ENERGIEREGION – EIGENSTROMVERSORGUNG IM VERBUND

Konzept zur Kostenreduktion, zur erhöhten Eigenstromversorgung, zur Flexibilisierung und zur Erhöhung der Versorgungssicherheit am Beispiel des Zweckverbandes Abwasserentsorgung Rheinhessen (ZAR)

Simon Process Engineering GmbH
Prof. Dr. Ralf Simon

Zweckverband Abwasserentsorgung Rheinhessen
Herwig Lepherc

Prof. Dr. Ralf Simon

ralf.simon@simon-pe.de

Technische Hochschule Bingen

Transferstelle für rationelle und regenerative Energienutzung Bingen

Simon Process Engineering GmbH

Energiebeirat des Landes Rheinland – Pfalz zur Beratung der Landesregierung in energie-politischen Fragen

© Simon Process Engineering GmbH

Herwig Lepherc

h.lepherc@z-a-r.org

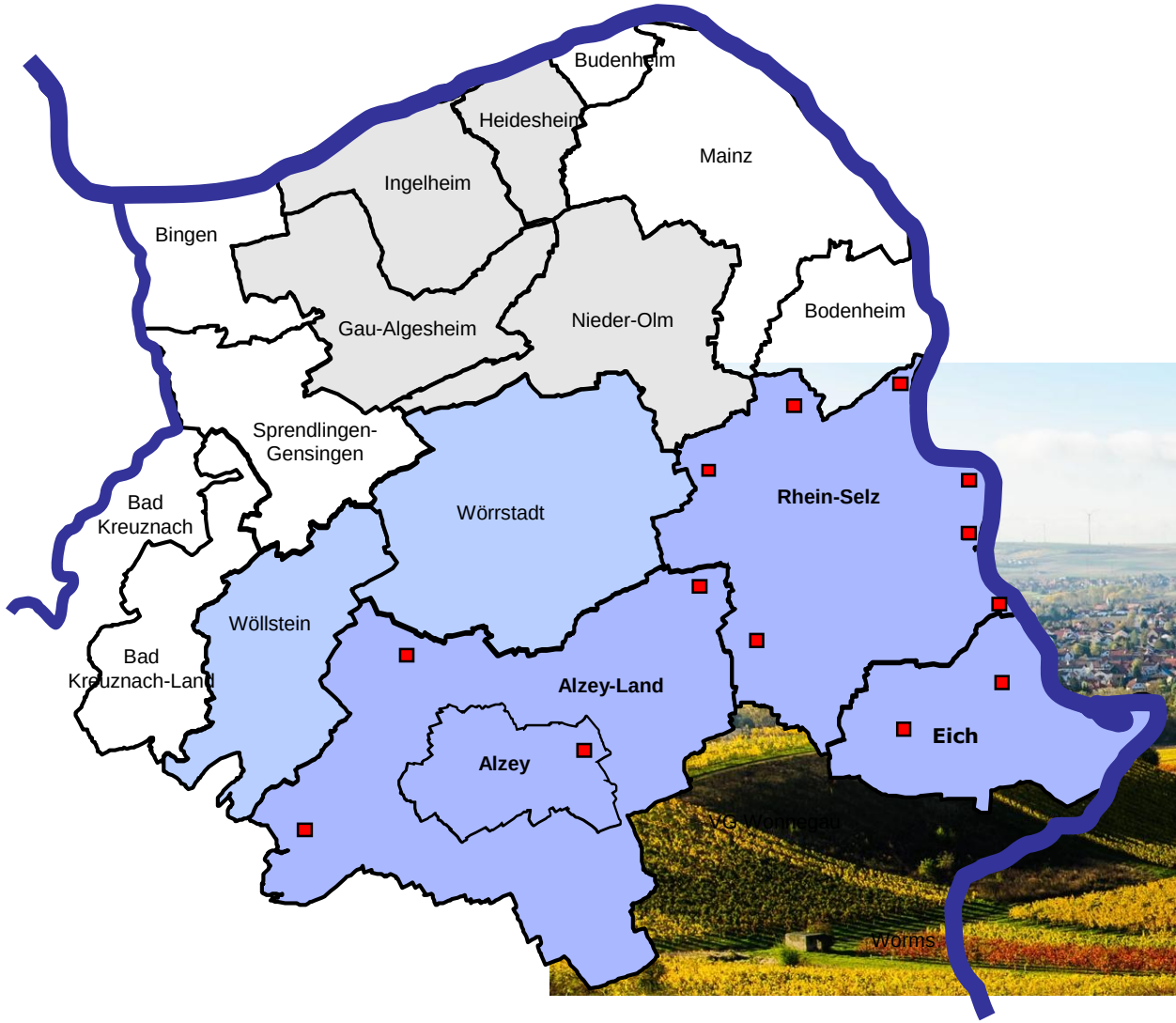
- Bauingenieur (*1964)
- Diplom an der Hochschule Darmstadt (1990)
  Fakultät Bauingenieurwesen - Siedlungswasserwirtschaft

