährlichen Kosten (Betriebs, bedarfsgebundene und sonstige Kosten, inkl. Verrechnung der Einnahmen aus Stromeinspeisung) kostendeckende Wärmepreise ermittelt, die die Grundlage des wirtschaftlichen Vergleichs bilden. Diese kostendeckende Wärmepreise werden ermittelt, indem die Summe der jährlichen Kosten und der jährlichen Kapitalkosten durch den jährlichen Energiebedarf geteilt wird.

2.5.2 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung für EG55-Standard

In der folgenden Tabelle sind die Höhe der Investitionen und die sich ergebenden jährlichen Kapitalkosten aufgeführt. Die jährlichen Kapitalkosten ergeben sich aus der Verrechnung der Investitionskosten mit Abschreibungszeiträumen. Für die Variante „EG55-Standard PV Szenario 2“ ist die Tabelle mit verringertem Informationsgehalt ausgeführt, zwecks einer verbesserten Übersichtlichkeit. Die vollständige Tabelle ist in den Anhang ausgelagert.

Für die Höhe der BEG NWG-Förderung wurde für die Varianten 1.55 – 4.55 jeweils die Prozentuale Förderung auf die Investitionskosten für das EG 55-EE Paket in Höhe von 17,5 % angerechnet, da diese Varianten die Förderung des EE-Pakets ermöglichen.

Tabelle 13: Übersicht der Wirtschaftlichkeitsergebnisse EG55-Standard PV Szenario 1

Versorgungs- variante	Investitionen in €	Förderung in €	Investition nach Förderung in €	Jährliche Kapitalkosten in €	Kostendeckender Wärmepreis in €/MWh
1.55.S1.	5.963.526	1.043.617	4.919.909	289.592	136
2.55.S1.	6.972.127	1.220.122	5.752.004	367.468	181
3.55.S1.	6.399.348	1.119.886	5.279.462	315.894	125
4.55.S1.	10.063.429	1.761.100	8.302.329	484.375	173
5.55.S1.	5.628.199	844.230	4.783.969	282.246	146

Tabelle 14: Übersicht der Wirtschaftlichkeitsergebnisse EG55-Standard PV Szenario 2

Versorgungsvariante	1.55.S2.	2.55.S2.	3.55.S2.	4.55.S2.	5.55.S2.
Kostendeckender Wärmepreis in €/MWh	150	198	142	190	162

In der folgenden Tabelle sind die jährlichen Kosten detailliert aufgeschlüsselt. Dabei sind in der Berechnung die Werte folgendermaßen zusammengefasst:

Bedarfsgebundene Kosten: Kosten für Betriebsstoffe, insbesondere Strom, Erdgas, Biomethan u.ä.

Betriebsgebundene Kosten: Instandhaltungskosten und Wartungskosten

Sonstige Kosten: Versicherungskosten

Jährliche Einnahmen: Vergütung für eingespeisten Strom nach EEG oder KWKG + Einsparungen durch Eigenstromnutzung

Summe: Summe der Kosten abzüglich der Einnahmen

Die Darstellung der jährlichen Kosten für das PV Szenario 2 ist aus denselben Gründen wie bereits im Text vorangegangen erwähnt komplett im Anhang aufgeführt.

Tabelle 15: Übersicht der jährlichen Kosten EG55-Standard PV Szenario 1

Versorgungs- variante	Bedarfsgebundene Kosten in €	Betriebsgebundene Kosten in €	Sonstige Kosten in €	Jährliche Einnahmen in €	Summe jährliche Kosten in €
1.55.S1.	496.554	49.545	13.251	436.756	122.595
2.55.S1.	972.358	93.716	14.684	896.918	183.840
3.55.S1.	430.745	65.810	13.716	444.875	65.396
4.55.S1.	403.950	52.455	21.130	434.721	42.814
5.55.S1.	545.775	49.223	12.610	444.875	162.732

2.5.3 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung für EG40-Standard

In der folgenden Tabelle sind die Höhe der Investitionen und die sich ergebenden jährlichen Kapitalkosten aufgeführt. Die jährlichen Kapitalkosten ergeben sich aus der Verrechnung der Investitionskosten mit Abschreibungszeiträumen. Die Tabellen für das „EG40-Standard PV Szenario 2“ sind aus denselben Gründen wie im vorangegangenen Kapitel an dieser Stelle im Bericht gekürzt und entsprechend im Anhang aufgeführt.

Für die Höhe der BEG NWG-Förderung wurde für die Varianten 1.40 – 4.40 (ohne Dunkelstrahler) jeweils die Prozentuale Förderung auf die Investitionskosten für das EG 40-EE Paket in Höhe von 22,5% angerechnet, da diese Varianten die Förderung des EE-Pakets ermöglichen. Hierbei ist der höhere Förderbetrag für die Baukosten des Gebäudes, welche sich aufgrund des höheren Baustandards ergeben, mit einkalkuliert.

Tabelle 16: Übersicht der Wirtschaftlichkeitsergebnisse EG40-Standard PV Szenario 1

Versorgungs- variante	Investitionen in €	Förderung in €	Investition nach Förderung in €	Jährliche Kapitalkosten in €	Kostendeckender Wärmepreis in €/MWh
1.40.S1.	7.043.556	3.084.800	3.958.756	320.678	126
2.40.S1.	7.974.005	3.294.151	4.679.854	384.846	172
3.40.S1.	7.464.034	3.179.408	4.284.626	343.877	117
4.40.S1.	10.775.470	3.924.481	6.850.989	487.141	161
5.40.S1.	6.702.120	2.840.424	3.861.696	315.397	137

Tabelle 17: Übersicht der Wirtschaftlichkeitsergebnisse EG40-Standard PV Szenario 2

Versorgungsvariante	1.40.S2.	2.40.S2.	3.40.S2.	4.40.S2.	5.40.S2.
Kostendeckender Wärmepreis in €/MWh	140	189	133	178	153

In der folgenden Tabelle sind die jährlichen Kosten analog zu Kap. 2.5.2 detailliert aufgeschlüsselt.

Tabelle 18: Übersicht der jährlichen Kosten EG40-Standard PV Szenario 1

Versorgungsvariante	Bedarfsgebundene Kosten in €	Betriebsgebundene Kosten in €	Sonstige Kosten in €	Jährliche Einnahmen in €	Summe jährliche Kosten in €
1.40.S1.	469.805	59.275	15.684	436.349	108.415
2.40.S1.	871.662	96.047	16.825	810.557	173.978
3.40.S1.	416.488	73.388	16.031	444.875	61.031
4.40.S1.	387.371	61.855	22.639	434.721	37.144
5.40.S1.	515.092	58.765	15.050	444.875	144.032

2.5.4 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung für EG40-Standard mit Dunkelstrahler

In der folgenden Tabelle sind die Höhe der Investitionen und die sich ergebenden jährlichen Kapitalkosten aufgeführt. Die jährlichen Kapitalkosten ergeben sich aus der Verrechnung der Investitionskosten mit Abschreibungszeiträumen.

Für die Höhe der BEG NWG-Förderung wurde für die Varianten 1.40 – 5.40 (mit Dunkelstrahler) jeweils die Prozentuale Förderung auf die Investitionskosten für EG 40 in Höhe von 20% angerechnet, da diese Varianten die Förderung des EE-Pakets nicht ermöglichen. Hierbei ist ebenfalls der höhere Förderbetrag für die Baukosten des Gebäudes, welche sich aufgrund des höheren Baustandards ergeben, mit einkalkuliert.

Tabelle 19: Übersicht der Wirtschaftlichkeitsergebnisse EG40-Standard PV Szenario 1 mit Dunkelstrahler

Versorgungsvariante	Investitionen in €	Förderung in €	Investition nach Förderung in €	Jährliche Kapitalkosten in €	Kostendeckender Wärmepreis in €/MWh
1.40.S1.+D	3.909.762	2.281.952	1.627.810	95.307	93
2.40.S1.+D	4.190.640	2.338.128	1.852.512	112.845	101
3.40.S1.+D	3.987.454	2.297.491	1.689.963	99.014	91
4.40.S1.+D	4.380.492	2.376.098	2.004.394	117.015	98
5.40.S1.+D	3.929.657	2.285.931	1.643.725	95.978	93

Tabelle 20: Übersicht der Wirtschaftlichkeitsergebnisse EG40-Standard PV Szenario 2 mit Dunkelstrahler

Versorgungsvariante	1.40.S2.+D	2.40.S2.+D	3.40.S2.+D	4.40.S2.+D	5.40.S2.+D
Kostendeckender Wärmepreis in €/MWh	110	118	108	115	110

Tabelle 21: Übersicht der jährlichen Kosten EG40-Standard PV Szenario 1 mit Dunkelstrahler

Versorgungs- variante	Bedarfsgebundene Kosten in €	Betriebsgebundene Kosten in €	Sonstige Kosten in €	Jährliche Einnahmen in €	Summe jährliche Kosten in €
1.40.S1.+D	528.472	47.298	8.484	428.616	155.638
2.40.S1.+D	593.188	55.124	9.083	497.200	160.195
3.40.S1.+D	531.781	51.449	8.645	444.875	147.000
4.40.S1.+D	516.810	49.499	9.514	428.616	147.207
5.40.S1.+D	544.507	48.225	8.528	444.875	156.384

2.5.5 Betrachtung der CO₂-Emissionen

Für die Betrachtung der CO₂-Emissionen werden die eingesetzten Primärenergien der Wärmeversorgung betrachtet. Die eingesetzten Primärenergien sind der deutsche Strommix, Biomethan, Erdgas und Holzhackschnitzel. In das Netz eingespeister Überschussstrom wird den jeweiligen Varianten gutgeschrieben, da damit anderweitig produzierter Strom ersetzt werden kann.

Für die Berechnung der CO₂-Emissionen wird mit folgenden Durchschnittswerten für die nächsten 20 Jahre gerechnet.

Tabelle 22: Übersicht der CO₂-Emissionen

	CO ₂ -Emissionen 2023	CO ₂ -Emissionen 2042	CO ₂ -Emissionen Durchschnitt
Erdgas	240 g/kWh	240 g/kWh	240 g/kWh
Deutscher Strommix	400 g/kWh	50 g/kWh	225 g/kWh
Verdrängungsstrom	860 g/kWh	70 g/kWh	465 g/kWh
Holzhackschnitzel	15 g/kWh	15 g/kWh	15 g/kWh
Biomethan	75 g/kWh	75 g/kWh	75 g/kWh

Für einige Varianten ergeben sich bilanziell negative Emissionen. Dies entsteht dadurch, dass in einigen Konstellationen die Menge der Vergütung durch eingespeisten Strom die lokal entstehenden Emissionen übersteigt.

Tabelle 23: Übersicht der Primärenergiefaktoren

	Primärenergiefaktor 2023	Primärenergiefaktor 2042	Primärenergiefaktor Durchschnitt
Erdgas	1,1	1,1	1,1
Deutscher Strommix	1,8	0,4	1,1
Verdrängungsstrom	2,8	0,6	1,7
Holzackschnitzel	0,2	0,2	0,2
Biomethan	1,1	0,5	0,8

Für die errechneten Primärenergiebedarfe der Varianten gilt, dass für ein Zertifikat die sogenannte Kappungsregel greift, die sehr niedrige Primärenergiefaktoren auf mindestens 0,3 setzt.

Der Bilanzraum der ermittelten Emissionen umfasst den Wärme- und Stromeinsatz des geplanten Gebäudes.

In der folgenden Tabelle sind einmal beispielhaft die Ergebnisse der Emissionsanalyse für die Varianten des „EG40-Standard PV Szenario 1“ ausführlicher aufgeführt. Für die restlichen befindet sich eine vollständige Auflistung der einzelnen Werte im Anhang.

Tabelle 24: Übersicht der Ergebnisse Emissionsanalyse EG40-Standard PV Szenario 1

Versorgungsvariante	Lokale CO2- Emissionen in t/a	Gutschrift CO2- Emissionen für eingespeisten Strom in t/a	Summe CO2- Emissionen in t/a	Spez. CO2- Emissionen in g/kWh Wärme
1.40.S1.	332	-708	-375	-139
2.40.S1.	597	-1.722	-1.125	-416
3.40.S1.	298	-726	-428	-158
4.40.S1.	254	-711	-458	-169
5.40.S1.	908	-726	182	67

Tabelle 25: Übersicht der Ergebnisse Primärenergieeinsatz EG40-Standard PV Szenario 1

Versorgungsvariante	Nicht erneuerbarer Primärenergiebedarf in MWh	Berechneter Primärenergiefaktor
1.40.S1.	-962	-0,356
2.40.S1.	-713	-0,263
3.40.S1.	-904	-0,334
4.40.S1.	-1.361	-0,503
5.40.S1.	1.548	0,572

Tabelle 26: Übersicht der Ergebnisse der spez. CO2 Emissionen aller Varianten

Versorgungsvariante	Variante 1.55	Variante 2.55	Variante 3.55	Variante 4.55	Variante 5.55
PV Szenario 1					
Spez. CO2- Emissionen in g/kWh Wärme	-115	-418	-143	-145	91
PV Szenario 2					
	-291	-597	-321	-322	-88
Versorgungsvariante	Variante 1.40	Variante 2.40	Variante 3.40	Variante 4.40	Variante 5.40
PV Szenario 1					
Spez. CO2- Emissionen in g/kWh Wärme	-139	-416	-158	-169	67
PV Szenario 2					
	-337	-616	-359	-368	-133
Versorgungsvariante	Variante 1.40.+D	Variante 2.40.+D	Variante 3.40.+D	Variante 4.40.+D	Variante 5.40.+D
PV Szenario 1					
Spez. CO2- Emissionen in g/kWh Wärme	51	14	76	47	105
PV Szenario 2					
	-150	-186	-124	-154	-95

Tabelle 27: Übersicht des berechneten Primärenergiefaktors aller Varianten

Versorgungsvariante	<i>Variante 1.55</i>	<i>Variante 2.55</i>	<i>Variante 3.55</i>	<i>Variante 4.55</i>	<i>Variante 5.55</i>
<i>PV Szenario 1</i>					
Berechneter Primärenergiefaktor	-0,274	-0,234	-0,289	-0,422	0,650
<i>PV Szenario 2</i>					
	-0,940	-0,905	-0,960	-1,089	-0,022
Versorgungsvariante	<i>Variante 1.40</i>	<i>Variante 2.40</i>	<i>Variante 3.40</i>	<i>Variante 4.40</i>	<i>Variante 5.40</i>
<i>PV Szenario 1</i>					
Berechneter Primärenergiefaktor	-0,356	-0,263	-0,334	-0,503	0,572
<i>PV Szenario 2</i>					
	-1,105	-1,018	-1,088	-1,253	-0,182
Versorgungsvariante	<i>Variante 1.40.+D</i>	<i>Variante 2.40.+D</i>	<i>Variante 3.40.+D</i>	<i>Variante 4.40.+D</i>	<i>Variante 5.40.+D</i>
<i>PV Szenario 1</i>					
Berechneter Primärenergiefaktor	0,500	0,517	0,629	0,479	0,747
<i>PV Szenario 2</i>					
	-0,255	-0,237	-0,125	-0,275	-0,008

2.6 BEWERTUNG DER ERGEBNISSE

In der Untersuchung der Energieversorgungsvarianten wurden die Einflussfaktoren Dämmung, Wärmequelle, PV-Auslegung und Einsatz von Dunkelstrahlern untersucht, um die wirtschaftlich-technisch optimale Versorgungsvariante zu identifizieren.

Bei der Entscheidung welche Dämmvariante zu bevorzugen ist, zeigt die Betrachtung der Ergebnisse, dass die Variante des EG40-Standards aufgrund der erhöhten Förderung bei den kostendeckenden Wärmepreisen den günstigeren Betrieb erreicht. Zudem ist bei diesen der spezifische CO₂-Faktor im Vergleich zu den EG55-Standard Dämmvarianten besser, weshalb für eine Umsetzung der EG40-Standard zu favorisieren ist.

Für die PV Auslegung werden bereits mit dem Szenario 1 (ca. 50% Dachnutzung für PV-Kollektoren) gute Werte bei den Primärenergiefaktoren in den Varianten erreicht. Im Sinne eines Klimaneutralen Betrieb des Standorts auch unter Berücksichtigung des Fuhrparks ist es jedoch erforderlich mit dem Szenario 2 der PV Belegung zu rechnen (100% Ausnutzung der verwendbaren Dachflächen).

Die Varianten mit Dunkelstrahler haben im PV Szenario 2 den besseren Wärmepreis im Vergleich zu der Variante des EG40-Standard PV Szenario 2 ohne Dunkelstrahler. Allerdings wirkt sich der hohe Gasverbrauch der Dunkelstrahler negativ auf die CO₂-Neutralität aus. Somit wird auf Basis der Untersuchungsergebnisse empfohlen, keine Dunkelstrahler einzusetzen.

Für die Versorgungsvarianten des EG40-Standard PV Szenario 2 ohne Dunkelstrahler ergeben sich unter Berücksichtigung der genannten Aspekte die besten Voraussetzungen für eine Umsetzung. Folgend wird eine Empfehlung für eine konkrete Variante gegeben.

In den folgenden Diagrammen sind die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeits- und der Emissionsbetrachtung der Variante EG40-Standard PV Szenario 2 ohne Dunkelstrahler dargestellt:

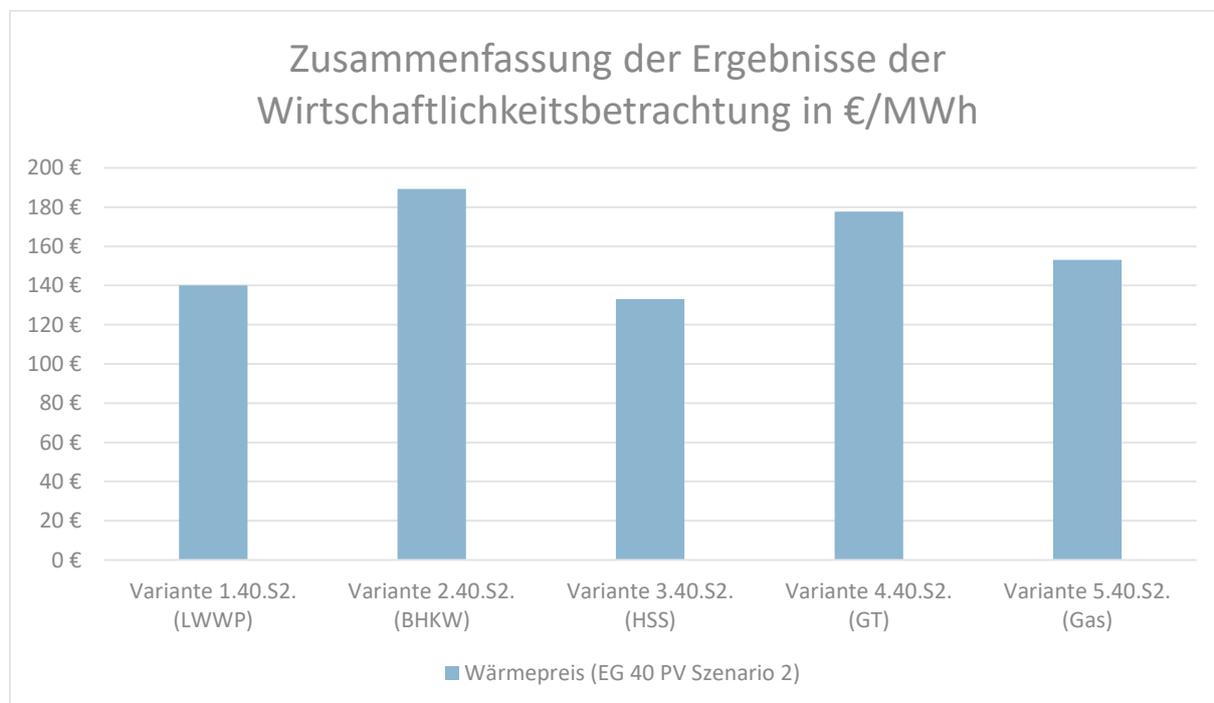


Abbildung 14: Zusammenfassung der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

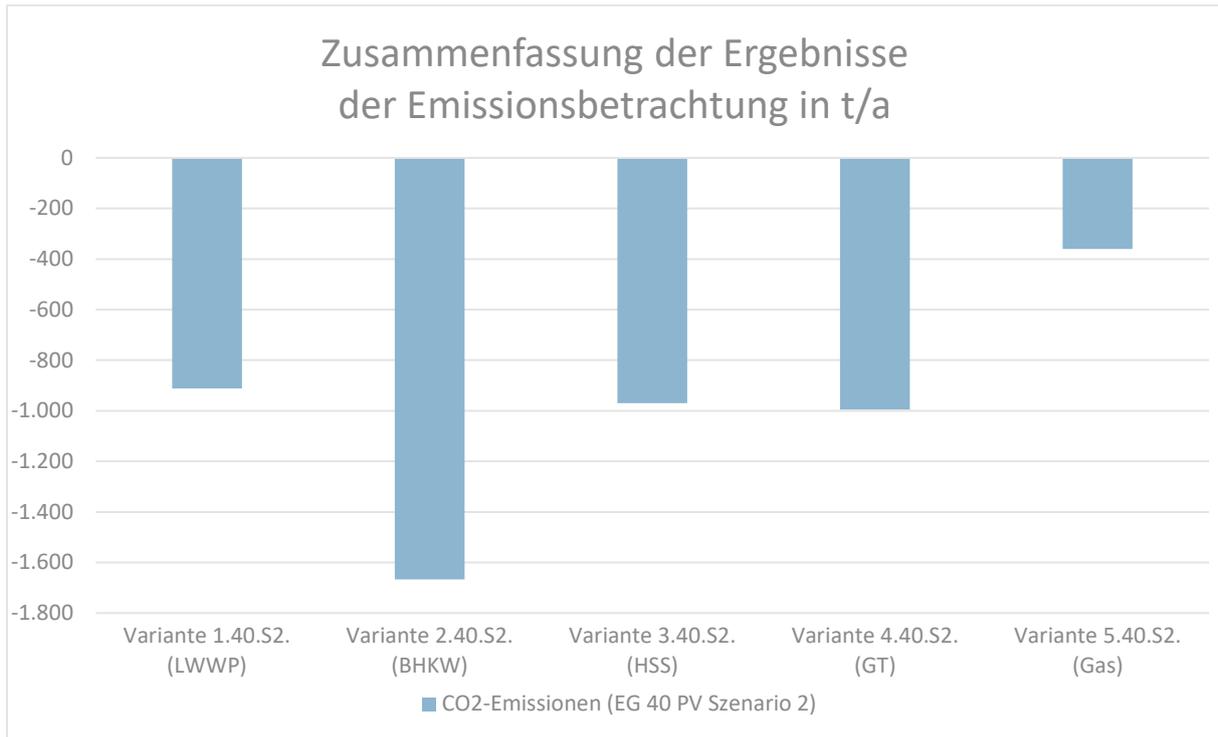


Abbildung 15: Zusammenfassung der Emissionsbetrachtung

Die Zielsetzung der möglichst klimaneutralen Energieversorgung für das untersuchte Gebäude ist mit allen diesen Varianten grundsätzlich möglich, u.a. aufgrund der CO₂-Emissionsvergütung durch eingespeisten Überschussstrom. Zusätzlich zeigen die errechneten Primärenergiefaktoren, dass für die Wärmeversorgung das Ziel des hohen Anteils erneuerbarer Energien ebenfalls erreicht werden kann.