• 1988 – 1995	Lahmeyer International GmbH, Frankfurt am Main - Projektingenieur / Projektleiter	
• 1996 – 1997	Energie- und Wasserversorgungs-GmbH, Alzey - Abteilungsleiter Abwasserentsorgung, Stadtentwässerung Alzey	
• 1998 – 2009	Kommunal Service Rheinhessen GmbH, Wörrstadt - Handlungsbevollmächtigter, Werkleiter	
• 2010 – heute	**Zweckverband Abwasserentsorgung Rheinhessen, Guntersblum** - Werkleiter, Geschäftsführer div. GmbHs	

- Berufsständische Organisationen:
  - LDEW, Mitglied Im Abwasserbeirat Hessen/RLP/Saarland
  - DWA, Persönliches Mitglied
  - DVGW, Persönliches Mitglied

© Simon Process Engineering GmbH

Vorstellung des ZAR – Lage in RLP



Verbandsgebiet in Rheinhessen

© Simon Process Engineering GmbH

Vorstellung des ZAR - Leistungsmerkmale

- **Kaufmännische Verwaltung**
  - ZAR (Bilanzsumme ca. 180 Mio. €, Erfolgsplan ca. 26 Mio. €, Vermögensplan ca. 29 Mio. €)
  - ZAR Energie GmbH
  - Kläranlage Alzey GmbH, Kläranlage Bechtolsheim GmbH
  - Abwasserzweckverband Mommenheim
  - Wirtschaftspläne, Zwischenberichte, Jahresabschlüsse, FIBU, Anlagenbuchhaltung u.a.
  - Entgeltveranlagung (ca. **39.000 Bescheide**)
- **Technische Verwaltung/Betrieb**
  - Einzugsgebietsgröße ca. 425 km² (Mainz = 98 km², LK Alzey-Worms = 588 km²)
  - ca. 100.000 Einwohner im Entsorgungsgebiet
  - 3 Städte / 4 Stadtteile / 47 Ortsgemeinden (= 54 Siedlungseinheiten) + 4 weitere OG
  - 13 KA-Standorte mit einer Ausbaugröße von 160.000 EW
  - ca. 10 Millionen Kubikmeter behandelte Abwassermenge
  - ca. 700 km Kanalnetz
  - 90 Sonderbauwerke (Pumpstationen, Mischwasserbehandlungsanlagen)
  - Sonderaufgaben der Verbandsmitglieder
  - Eigene Ingenieursparte für Kanaldatenbank (GIS) und Kanalsanierung
  - **ca. 80 Mitarbeiter in Verwaltung und Betrieb**