Nach den vorliegenden Ergebnissen wird aufgrund der Kriterien des Wärmepreises, der CO₂-Emissionen und des Primärenergiebedarfs die Wärmeversorgung über Holzhackschnitzelkessel in Kombination mit Erdgas-Brennwertkessel als Spitzenlastkessel empfohlen.

Als weitere Variante wird die Wärmeversorgung über Luft-Wasser-Wärmepumpe empfohlen. Für diese ergeben sich ebenfalls sehr gute Ergebnisse für die Parameter Wärmepreis, CO₂-Emission und Primärenergiebedarf.

Damit ergibt sich ein kostendeckender Wärmepreis von 133 €/MWh für den Holzhackschnitzelkessel und CO₂-Emissionen von -970 t/a. Der kostendeckende Wärmepreis liegt bei der Luft-Wasser-Wärmepumpe bei 140 €/MWh und die CO₂-Emissionen betragen -912 t/a. Damit hat die Logistikhalle eine moderne Energieversorgungsvariante für mindestens 20 Jahre.

Dabei ist zu beachten, dass zukünftige gesetzliche Änderungen Auswirkungen auf die Berechnungsergebnisse haben können. Die Bewertung erfolgt auf Basis der aktuell gültigen Verordnungen. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurde für alle Varianten auf 20 Jahre ausgelegt. Die tatsächliche Nutzungsdauer der Erdsonden aus Variante 4 ist deutlich länger zu erwarten, sodass für diese Varianten bei einem längeren Betrachtungszeitraum mit wirtschaftlich besseren Ergebnissen zu rechnen ist.

2.7 AUSWIRKUNGEN DER CO₂-EMISSIONSBILANZIERUNG

U.a in Variante 2.40.S2. (BHKW) werden durch die Emissionsvergütung bilanziell negative Emissionswerte erreicht. Um darzustellen, wie hoch der Einfluss dieser Vergütung ausfällt, sind im folgenden Diagramm die lokalen CO₂-Emissionen, die Emissionsgutschrift und die bilanziellen Emissionen dargestellt.

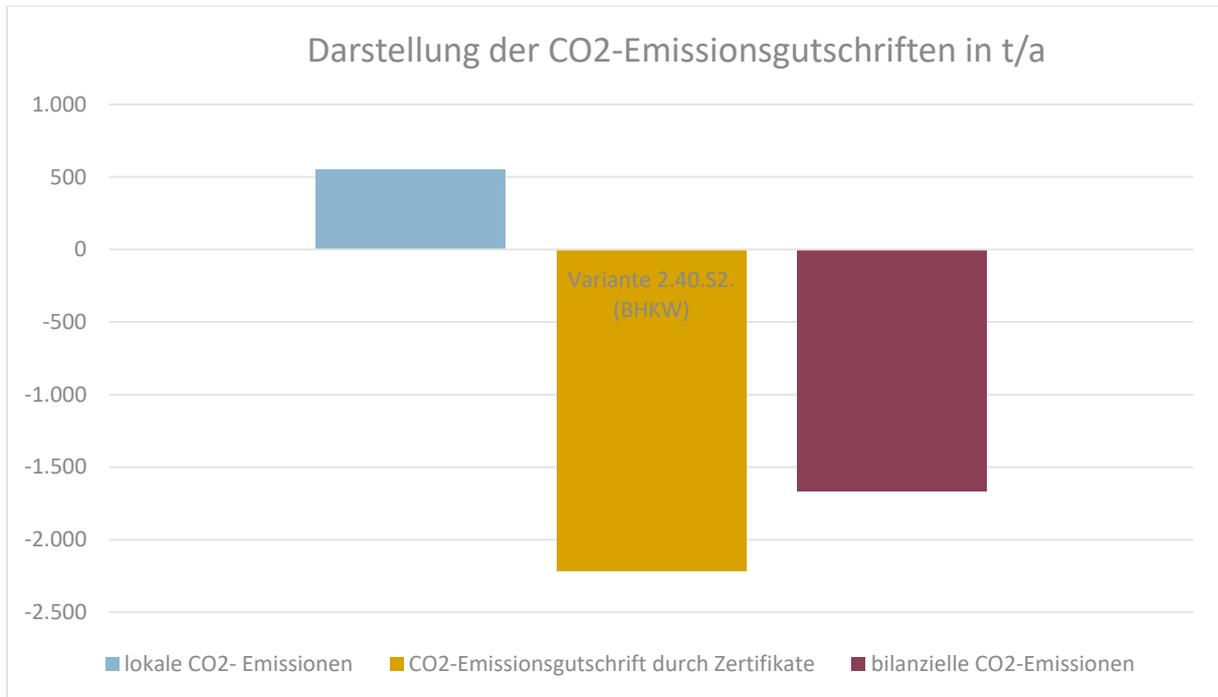


Abbildung 16: Darstellung der Emissionsgutschriften

2.8 UMSETZBARKEIT DER VORSORGVARIANTEN

Die Versorgungsvarianten müssen unterschiedlich Genehmigungen und Rahmenbedingungen erfüllen. Für den Betrieb von Holzhackschnitzelkessel und Biomethan-BHKWs mit einer Feuerungswärmeleistung von über 1.000 kW ist zusätzlich zur Baugenehmigung eine sogenannte BlmSchG-Genehmigung notwendig. Eine solche BlmSchG-Genehmigung ist ein Standardverfahren, welches kein KO-Kriterium für die gewählten Versorgungsvarianten darstellt. Als Ergebnis der BlmSchG-Genehmigung werden insbesondere Auflagen hinsichtlich Schallemissionen im Rahmen der Auslegung berücksichtigt werden müssen. Soweit möglich, wurden dadurch entstehende Kosten bereits in den entsprechenden Varianten berücksichtigt. Bei einer Feuerungswärmeleistung unter 1.000 kW entfällt die BlmSchG-Genehmigung. Für Variante 3 (Holzhackschnitzelkessel) ist zusätzlich eine Zuwegung für die Anlieferung der Holzhackschnitzel per LKW vorzusehen.

Für den Betrieb des Biomethan-BHKWs in Variante 2 muss entsprechende Gasleitungsinfrastruktur lokal vorgesehen werden. Gleiches gilt für Varianten, die die Nutzung von Dunkelstrahlern beinhalten.

Die Installation eines Erdwärmesondenfeldes ist in Wasser- und Naturschutzgebieten nicht möglich. Diese sind im untersuchten Gebiet nicht vorhanden, sodass für Variante 4 keine sonstigen besonderen Rahmenbedingungen gelten.

Für den Betrieb der Luft-Wasser-Wärmepumpen und der Photovoltaik-Kollektoren sind keine besonderen Rahmenbedingungen nötig.

2.9 AUSWIRKUNGEN EINER HÖHEREN BEBAUUNG

Um eine solche Anpassung der Ausgangsparameter zu untersuchen, werden die Varianten 1 bis 5 mit PV Szenario 2 im EG 40-Dämmstandard auf einen 10% höheren Wärme- und Strombedarf hin untersucht.

Tabelle 28: Untersuchung von erhöhtem Strom- und Wärmebedarf

Versorgungsvariante	1.40.S2.	2.40.S2.	3.40.S2.	4.40.S2.	5.40.S2.
<i>Kostendeckender Wärmepreis in €/MWh</i>	135	182	126	171	148
<i>Einsparung gegenüber Ursprungswärme- und -strombedarf in €/MWh</i>	5	7	7	7	5
<i>Einsparung gegenüber Ursprungswärme- und Strombedarf</i>	3,7	3,8	5,6	4,1	3,4

Alle untersuchten Versorgungsvarianten zeigen bei dieser Betrachtung, dass der spezifische kostendeckende Wärmepreis sinkt.

2.10 AUSBLICK AUF 2043

Alle Versorgungsvarianten wurden auf einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren untersucht. Die eingesetzten Komponenten sind so bewertet worden, dass sie zu entsprechenden Kosten ersetzt werden, sollten Sie eine geringere Lebensdauer als 20 Jahre aufweisen, bzw. wurden mit Restwert 0 € angesehen, sollten Sie eine längere Lebensdauer als 20 Jahre aufweisen. Das bedeutet, dass nach dem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren alle Anlagen abgeschrieben sind.

Folgende Komponenten weisen eine zu erwartende höhere Lebensdauer auf:

PV-Anlage (alle Varianten): Lebensdauererwartung 20 bis 40 Jahre

Erdwärmesonden (Variante 4): Lebensdauererwartung >50 Jahre

Fußbodenheizung (alle Varianten): Lebensdauererwartung >40 Jahre

Mehrkosten für höheren Baustandard EG40: Lebensdauererwartung > 50 Jahre

Sollte die Infrastruktur nach 20 Jahren Betrieb weiterhin genutzt werden, ist ein entsprechend kostengünstiger Betrieb möglich, da für die genannten Komponenten kein weiterer Investitionsbedarf besteht. Unter in-situ-Bedingungen gegenüber der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung kann dann mit folgenden kostendeckenden Wärmepreisen für den Dämmstandard EG 40 kalkuliert werden. Die Ergebnisse bestärken dabei die Wahl der bevorzugten Energieversorgungsvarianten.

Tabelle 29: Übersicht der Wärmepreise ab 2043

Versorgungsvariante	1.40.S2.	2.40.S2.	3.40.S2.	4.40.S2.	5.40.S2.
<i>Kostendeckender Wärmepreis in €/MWh</i>	1	86	-11	-27	10

2.11 NÄCHSTE SCHRITTE

Für die Einspeisung des Überschussstrom der Photovoltaikanlage muss mit dem Netzbetreiber der Netzverknüpfungspunkt abgeklärt werden. Dieser entspricht in der Regel der für die Spannungsebene geeignete nächstgelegenen Verknüpfungspunkt. Hierzu muss eine Anfrage beim entsprechenden Netzbetreiber gestellt werden. Für die Bearbeitung dieser Anfrage gilt eine gesetzliche Frist von 8 Wochen.

Desweiteren müssen die rechtlichen und städtebaulichen Rahmenbedingungen geklärt werden.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse muss eine Variante ausgewählt werden, um diese detailliert zu planen.

Für die gewählte Variante muss ein Baugenehmigungs- und gegebenenfalls ein BImSchG-Genehmigungsantrag gestellt werden.

2.12 ZUKÜNFTIGE EINBINDUNG UND KOMBINATION VON ENERGIETRÄGERN

In den durchgeführten Untersuchungen wurden die einzelnen Energieträgerarten nach Abstimmung mit Agravis einzeln betrachtet, um eine Bewertung der einzelnen eingesetzten Technologien zu ermöglichen.

In der tatsächlichen Ausführung können Energieträger miteinander kombiniert werden. So ist beispielsweise der Einsatz von Variante 1 (Luft-Wasser-Wärmepumpen) zur Grundlastdeckung in Kombination mit gasgeführten (z.B. Erdgas/Biomethan, Biogas) Spitzenlastkesseln möglich. Dies führt u.a. zu einer Erhöhung der Versorgungssicherheit.

Die untersuchten Dunkelstrahler können auch als Hybridanlagen ausgeführt werden, die mittel- bis langfristig mit Wasserstoff betrieben werden können. Dies würde die CO₂-Bilanz entsprechend verbessern.

3 Mobilität

Für die Ermittlung des Energiebedarfs des zukünftigen Standortes in Nottuln werden nachfolgend die zunächst die aktuellen Transportleistungen des derzeitigen Logistik-Standortes in Gewerbepark Münster-Loddenheide ausgewertet.

Basierend auf den bisherigen Daten wird die Transportleistung des neuen Standortes in Nottuln entsprechend des erwartenden Lieferaufkommens hochskaliert und der Energiebedarf der Fahrzeuge ermittelt.

Für das ermittelte Verkehrsaufkommen werden darauffolgend für die unterschiedlichen Antriebsvarianten die Treibhausgasemissionen ermittelt.

Für die Bilanzierung der Energiemengen und der Treibhausgasemissionen werden die direkten und indirekten Emissionen berücksichtigt, welche durch Agravis veranlasst wurden oder im direkten Einflussbereich liegen. Grundlage für die Bilanzierung ist der Scope 1 und Scope 2 des Greenhouse Gas Protocols (siehe nachfolgende Abbildung)

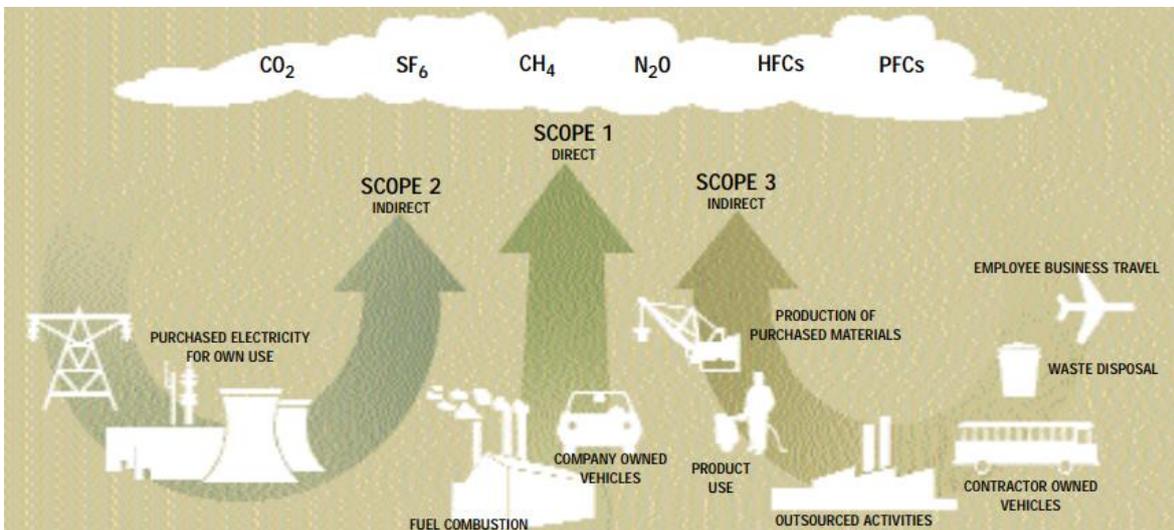


Abbildung 18 Greenhouse Gas Protocol - Corporate Standard (ghgprotocol.org/corporate-standard)

Abschließend wird eine Handlungsempfehlung für den Sektor Mobilität ausgesprochen.

3.1 ENERGIEBEDARF FUHRPARK

Für die Auswertung der aktuellen Transportleistung wurden die von Agravis veranlassten Warenlieferung zum Kunden zur Verfügung gestellt. Die nicht von Agravis veranlassten Anlieferungen zum Lager sind hierbei nicht berücksichtigt. Aus den Gewichten der einzelnen Sendungen und den Entfernungen zum Kunden wurde das jährliche Transportaufkommen mit 19,7 Mio. Tonnenkilometer ermittelt. Ein Großteil des Transportaufkommens verteilt sich dabei auf wenige Spediteure. Dies kann eine ehrgeizige Umstellung des Fuhrparks vereinfachen, da die Abstimmung und Koordination mit weniger Akteuren erfolgen kann.

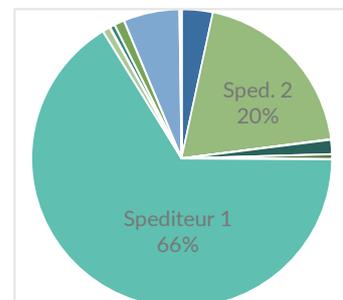


Abbildung 19: Verteilung Transportaufkommen

Am neuen Standort in Nottuln soll sich das transportierte Gewicht von gut 100.000 Tonnen auf 145.000 Tonnen jährlich erhöhen. Das jährliche Transportaufkommen erhöht sich dadurch auf ~28 Mio. Tonnenkilometer.

Ein Großteil (90%) der Transporte soll mit 40t-LKW durchgeführt werden mit einer üblichen Auslastung von 70% (~17,5t Beladung). Die verbleibenden 10% werden mit kleineren LKW durchgeführt. Der Anteil von Leerfahrten wurde mit ca. 20% angenommen.

Mit diesen Annahmen ist von einem Dieselverbrauch für die von Agravis veranlassten Transporte von 530.000 Litern pro Jahr auszugehen und damit von Treibhausgasemissionen von ca. 1.700 tCO_{2e} jährlich. Neben dem LKW-Verkehr wird davon ausgegangen, dass ca. 100 PKW täglich zu dem neuen Standort fahren werden. Dies sind im Wesentlichen die Fahrwege der Mitarbeiter zur Arbeit. Geht man vereinfachend von einem durchschnittlichen Verbrauch von 6 Liter Diesel je 100 km (entspricht ca. 7 l/100km Benzin) aus und von einem einfachen Anfahrweg von 17 km (deutscher Durchschnitt im Jahr 2016¹) so führt der PKW-Verkehr zu einem zusätzlichem Diesel-Verbrauch von ca. 50.000 Liter pro Jahr (bei 250 Arbeitstagen) bzw. 163 tCO_{2e} jährlich. Der PKW-Verkehr hätte somit einen Anteil von ca. 9% an den verkehrsbedingten Treibhausgasemissionen. Nachfolgend wird zunächst der Fokus auf den LKW-Verkehr gelegt. Bei den Berechnungen der zukünftigen Treibhausgasemissionen wird zusätzlich der PKW-betrachtet.

Für eine Reduktion dieser Emissionen ist die Umstellung von Diesel auf alternative Energieträger notwendig. Die alternativen Energieträger unterscheiden sich von der Einsatzbarkeit. Batterieelektrische LKW haben begrenzte Reichweiten und benötigen einen längeren Zeitraum für das Laden der Batterien. Derzeit verfügbare batterieelektrische LKW können für maximale Wegstrecken von 300 bis 400 km eingesetzt werden², wobei einzelne Hersteller bereits LKW mit elektrischen Reichweiten von 500 km und mehr angekündigt haben³. Ebenso ist die maximale Zuladung ggü. einem Diesel-LKW noch eingeschränkt.

Abbildung 20 zeigt die Verteilung des derzeitigen Transportaufkommens. Fast ein Drittel der Transporte erfolgen auf Distanzen von weniger als 200 km. Ein Großteil dieser Transporte kann bereits mit heute bestellbaren batterieelektrischen LKW absolviert werden. Sollten die LKW eine Möglichkeit haben am Zielort oder zukünftig innerhalb der Ruhezeiten an einer Schnellladestation nachzuladen, so könnten bis zu $\frac{3}{4}$ der Transportleistung batterieelektrisch erfolgen. Die Europäische Union plant hierfür einen massiven Ausbau von Schnellladesäulen im Rahmen des transeuropäischen Verkehrsnetzes (TEN-V). Bis 2030 sollen alle 60 bis 100 km Ladestation für schwere Nutzfahrzeuge entstehen und alle 150 km Wasserstofftankstellen.

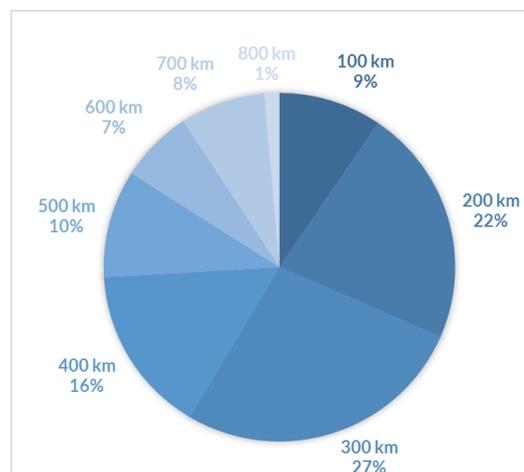


Abbildung 20: Verteilung Transportaufkommen (einfache Wegstrecke)

¹ www.zeit.de/mobilitaet/2017-09/pendler-berufspendler-arbeit-zahl-des-tages?utm_referrer=https%3A%2F%2Fwww.google.com%2F; geladen am 31.1.2022

² Siehe Transport & Environment (2020). Unlocking Electric Trucking in the EU: recharging in cities und www.klimafreundliche-nutzfahrzeuge.de

³ www.auto-motor-und-sport.de/elektroauto/futuricum-fh-semi-40e-900kwh-500-km-reichweite/

Für größere Strecken bieten sich Wasserstoff, Bio-LNG und Bio-CNG als alternative Kraftstoffe an. Wobei die Reichweiten von CNG-LKW ebenfalls auf ca. 500 km beschränkt sind⁴. LNG-LKW erreichen deutlich höhere Reichweite von bis zu 1.600 km. Aufgrund der besonderen Eigenschaften von dem tiefgekühlten LNG (Schutzhandschuhe/-brille, Verdampfung bei Stillstand „Boil-Off-Gas“) wird LNG fast ausschließlich bei schweren LKW mit hohen Jahresfahrleistungen eingesetzt⁵.

Insgesamt gibt es in Deutschland über 800 öffentliche CNG-Tankstellen. Die meisten dieser Tankstellen werden bereits anteilig oder vollständig mit bilanziellem Biogas betrieben. Von diesen 800 Tankstellen sind jedoch nur knapp 200 Tankstellen für die Betankung von LKW geeignet⁶.

Zusätzlich zu den CNG-Tankstellen gibt es über 100 LNG-Tankstellen für LKW. Bis 2025 soll diese Zahl auf 200 Tankstellen anwachsen. 50 Tankstellen sind bereits in Planung. Die Tankstellen sind über ganz Deutschland verteilt (siehe Abbildung 21). Die LNG-Tankstellen wurden bislang nicht mit Bio-LNG betrieben. Die Betreiber haben jedoch bereits mit der Umstellung begonnen oder die Umstellung für die nächsten Jahre angekündigt^{7,8,9}.