© Simon Process Engineering GmbH

Notwendigkeit der Eigenstromversorgung

- **Versorgungssicherheit**
  Unabhängigkeit von Ressourcen unsicherer Länder

- **Klimaschutz**
  Stromerzeugung ohne CO_2-, NO_X oder Feinstaub-emissionen

- **Kostenvorteil**
  langfristig stabile Strompreise

→ **Notwendig: Fläche**

Beispiel: Faltdach der Kläranlage ARA Chur

Quelle: Sonnenseite vom 10.09.2017

Beispiel: solares Faltdach für die Kläranlage Davos

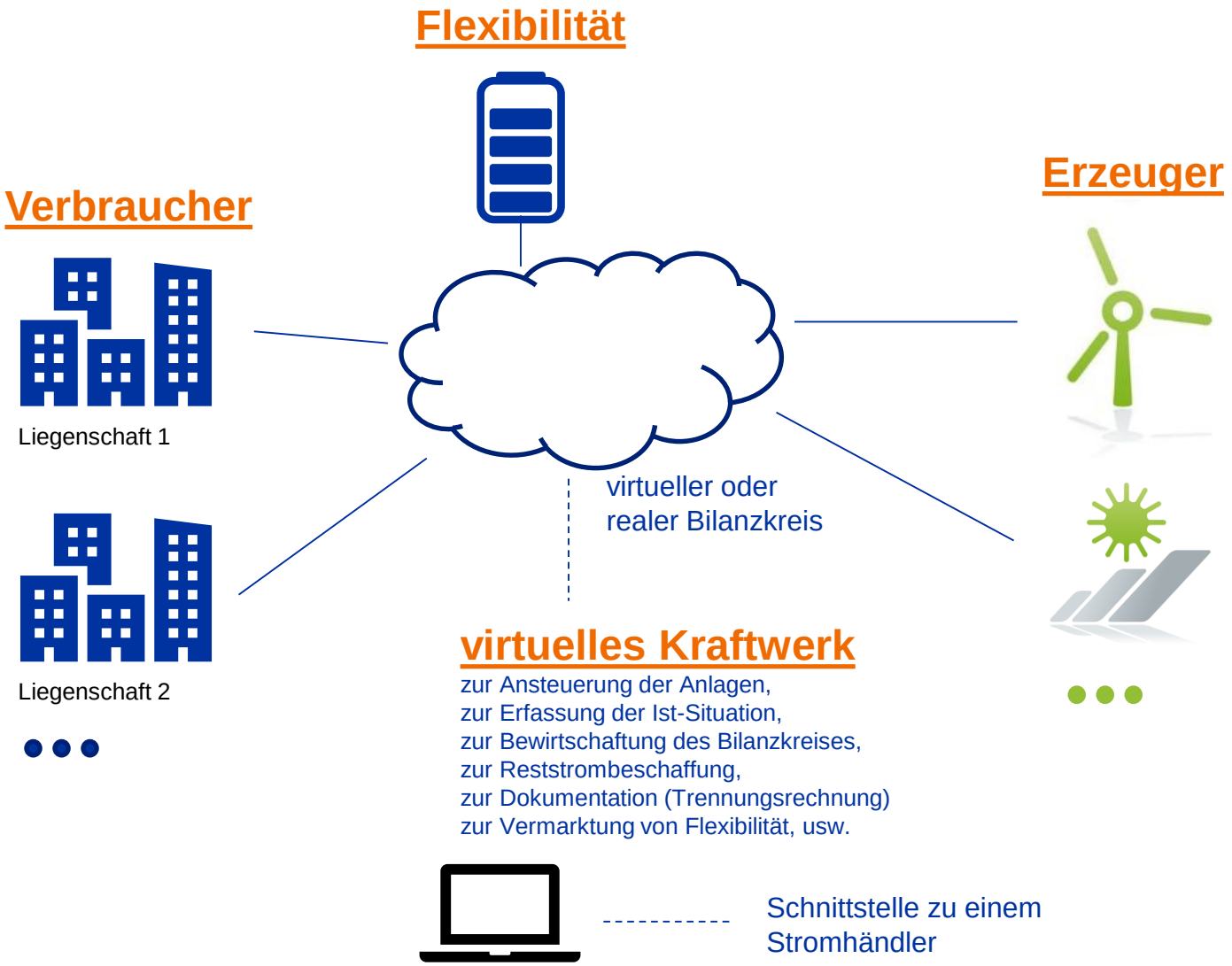
Quelle: Photovoltaik vom 10.12.2020

PV Freiflächenanlage als kostengünstige Erzeugungsmöglichkeit

Großbatterie als Containerlösung bei der Westerwälder Holzpellets GmbH

© Simon Process Engineering GmbH

Prinzip einer Energieregion



Energieregion hat das Ziel einen möglichst energieautarken regionalen Verbund zu schaffen, dessen Bilanzkreis sich erneuerbar und hocheffizient über die Verbrauchssektoren mengenmäßig und zeitlich ausgleicht[1]

→ regenerative Eigenstromversorgung für sich selbst und andere

[1]Quelle: Zukunftsvertrag Rheinland-Pfalz 2021 bis 2026, Kapitel 2 Konsequenter Schutz von Klima und Umwelt, Seite 29 ff