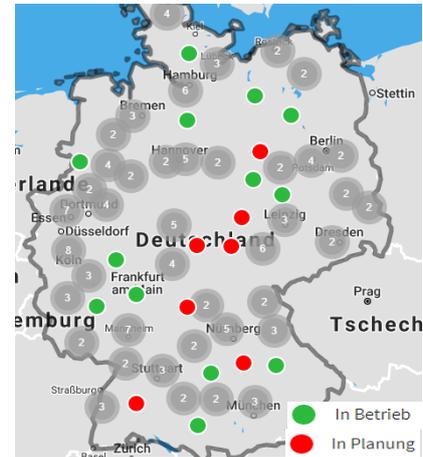


Abbildung 21: LNG-Tankstellen in DE^{5b}

Die Umstellung Tankstellen auf Biogas wird durch die europäische Verordnung Renewable Energy Directive („REDII“) getrieben. Diese Verordnung wurde mit dem Gesetz zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungsquote ins deutsche Recht umgesetzt. Mit diesem Gesetz soll der Anteil der erneuerbaren Energien im Verkehr bis 2030 auf 32% steigen. Neben batterieelektrischen Fahrzeugen wird insbesondere der Einsatz von fortschrittlichen Biokraftstoffen angereizt, also Bio-CNG und Bio-LNG aus Reststoffen wie Stroh und Gülle¹⁰. CNG und LNG auf Basis von fossilem Erdgas wird gemäß REDII nicht für die Erreichung der Treibhausgasziele angerechnet.

Wasserstoff-LKW, insbesondere 40-Tonner, befinden sich noch in der Erprobungsphase in kleineren Stückzahlen. Bisher sind im Nutzfahrzeugebereich noch Speicherdrücke von 350 bar üblich. Hiermit erreichen Wasserstoff-LKW Reichweiten von 300 bis 500 km. 700 bar sind bei PKW Standard, bei Nutzfahrzeugen die Ausnahme. LKW mit 700 bar Drucktanks können jedoch höhere Reichweiten von bis zu 800 km ermöglichen¹¹. Daimler geht noch einen Schritt weiter und will 2025 einen Wasserstoff-LKW mit einer Reichweite von 1.000 km einführen. Hierfür wird tiefgekühlter Wasserstoff getankt¹². Wasserstoff wird bei der Berechnung gemäß REDII wie Strom als erneuerbarer Kraftstoff berücksichtigt.

⁴ www.cng-mobility.ch/beitrag/vieles-spricht-fuer-einen-gas-lkw/

⁵ www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/LNG-Taskforce__DVGW_Methanemissionen_bei_der_Nutzung_von_LNG_als_Kraftstoff_fuer_Lkw.pdf

⁶ <https://gas.info/mobil-verkehr/erdgas-cng-mobil/erdgas-tankstellen>

⁷ www.dena.de/themen-projekte/projekte/mobilitaet/lng-taskforce-und-initiative-erdgasmobilitaet/

⁸ www.eurotransport.de/artikel/shell-setzt-auf-bio-lng-zwei-weitere-stationen-eroeffnet-11193189.html

⁹ www.uniper.energy/news/de/liqvis-verzeichnet-starkes-absatzwachstum-im-lng-tankstellengeschaeft

¹⁰ www.bundesregierung.de/breg-de/suche/weniger-co2-in-kraftstoffen-1850472#

¹¹ www.ihk-arnsberg.de/upload/Wasserstoff_fuer_Nutzfahrzeuge_Vortrag_IHK_Arnberg_37661.pdf

¹² www.daimler.com/innovation/antriebe/wasserstoff/teststart-genh2-truck-prototyp.html

Eine weitere zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Verkehr ist der Einsatz von Biodiesel. Der marktüblich Diesel an der Tankstelle enthält bereits 6-7% Biodiesel. Neben dieser üblichen Beimischquote gibt es auch Diesel mit einer Beimischung von 20% (B20), 30% (B30) oder 100%-igen Biodiesel (B100). Aufgrund der Einführung neuer Abgasnormen ist die Anzahl der verfügbaren LKW, welche 100%-igen Biodiesel oder eine hohe Beimischung tanken können, zurückgegangen¹³. Zudem wurde mit dem Gesetz zur Weiterentwicklung der Treibhausgas-Minderungsquote beschlossen den Anteil Biokraftstoffen aus Nahrungs- und Futtermitteln auf maximal 4,4% zu begrenzen und ab 2023 soll dieser Anteil sukzessive verringert werden¹⁴. Für die nachfolgende Betrachtung wurde angenommen, dass die LKW marktüblichen Diesel mit einem Biodieselanteil von 7% (B7) tanken.

3.2 EXKURS LADELEISTUNG

Es wird davon ausgegangen, dass an dem Standort in Nottuln zukünftig bis zu 20 batterieelektrische LKW geladen werden. Diese LKW haben eine Standzeit von 17 Uhr bis 6 Uhr. Mit einem Puffer von einer Stunde haben diese LKW einen Zeitraum von 12 Stunden zur vollständigen Ladung der Batterie. Geht man von zukünftigen 40t-LKW mit einer üblichen täglichen Reichweite von 400 km aus, so benötigt jeder LKW eine Ladeleistung von rund 43 kW und alle 20 LKW zusammen eine Ladeleistung von 860 kW. Mit zusätzlichen Ladesäulen für PKW und kleineren Nutzfahrzeugen könnte die maximale Ladeleistung bis zu 1 MW betragen. Hiermit wäre ein Versorgung des gesamten batterieelektrischen Fuhrparks in Zukunft möglich.

In den nächsten 10 Jahren wird die erforderliche Ladeleistung wesentlich geringer sein. Zum einen muss der batterieelektrische Fuhrpark über die Jahre aufgebaut werden. Zudem ist die Reichweite der in den nächsten Jahren verfügbaren schweren LKW noch eingeschränkt, so dass am Standort in Nottuln über Nacht nur eine geringere Reichweite je LKW nachgeladen werden kann.

¹³ www.ufop.de/files/9215/2992/8601/WEB_AGQM_0216_FREIGABEN.pdf; geladen am 31.1.2022

¹⁴ www.bundesregierung.de/breg-de/suche/weniger-co2-in-kraftstoffen-1850472#; geladen am 31.1.2022

3.3 TREIBHAUSGASEMISSIONEN

Für die Berechnung der Energieverbräuche der alternativen Antriebe wurden aus der Literatur¹⁵ (siehe Abbildung 22) die Verbräuche der verschiedenen Fahrzeugklassen für Dieselfahrzeuge (ICEV) und für batterieelektrische Nutzfahrzeuge (BEV) ermittelt. Für Erdgas-Fahrzeuge wurde ggü. Diesel ein Mehrbedarf von 22% aufgrund des geringeren Wirkungsgrades des Motors berücksichtigt¹⁶. Bei den Wasserstoff-LKW wurde der geringere Wirkungsgrad des Brennstoffzellenantriebes ggü. einem batterieelektrischen Antrieb berücksichtigt.

GK	Straßentyp	BEV [kWh/100km]		ICEV [l/100km]	
		2025	2030	2025	2030
3,5-7,5t	AB	72	70	16,4	15,1
	AO	69	67	14,2	13,1
	IO	77	74	14,2	13,0
7,5-12t	AB	81	79	18,2	16,6
	AO	75	73	16,2	14,8
	IO	88	86	18,1	16,5
12-18t	AB	92	89	20,6	18,9
	AO	81	79	19,6	17,9
	IO	99	97	25,6	23,5
18-26t	AB	105	102	23,6	21,6
	AO	92	90	23,0	21,1
	IO	116	113	30,8	27,0
SNF ≥26t	AB	128	125	28,5	25,8
	AO	123	120	28,5	25,6
	IO	187	184	40,8	36,7

Abbildung 22: Verbräuche von Nutzfahrzeugen (AB-Autobahn, AO-außerorts, IO-innerorts)

Aus diesen Daten wurde für das zuvor ermittelte Fahrprofil (90% der Fahrten mit 40-Tonner, 20% Leerfahrten usw.) die durchschnittlichen Verbräuche je Tonnenkilometer für die verschiedenen Antriebe ermittelt:

- Diesel 191 Wh_{Hi}/tkm (entspricht ungefähr 32 Liter/100km)
- Erdgas 233 Wh_{Hi}/tkm (H-Gas: ~30 kg/100km)
- Strom 86 Wh_{el}/tkm (~146 kWh/100km)
- Wasserstoff 133 Wh_{Hi}/tkm (~6,8 kg/100km, ohne Verluste der Wasserstoffherzeugung)

Mit den Energieverbräuchen der verschiedenen Antriebe können die Emissionen ermittelt werden. Die REDII gibt für die verschiedenen alternativen Energieträger die THG-Einsparung ggü. dem fossilen Kraftstoff an und berücksichtigt dabei auch die Vorketten und den Verarbeitungsprozess der verschiedenen Herstellungsverfahren. Dabei kann es sein, dass für einen Energieträger verschiedene THG-Einsparungen angegeben werden, je nachdem aus welchen Rohstoffen der Biokraftstoff erzeugt wurde und wie effizient der Herstellungsprozess ist¹⁷. Nachfolgend werden typische THG-Einsparung ggü. Diesel bezogen auf den Energieinhalt angegeben.

Treibhausgaseinsparung ggü. Diesel:

- Biodiesel: ~70%
- Bioabfall: ~80%
- Güllegas: 202%

Bio-CNG und Bio-LNG gewonnen aus Gülle hat demnach nicht nur das Potential die Emissionen zu reduzieren, sondern wirkt als CO₂-Senke. Dies liegt an den Methanemissionen, welche normalerweise bei der Lagerung von Gülle oder Mist entweichen. Methan ist 25-mal klimaschädlicher als CO₂. Bei der Vergärung von Gülle und Mist werden diese Emissionen vermieden und energetisch genutzt.

¹⁵ www.ifeu.de/publikation/potentialanalyse-fuer-batterie-lkw/

¹⁶ Shell, DLR (2016): Shell Nutzfahrzeug-Studie - Diesel oder alternative Antrieb - Womit fahren LKW und Bus morgen?

¹⁷ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A32018L2001>

In der REDII wird erneuerbarer Strom für batterieelektrische Fahrzeuge und für die Wasserstoffherzeugung als klimaneutral eingestuft. Für die nachfolgende Betrachtung werden die vom Umweltbundesamt berechneten Vorkettenemissionen für Photovoltaik (18 g/kWh) und Windkraft (57 g/kWh) berücksichtigt¹⁸. Aus diesen Angaben ergeben sich folgende THG-Emissionen der Energieträger je Tonnenkilometer für Agravis:

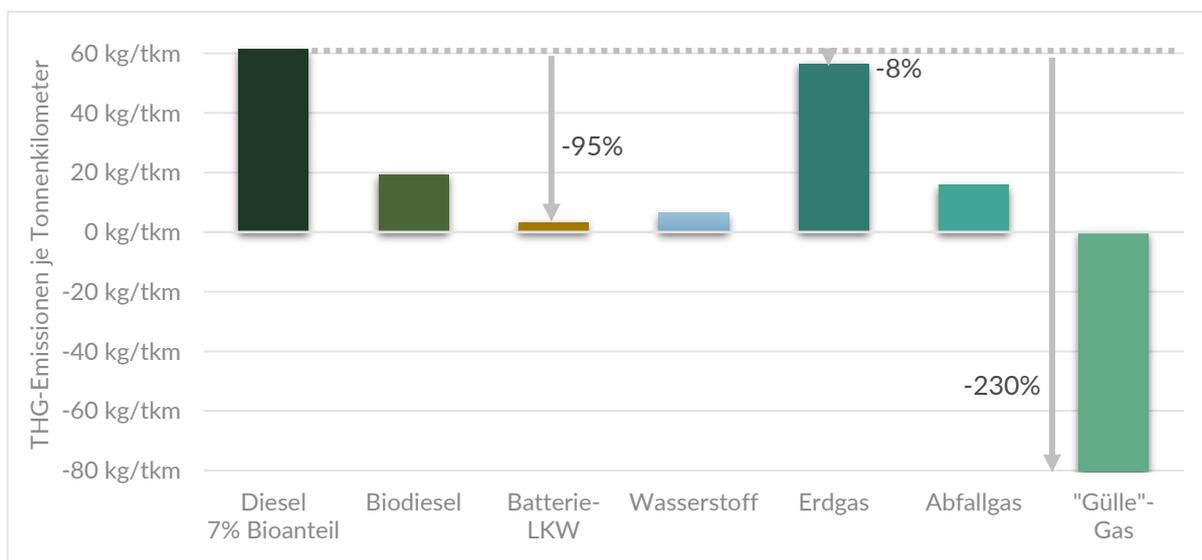


Abbildung 23: THG-Emissionen je tkm

Aus der obigen Abbildung lässt erkennen, dass die batterieelektrischen LKW abgesehen vom Biomethan aus Gülle oder Mist das größte Einsparpotential hat, direkt gefolgt von Wasserstoff-LKW. Ein Erdgas-LKW ohne biogenen Anteil führt nur zu sehr geringen THG-Einsparungen¹⁹. Ein Erdgas-Antrieb führt erst mit hohen biogenen Anteilen zu hohen Einsparungen. Biomethan aus Gülle oder Mist hat ein sehr hohes Einsparpotential und wirkt sogar als CO₂-Senke. Üblicherweise handelt es sich bei Biomethan für den Mobilitätssektor jedoch um ein Gemisch aus Abfallgas und „Güllegas“. Aber selbst bei diesen Gasgemischen werden negative Emissionen erreicht.

Um die Emissionen des gesamten Fuhrparks berechnen zu können, müssen die zukünftigen Anteile der alternativen Energieträger abgeschätzt werden. In der aktuellen Prognos-Studie „klimaneutrales Deutschland 2045“ wurde die Entwicklung von batterieelektrischen Fahrzeugen und Wasserstofffahrzeugen abgeschätzt²⁰ (siehe). Demnach steigt der Anteil von Elektroautos (vollelektrisch und Plug-In-Hybrid) im Bestand in den nächsten 10 Jahren auf knapp 40% und in den nächsten 20 Jahren auf ca. 85%. Wasserstoffautos sollen auch in 20 Jahren nur eine minimale Rolle spielen. Im Schwerlastverkehr soll der Anteil von Batterie-LKW in den nächsten 10 Jahren auf 30% steigen und in den nächsten 20 Jahren auf knapp 70%. Wasserstoff-LKW soll in 10 Jahren einen Anteil von ca. 8% haben und in 20 Jahren 25%²¹.

¹⁸ www.umweltbundesamt.de/publikationen/emissionsbilanz-erneuerbarer-energietraeger-2020

¹⁹ Zu der CO₂-Einsparungen von Erdgas-LKW gibt es viele verschiedene Angaben mit oft größeren Einsparpotentialen. In diesen Fällen wurden meist die Vorkettenemissionen von Erdgas oder der geringere Wirkungsgrad von Erdgasmotoren nicht ausreichend berücksichtigt

²⁰ www.stiftung-klima.de/app/uploads/2021/06/2021-06-18-Langfassung-KNDE-2045.pdf; geladen am 31.1.2022

²¹ Anteile berechnet aus den Fahrzeugzahlen, interpoliert auf die Jahre 2030 bzw. 2042.

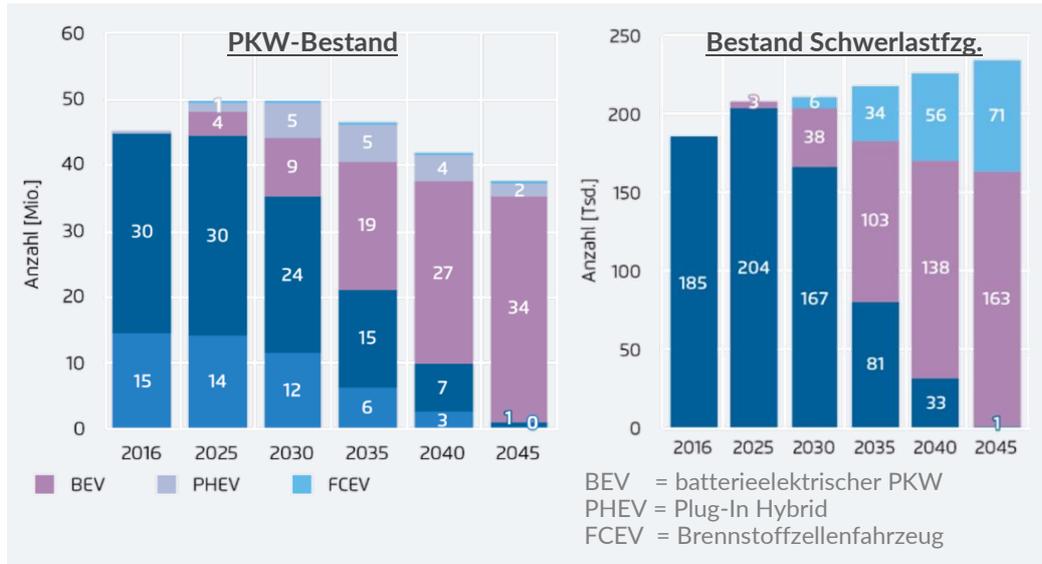


Abbildung 24: Entwicklung Fahrzeugbestand von PKW und schweren Nutzfahrzeugen

Für Biokraftstoffe gibt es in der Studie keine Abschätzung für die Anteile im Fahrzeugbestand. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass die heutigen Biokraftstoffe der 1. Generation sinken und 2045 vom Markt sein werden. Die Biokraftstoffe der 2. Generation (wie Bio-CNG und Bio-LNG) sollen dagegen deutlich steigen. Langfristig (bis 2045) werden aber auch die Biokraftstoffe der 2. Generation durch andere Alternativen ersetzt werden.

Die Angaben aus der Studie lassen sich nur bedingt auf den Fuhrpark des Standortes in Nottuln übertragen. Die Fahrdistanzen von Agravis eignen sich für eine Umsetzung eines höheren Anteils von batterieelektrischen LKW (siehe Kapitel 3.1). Dementsprechend wird der Anteil für Wasserstoff-LKW geringer ausfallen als in der Studie. Der Anteil wird sich mit jedem einzelnen zusätzlichen Wasserstoff-LKW deutlich ändern und kann somit nur eine grobe Angabe sein. Ähnliches gilt auch für den Anteil von CNG- und LNG-Fahrzeugen. Auch hier hängt der Anteil von der konkreten Anschaffung der Spediteure ab. Im Gegensatz zu den Wasserstoff-LKW sind Erdgas-LKW aber bereits in breitem Umfang verfügbar, so dass mit der Umstellung des Fuhrparks direkt begonnen werden kann.

Bei den PKW wird von einem etwas höheren Anteil an Elektrofahrzeugen ausgegangen als in der Studie. Hierfür sind entsprechende Anreize wie Ladesäulen am Arbeitsplatz und Zuschüsse für die Wallboxen bei den Arbeitnehmern zuhause erforderlich. Noch effektiver für eine CO₂-Einsparung wären Anreize wie z.B. für Fahrgemeinschaften oder ÖPNV.

In der nachfolgenden Tabelle sind die Annahmen für die Fahranteile der verschiedenen Energieträger in den Betrachtungsjahren für die nachfolgenden Berechnungen dargestellt:

Tabelle 30: Fahranteile der alternativen Energieträger

	Energieart	2023	2030	2042
LKW	Strom	5%	40%	80%
	Bio-CNG/LNG	0%	16%	5%
	Wasserstoff	0%	3%	12,5%
	Diesel	95%	41%	2,5%
PKW	Strom	10%	40%	95%

Mit den Fahranteilen aus Tabelle 30 und den Emissionen der Energieträger aus Abbildung 23 können die Emissionen des Fuhrparks berechnet werden. Für die Erdgas-LKW wurde angenommen, dass es sich bei dem Gas um Biomethan aus 50% Bioabfällen/Reststoffe und 50% aus Gülle/Mist. In der nachfolgenden Tabelle können die resultierenden jährlichen THG-Emissionen abgelesen werden.

Tabelle 31: THG-Emissionen des Fuhrparks

	2023	2030	2042
LKW	1.619 to	598 to	97 to
100 PKW	147 to	116 to	11 to
Gesamt	1.766 to	714 to	108 to

Der Fuhrpark wird also noch über einen längeren Zeitraum Treibhausgasemissionen verursachen. Um diese Emissionen auszugleichen, müssen an einer anderen Stelle zusätzliche Maßnahmen umgesetzt werden. Die konkreteste Maßnahme ist die Installation von zusätzlicher PV-Leistung. Zusätzlich erzeugter PV-Strom verdrängt Strom, welcher ansonsten mit höheren Emissionen erzeugt werden müsste. Die Verdrängungsfaktoren für die Jahre 2023 und 2042 wurden der Tabelle entnommen. Für das Jahr 2030 wurde eine Verdrängung von Strom aus Erdgaskraftwerken angenommen²².

Tabelle 32: Notwendige PV-Leistung zur CO₂-Kompensation des Fuhrparks

	2023	2030	2042	Mittelwert
Verdrängungsfaktor	860 g/kWh	438 g/kWh	70 g/kWh	
LKW	2,1 MWp	1,5 MWp	1,5 MWp	1,5 MWp
PKW	0,2 MWp	0,3 MWp	0,2 MWp	0,23 MWp

Diese Angaben zur Größe sind nicht direkt mit den Angaben aus Kap. 2.6 vergleichbar, da diese PV-Anlage mit einer 100% Einspeisung mit entsprechendem Verdrängungsfaktor bilanziert wird. Die Angaben in Kap. 2.6 enthalten zusätzliche CO₂-Emissionen für Wärmeabgabe und eine PV-Anlage, die anteilig für Eigenstromnutzung verwendet werden würde, welche einen anderen CO₂-Faktor beinhaltet.

Die Zahlen in der Tabelle 32 sind mit einer gewissen Unsicherheit belegt. Im Startjahr 2023 wurde die volle Zahl an LKW- und PKW-Fahrten angenommen. Im Aufbau des neuen Standortes kann jedoch davon ausgegangen werden, dass zu Beginn noch nicht die volle Auslastung erreicht wird. Andererseits kann es auch sein, dass die Auslastung des Standortes zukünftig noch höher ist als bisher geplant. Ebenso wird von einer Effizienzsteigerung der Fahrzeuge in den nächsten 20 Jahren ausgegangen. Die genaue Höhe der Verbrauchseinsparung hängt von den zukünftigen Technologieentwicklungen ab. Ebenso kann sich die Art der CO₂-Bilanzierung in Zukunft ändern bzw. es werden neue genormte Verfahren für die Bilanzierung eingeführt. So werden die Verdrängungsfaktoren regelmäßig neu festgesetzt. Bei den Berechnungen wurden die Emissionen bei der Herstellung der PV-Module berücksichtigt. Diese könnten in 20 Jahren „abgeschrieben“ sein und würden die Bilanz verbessern. Andererseits ist auch davon

²² Der Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung will den Anteil erneuerbare Energien bei der Stromerzeugung bis 2030 auf 80% und will den Kohleausstieg idealerweise auf 2030 vorziehen. In diesem Fall wäre Erdgas der Stromerzeuger mit den höchsten Emissionen.

auszugehen, dass in 20 Jahren Biomethan aus Gülle und Mist nicht mehr so hohe CO₂-Einsparungen hat, da bis dahin die möglichen Potentiale gehoben wurden.