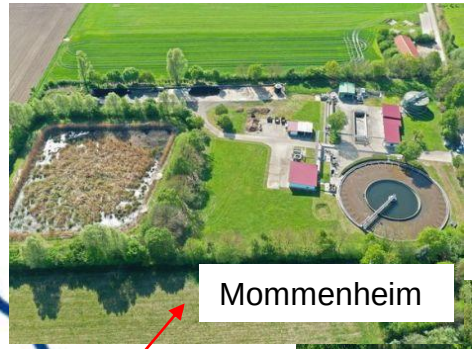
© Simon Process Engineering GmbH

Zweckverband Abwasserentsorgung Rheinhessen

zar

Hahnheim

Bechtholsheim

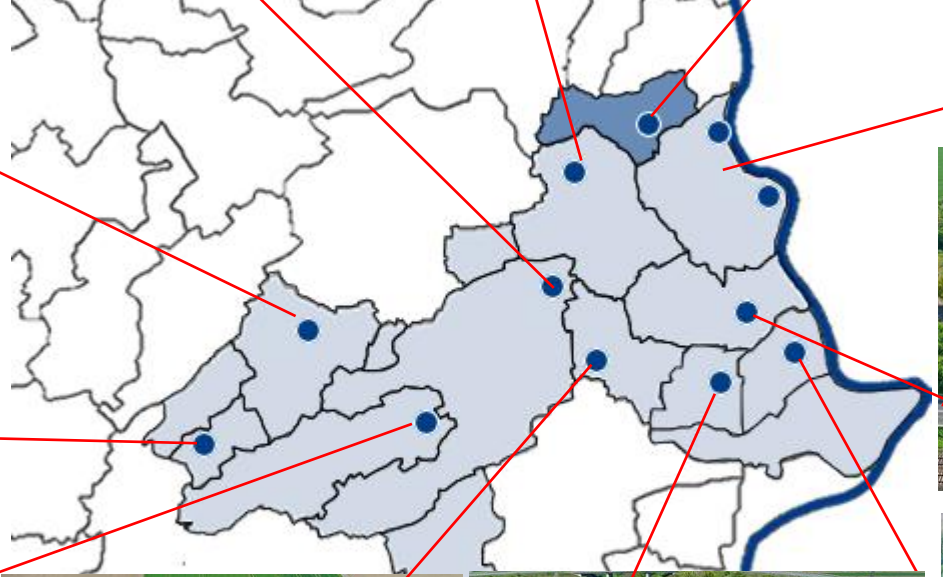

Mommenheim

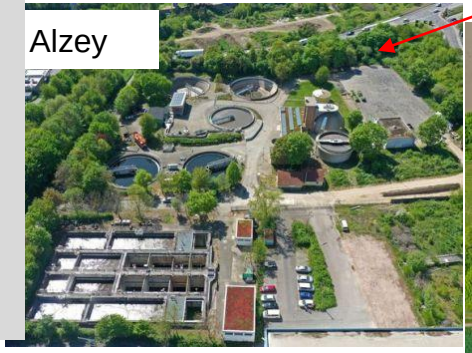
Flonheim

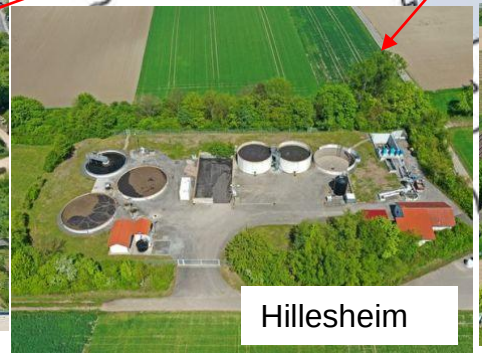
Oppenheim

lack / Niederwiesen

Guntersblum




Alzey


Hillesheim

Alsheim

Gimbsheim

Bei einzelnen Anlagen existiert ausreichend Fläche für größere PV-Anlagen.

Ziel: Erhöhung der Eigenstromversorgung durch fluktuierende CO_2-freie Strom-quellen mit Hilfe des öffentlichen Netzes

© Simon Process Engineering GmbH

Ausbau an Photovoltaik: Potenzialanalyse an einem Beispielstandort

Potenzial für PV-Ausbau:

- Freiflächenanlage: 500 kWp
- Dach- / Aufbauanlage: 0 kWp

Bemerkung

keine

© Simon Process Engineering GmbH

Ausbau an Photovoltaik: Potenzialanalyse – Zusammenfassung

Freiflächenanlagen

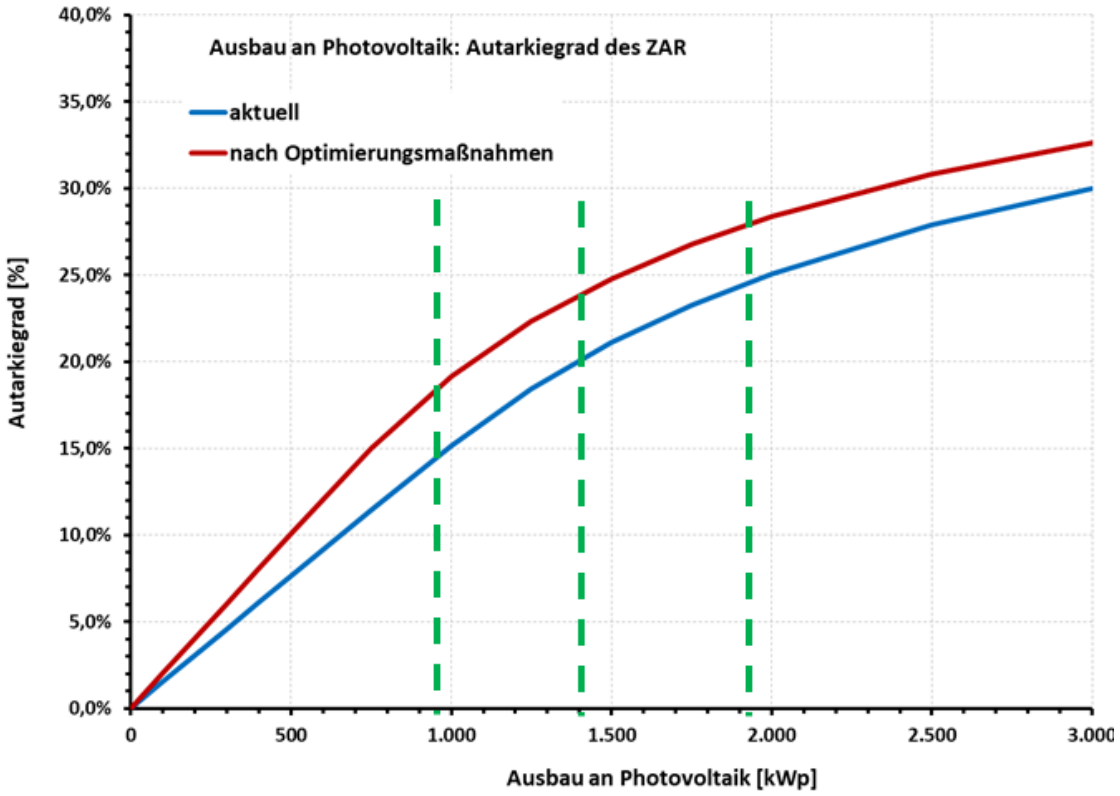
Standort	PV-Potenzial	aufsummiertes Potenzial
	[kWp]	[kWp]
4	1.580,00	1.580,00
5	965,00	2.545,00
13	640,00	3.185,00
2	360,00	3.545,00
3	300,00	3.845,00
12	250,00	4.095,00
10	230,00	4.325,00
6	130,00	4.455,00
8	90,00	4.545,00