Üblicherweise werden gemäß Greenhouse Gas Protocol die privaten PKW nicht mit in die Bilanz einbezogen, sondern nur die von Agravis beruflich veranlassten Fahrten. Die privaten Fahrten gehören zum optionalen Scope 3. Hierbei besteht die Gefahr einer Doppelbilanzierung. Zudem bezieht der Scope 3 viel mehr ein als nur die privaten Fahrten, wie z.B. die Emissionen der eingesetzten Reinigungsmittel oder die Emissionen der Abfallentsorgung. Der Scope 3 ist nicht Teil dieser Betrachtungen. Dennoch sollte eine Elektrifizierung und Reduzierung des privaten Verkehr durch Agravis unterstützt werden

Unter Berücksichtigung der obigen Überlegungen sollten die Emissionen des Fuhrparks durch die Installation von einer PV-Leistung von ca. 1,5 MWp ausgeglichen werden. Der notwendige Strombedarf für den batterieelektrischen Fuhrpark in 20 Jahren entspricht ebenfalls einer installierten PV-Leistung von 1,5 bis 2 MWp. Hierfür sollten die Dachflächen des neuen Standortes maximal möglich ausgenutzt werden. Zusätzlich sollte eine größtmögliche Belegung der Dachflächen bei den Spediteuren angestrebt werden, um die 1,5 MWp zu erreichen. Die berechneten Zahlen gelten für einen Betrieb der elektrischen LKW mit 100% Strom aus erneuerbaren Energien (PV, Wind). Diese Anforderungen muss bei den Spediteuren sichergestellt werden, ist jedoch auch eine übliche Bedingung für die Förderung von Fahrzeugen oder Ladeeinrichtungen.

3.4 FAZIT UND EMPFEHLUNG MOBILITÄT

Die Treibhausgasemissionen des Fuhrparks der Agravis können durch eine Umstellung auf alternative Antriebe deutlich reduziert werden. Zentrale Bausteine sind dabei die Umstellung auf batterieelektrische LKW und LKW mit Erdgasantrieb. Bei der Betankung der Erdgas-LKW ist sicherzustellen, dass die LNG- oder CNG-Tankstellen im Wesentlichen Biomethan beziehen mit möglichst hohen Anteilen an Biomethan aus Gülle und Mist. In den nächsten 10 Jahren sollte ein Fahranteil von mindestens 50 % batterieelektrischen LKW und bis zu 20% Erdgas-LKW erreicht werden.

Wasserstoff-LKW werden in der Anfangszeit noch eine untergeordnete Rolle spielen. Dennoch sollte im Rahmen von Demonstrationsprojekten mit der Einführung erster Wasserstoff-LKW begonnen werden. Wasserstoff-LKW werden langfristig erforderlich sein, um auch die langen Strecken abzudecken. Langfristig wird sich der Anteil von batterieelektrischen LKW auf 80% oder mehr erhöhen und der Anteil der Erdgas-LKW wird sich wieder reduzieren, da das Biomethan in anderen Bereichen der Wirtschaft benötigt wird. Der sinkende Anteil an Erdgas-LKW für lange Strecken muss dann durch Wasserstoff-LKW übernommen werden.

Trotz der hohen Anteile an alternativen Antrieben wird der Fuhrpark noch eine längere Zeit Treibhausgasemissionen verursachen. Diese können durch Maßnahmen in anderen Bereichen kompensiert werden. Eine Kompensation durch PV-Strom erfordert die zusätzliche Installation einer zusätzlichen PV-Leistung von 1,5 MWp auf den Dächern am Standort in Nottuln und bei den Spediteuren.

Mit der Elektrifizierung des Fuhrparks muss auch die Ladeinfrastruktur ausgebaut werden. Für die Ladung der Fahrzeuge wird langfristig eine Ladeleistung von bis zu 1 MW erforderlich sein. Die Ladung der Fahrzeuge sollte netzdienlich erfolgen. Die Kompensation der Emissionen des Fuhrparks geht von einer Reduzierung von CO₂-intensiven Netzstrom aus. Ein Lademanagement und Batteriespeicher sollten deshalb nicht nur die PV-Eigenstromnutzung erhöhen, sondern auch den Bezug von CO₂-intensiven Netzstrom vermeiden und Netzengpässe durch Überschüsse an erneuerbaren Strom im Netz reduzieren.

4 Gesamtbewertung der Untersuchungsergebnisse

Das Ziel dieser Untersuchung ist das Ermitteln von wirtschaftlich optimalen Energieversorgungslösungen, welche einen bilanziellen CO₂-neutralen Betrieb des Neustandortes Nottuln ermöglichen. Dieser wirtschaftlich optimale und CO₂-neutrale Betrieb wird durch die in Kap. 2.6 genannten Varianten ermöglicht.

Zusätzlich werden in Kap. 3 Umsetzungsstrategien genannt, um den Fuhrpark sukzessive auf CO₂-neutrale Treibstoffe umzustellen.

Im folgenden ist der Verlauf der CO₂-Emissionen der empfohlenen Variante und der Fuhrparkemissionen dargestellt.

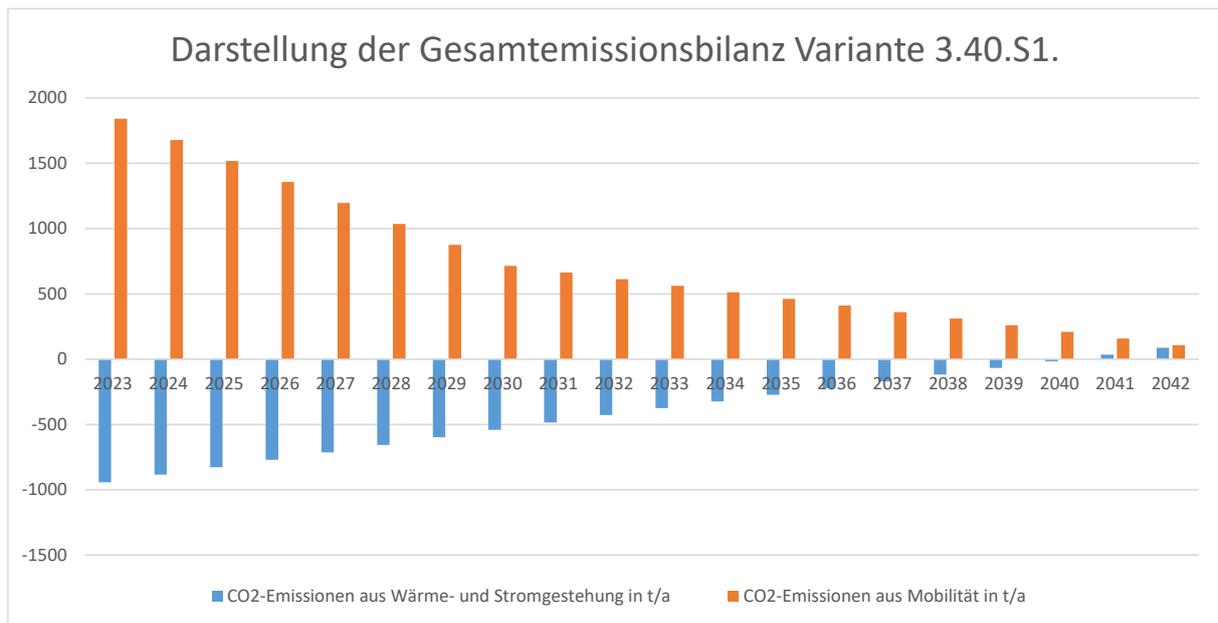


Abbildung 25: Gesamtemissionsbilanz 3.40.S1

Wenn der Bilanzrahmen so erweitert wird, dass die Emissionen der Strom-/Wärmegestehung und des Fuhrparks summiert bilanziert werden, ergibt sich ein CO₂-Ausstoß von 6.557 t über einen Zeitraum von 20 Jahren.

Eine Vergrößerung des PV-Kollektorfeldes wurde im PV-Szenario 2 untersucht. Dies ermöglicht auch bei einer kompletten Bilanzierung der Strom-/Wärmegestehung und des Fuhrparks einen bilanziell CO₂-negativen Betrieb mit -4.069 t über einen Zeitraum von 20 Jahren.

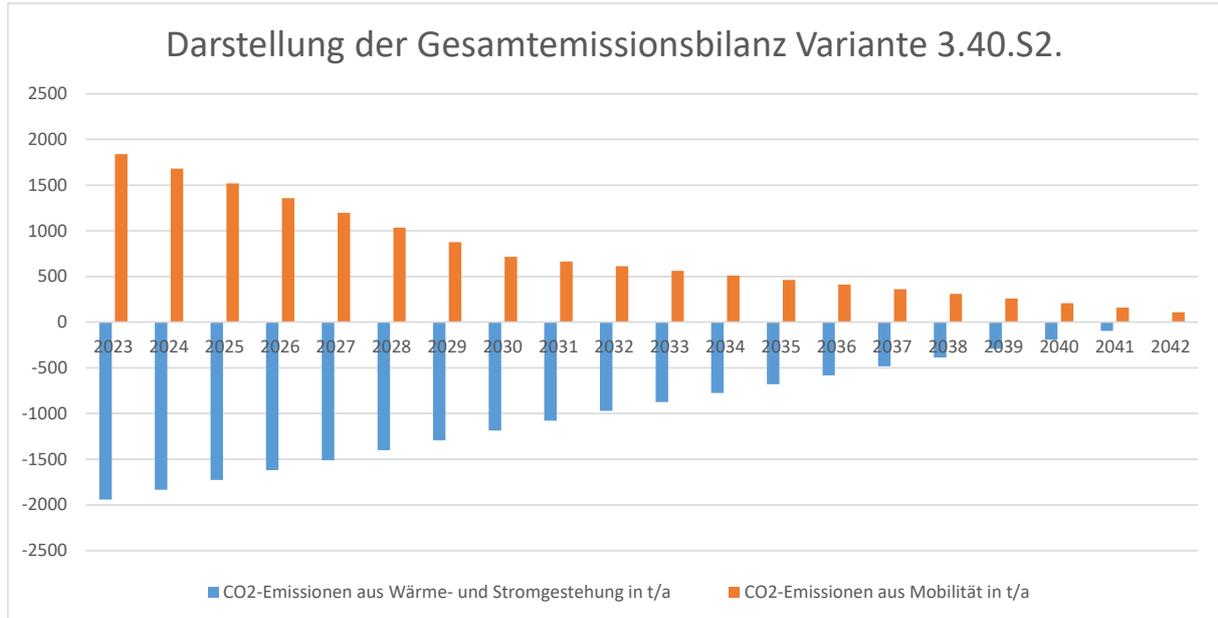


Abbildung 26 Gesamtemissionsbilanz 3.40.S2

Versorgungsvariante	Spez. Wärmegestehungskosten in €/MWh	Wärmegestehungskosten in €/a	Gesamt-CO2-Bilanz über 20 Jahre in t	Durchschnittliche jährliche CO2-Bilanz in t/a
3.40.S1.	117	316.602	6.557	327,9
3.40.S2.	133	359.898	-4.069	-203,5

Die Erhöhung der PV-Kollektoren führt bei einer Kostenerhöhung von 43.296 €/a zu einer CO₂-Einsparung von 531,3 t/a. Somit ergeben sich CO₂-Vermeidungskosten in Höhe von 81,5 €/t.