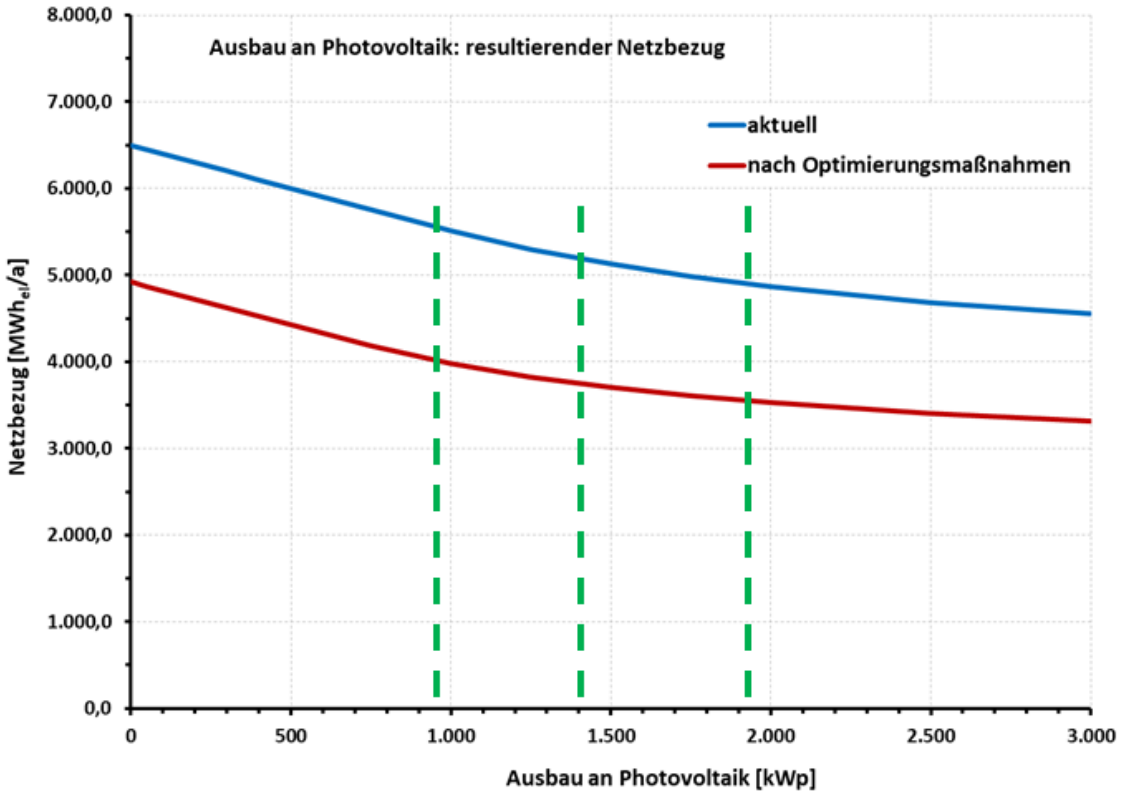
Dach- und Aufbauanlagen

Standort	PV-Potenzial	aufsummiertes Potenzial
	[kWp]	[kWp]
7	1.070,00	1.070,00
6	610,00	1.680,00
9	575,00	2.255,00
1	385,00	2.640,00
3	175,00	2.815,00
8	40,00	2.855,00

© Simon Process Engineering GmbH

PV-Sensitivitätsanalyse am Beispiel





© Simon Process Engineering GmbH

Einsatzmöglichkeiten von Großbatterien

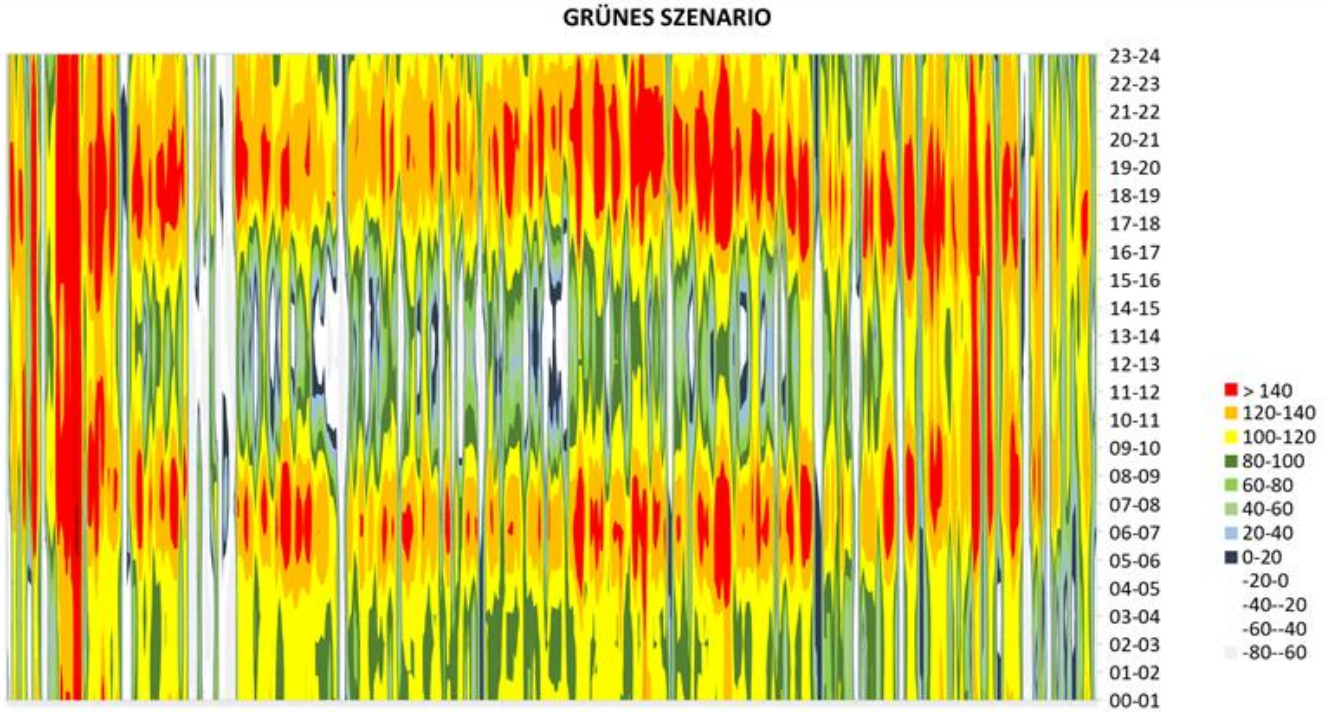
	Primärregel-leistung	Spotmarkt	Netzentgelte [1]	Erhöhung der Eigenstrom-versorgung	USV- oder NEA-Funktion
Versorger	x	x			
Kommunen und Industrie	x	x	x	x	x
Quartier in der Kundenanlage	x	x	x	x	
Straßenbe-leuchtung	x	x	x	x	

[1]Spitzenlastkappung zur Reduktion des Leistungspreises und eventuell auch die atypische Netznutzung nach §19 StromNEV Abs. 2 S1 oder §19 StromNEV Abs. 2 S2

zusätzliche Einsatzmöglichkeiten vorhanden wie Blindleistungsbereitstellung, Spannungs- bzw. Frequenzregelung im Inselbetrieb

© Simon Process Engineering GmbH

Prognose des Day-Ahead-Spotmarktes in 2035



Quelle: EEB Enerko, Sep. 2020

- Der Strompreis wird deutlich stärker vom Wetter abhängen.
- Hierdurch wird der Strompreis volatiler.