Nottuln will bis 2030 klimaneutral werden. Hierfür sind neben der Energieeinsparung (insbesondere durch Elektromobilität und Wärmepumpen) der Ausbau von PV und Wind die wesentlichen Bausteine. Bis Ende 2030 soll mehr erneuerbarer Strom produziert werden als Nottuln benötigt. Der überschüssige Strom soll die Stromerzeugung in der Erdgaskraftwerken reduzieren. Durch diese Verdrängung von CO₂-intensiven Strom wird Nottuln bilanziell klimaneutral. Agravis wird mit der großen Dachanlage die größte PV-Anlage in Nottuln sein und die Klimastrategie unterstützen. Die Betankungen von Diesel in Nottuln werden nur geringfügig zunehmen. Agravis wird den Ausbau von klimafreundlichen Schwerlastverkehr vorantreiben. Dieser Punkt wurde bislang in der Klimastrategie 2030 weitestgehend außen vorgelassen, da Nottuln kaum einen Einfluss auf den Autobahnverkehr hat. Agravis kann einen Einfluss auf die beauftragten Spediteure nehmen und in 10 Jahren den elektrischen Fahranteil auf 50% erhöhen. Zudem kann ein Anteil von bis zu 20% Bio-LNG oder Bio-CNG gedeckt werden. Auch hier wird Agravis die Betankung von möglichst klimafreundlichen Kraftstoffen aus Reststoffen, Gülle und Mist bevorzugen

Anhang

4.1 EG 55

Tabelle 33: Übersicht der Wirtschaftlichkeitsergebnisse EG55-Standard PV Szenario 2

Versorgungs- variante	Investitionen in €	Förderung in €	Investition nach Förderung in €	Jährliche Kapitalkosten in €	Kostendeckender Wärmepreis in €/MWh
1.55.S2.	7.838.654	1.371.764	6.466.890	379.697	150
2.55.S2.	8.948.613	1.566.007	7.382.605	462.443	198
3.55.S2.	8.342.048	1.459.858	6.882.189	409.246	142
4.55.S2.	12.056.808	2.109.941	9.946.867	580.162	190
5.55.S2.	7.486.433	1.122.965	6.363.468	374.245	162

Tabelle 34: Übersicht der jährlichen Kosten EG55-Standard PV Szenario 2

Versorgungs- variante	Bedarfsgebundene Kosten in €	Betriebsgebundene Kosten in €	Sonstige Kosten in €	Jährliche Einnahmen in €	Summe jährliche Kosten in €
1.55.S2.	511.253	74.885	17.474	528.134	75.478
2.55.S2.	987.696	119.056	18.907	985.459	140.200
3.55.S2.	446.083	91.149	17.939	533.417	21.755
4.55.S2.	418.648	77.795	25.353	524.855	-3.059
5.55.S2.	561.113	74.563	16.833	533.417	119.092

4.2 EG 40

Tabelle 35: Übersicht der Wirtschaftlichkeitsergebnisse EG40-Standard PV Szenario 2

Versorgungs- variante	Investitionen in €	Förderung in €	Investition nach Förderung in €	Jährliche Kapitalkosten in €	Kostendeckender Wärmepreis in €/MWh
1.40.S2.	8.918.684	3.506.704	5.411.980	317.361	140
2.40.S2.	9.950.491	3.738.860	6.211.630	381.854	189
3.40.S2.	9.406.734	3.616.515	5.790.219	342.774	133
4.40.S2.	12.768.849	4.372.991	8.395.858	489.643	178
5.40.S2.	8.560.354	3.212.071	5.348.283	313.936	153

Tabelle 36: Übersicht der jährlichen Kosten EG40-Standard PV Szenario 2

Versorgungs- variante	Bedarfsgebundene Kosten in €	Betriebsgebundene Kosten in €	Sonstige Kosten in €	Jährliche Einnahmen in €	Summe jährliche Kosten in €
1.40.S2.	484.503	84.615	19.907	527.479	61.546
2.40.S2.	887.000	121.387	21.048	899.098	130.337
3.40.S2.	431.825	98.728	20.254	533.417	17.391
4.40.S2.	402.069	87.195	26.862	524.855	-8.729
5.40.S2.	530.429	84.105	19.274	533.417	100.391

4.3 EG 40 MIT DUNKELSTRAHLER

Tabelle 37: Übersicht der Wirtschaftlichkeitsergebnisse EG40-Standard PV Szenario 2 mit Dunkelstrahler

Versorgungs- variante	Investitionen in €	Förderung in €	Investition nach Förderung in €	Jährliche Kapitalkosten in €	Kostendeckender Wärmepreis in €/MWh
1.40.S2.+D	5.818.676	2.663.735	3.154.941	184.406	110
2.40.S2.+D	6.099.554	2.719.911	3.379.643	203.046	118
3.40.S2.+D	5.896.368	2.679.274	3.217.094	188.130	108
4.40.S2.+D	6.289.406	2.757.881	3.531.525	206.025	115
5.40.S2.+D	5.838.570	2.667.714	3.170.856	184.997	110

Tabelle 38: Übersicht der jährlichen Kosten EG40-Standard PV Szenario 2 mit Dunkelstrahler

Versorgungs- variante	Bedarfsgebundene Kosten in €	Betriebsgebundene Kosten in €	Sonstige Kosten in €	Jährliche Einnahmen in €	Summe jährliche Kosten in €
1.40.S2.+D	543.170	72.638	12.707	515.017	113.499
2.40.S2.+D	608.526	80.463	13.307	585.741	116.554
3.40.S2.+D	547.119	76.788	12.868	533.417	103.359
4.40.S2.+D	531.508	74.838	13.738	515.017	105.067
5.40.S2.+D	559.844	73.564	12.751	533.417	112.743

4.4 ERGEBNISSE DER EMISSIONSANALYSE

EG 55

Tabelle 39: Übersicht der Ergebnisse Emissionsanalyse EG55-Standard PV Szenario 1

Versorgungsvariante	Lokale CO2-Emissionen in t/a	Gutschrift CO2-Emissionen für eingespeisten Strom in t/a	Summe CO2-Emissionen in t/a	Spez. CO2-Emissionen in g/kWh Wärme
1.55.S1.	358	-707	-349	-115
2.55.S1.	675	-1.947	-1272	-418
3.55.S1.	291	-726	-435	-143
4.55.S1.	270	-711	-442	-145
5.55.S1.	1.002	-726	276	91

Tabelle 40: Übersicht der Ergebnisse Primärenergieeinsatz EG55-Standard PV Szenario 1

Versorgungsvariante	Nicht erneuerbarer Primärenergiebedarf in MWh	Berechneter Primärenergiefaktor
1.55.S1.	-833	-0,274
2.55.S1.	-711	-0,234
3.55.S1.	-878	-0,289
4.55.S1.	-1.282	-0,422
5.55.S1.	1.976	0,650

Tabelle 41: Übersicht der Ergebnisse Emissionsanalyse EG55-Standard PV Szenario 2

Versorgungsvariante	Lokale CO2-Emissionen in t/a	Gutschrift CO2-Emissionen für eingespeisten Strom in t/a	Summe CO2-Emissionen in t/a	Spez. CO2-Emissionen in g/kWh Wärme
1.55.S2.	304	-1.189	-885	-291
2.55.S2.	627	-2.441	-1.814	-597
3.55.S2.	243	-1.220	-977	-321
4.55.S2.	217	-1.196	-979	-322
5.55.S2.	953	-1.220	-267	-88

Tabelle 42: Übersicht der Ergebnisse Primärenergieeinsatz EG55-Standard PV Szenario 2

Versorgungsvariante	Nicht erneuerbarer Primärenergiebedarf in MWh	Berechneter Primärenergiefaktor
1.55.S2.	-2.859	-0,940
2.55.S2.	-2.752	-0,905
3.55.S2.	-2.919	-0,960
4.55.S2.	-3.312	-1,089
5.55.S2.	-65	-0,022

EG40 ohne Dunkelstrahler

Tabelle 43: Übersicht der Ergebnisse Emissionsanalyse EG40-Standard PV Szenario 2

Versorgungsvariante	Lokale CO ₂ -Emissionen in t/a	Gutschrift CO ₂ -Emissionen für eingespeisten Strom in t/a	Summe CO ₂ -Emissionen in t/a	Spez. CO ₂ -Emissionen in g/kWh Wärme
1.40.S2.	279	-1.190	-912	-337
2.40.S2.	549	-2.216	-1.667	-616
3.40.S2.	250	-1.220	-970	-359
4.40.S2.	201	-1.196	-995	-368
5.40.S2.	860	-1.220	-360	-133

Tabelle 44: Übersicht der Ergebnisse Primärenergieeinsatz EG40-Standard PV Szenario 2

Versorgungsvariante	Nicht erneuerbarer Primärenergiebedarf in MWh	Berechneter Primärenergiefaktor
1.40.S2.	-2.989	-1,105
2.40.S2.	-2.754	-1,018
3.40.S2.	-2.945	-1,088
4.40.S2.	-3.391	-1,253
5.40.S2.	-493	-0,182

EG40 mit Dunkelstrahler

Tabelle 45: Übersicht der Ergebnisse Emissionsanalyse EG40-Standard PV Szenario 1 mit Dunkelstrahler

Versorgungsvariante	Lokale CO2-Emissionen in t/a	Gutschrift CO2-Emissionen für eingespeisten Strom in t/a	Summe CO2-Emissionen in t/a	Spez. CO2-Emissionen in g/kWh Wärme
1.40.S1.+D	864	-726	138	51
2.40.S1.+D	898	-861	38	14
3.40.S1.+D	932	-726	206	76
4.40.S1.+D	852	-726	126	47
5.40.S1.+D	1.011	-726	285	105

Tabelle 46: Übersicht der Ergebnisse Primärenergieeinsatz EG40-Standard PV Szenario 1 mit Dunkelstrahler

Versorgungsvariante	Nicht erneuerbarer Primärenergiebedarf in MWh	Berechneter Primärenergiefaktor
1.40.S1.+D	1.353	0,500
2.40.S1.+D	1.399	0,517
3.40.S1.+D	1.702	0,629
4.40.S1.+D	1.297	0,479
5.40.S1.+D	2.021	0,747

Tabelle 47: Übersicht der Ergebnisse Emissionsanalyse EG40-Standard PV Szenario 2 mit Dunkelstrahler

Versorgungsvariante	Lokale CO2-Emissionen in t/a	Gutschrift CO2-Emissionen für eingespeisten Strom in t/a	Summe CO2-Emissionen in t/a	Spez. CO2-Emissionen in g/kWh Wärme
1.40.S2.+D	815	-1.220	-405	-150
2.40.S2.+D	850	-1.355	-505	-186
3.40.S2.+D	884	-1.220	-336	-124
4.40.S2.+D	804	-1.220	-416	-154
5.40.S2.+D	963	-1.220	-257	-95

Tabelle 48: Übersicht der Ergebnisse Primärenergieeinsatz EG40-Standard PV Szenario 2 mit Dunkelstrahler

Versorgungsvariante	Nicht erneuerbarer Primärenergiebedarf in MWh	Berechneter Primärenergiefaktor
1.40.S2.+D	-689	-0,255
2.40.S2.+D	-642	-0,237
3.40.S2.+D	-339	-0,125
4.40.S2.+D	-744	-0,275
5.40.S2.+D	-21	-0,008