Empfehlung:

kostengünstig kaufen, teuer verkaufen

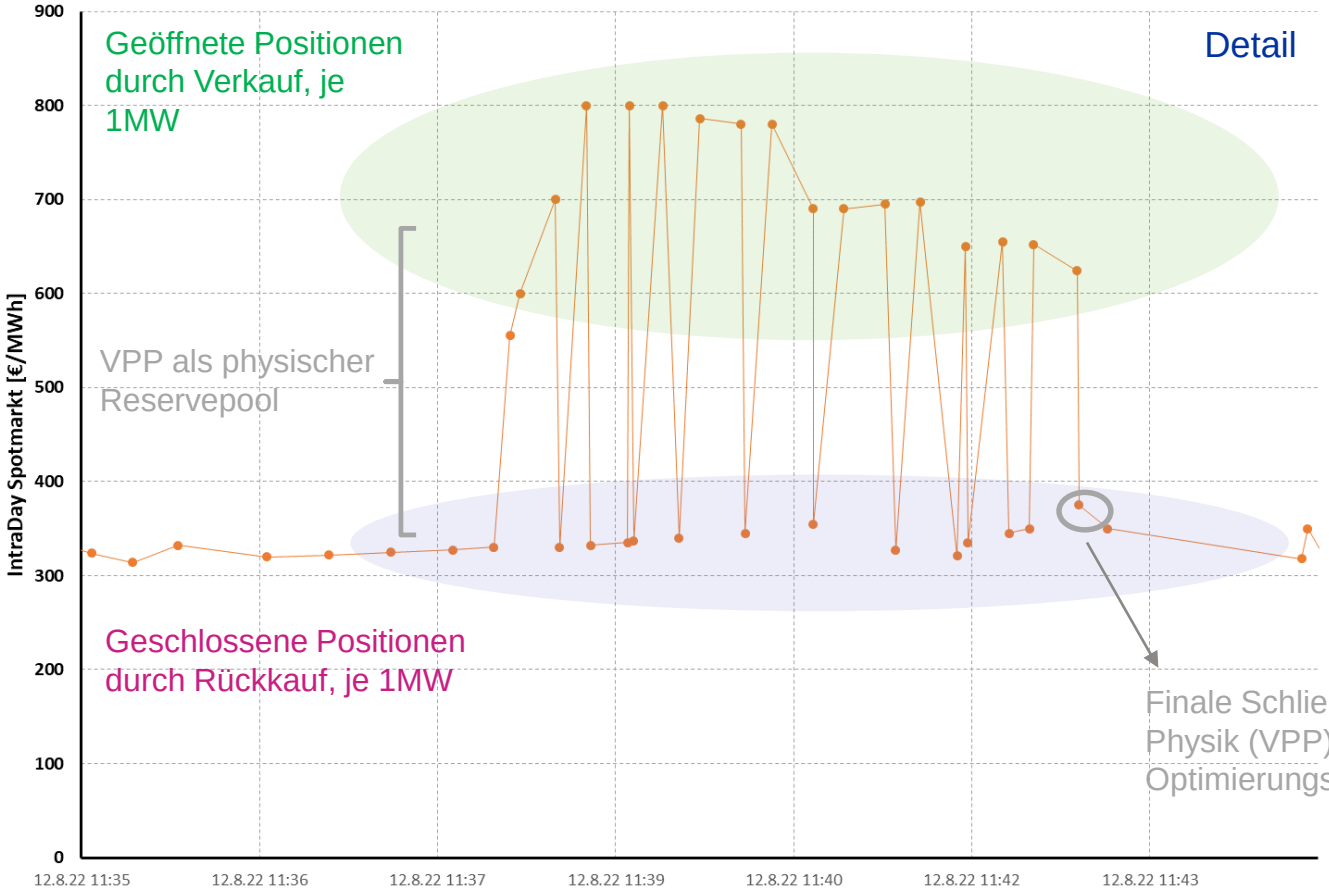
→ Kauf in der Mittagszeit, Verkauf in den Sonnenrandstunden

© Simon Process Engineering GmbH

SiPE Simon Process Engineering GmbH

Zweckverband Abwasserentsorgung Rheinhessen

Stromwirtschaft: Wertschöpfung durch Optionsgeschäft während des Handels



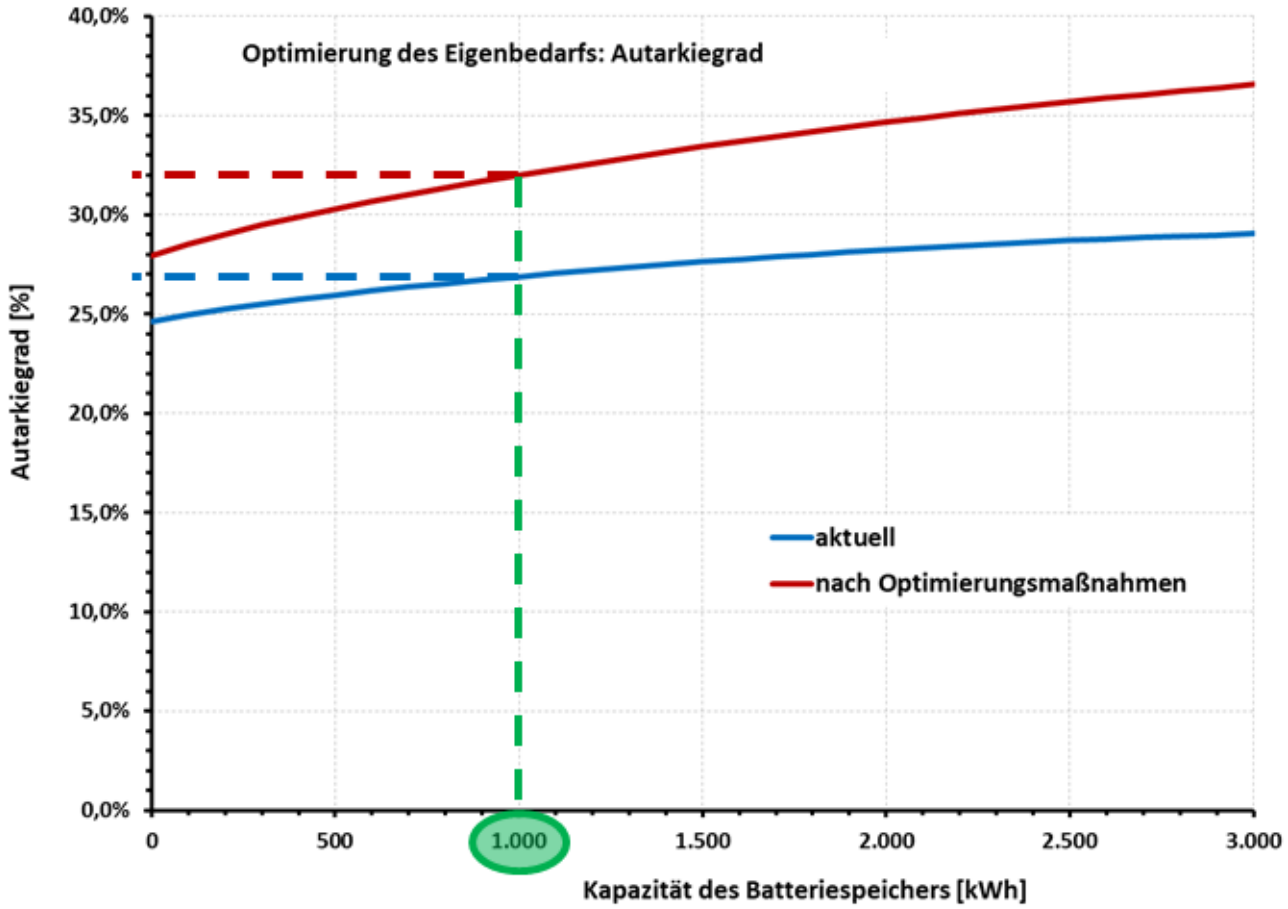
- Durch Kauf und Verkauf während des Handels kann ein leistungsbezogenes Ergebnis erreicht werden.
- Das Risiko eines Stromhändlers liegt hierbei bei den Kosten der Ausgleichs-energie. (*offene Position nach letztem Geschäft*)

→ Risikoreduktion auf die Grenzkosten flexibler Anlagen möglich.

Finale Schließung der Position ohne Aktivierung von Physik (VPP) oder Ausgleichsenergie → Optimierungsergebnis: **3.461,10€/MW in 5 Minuten**

© Simon Process Engineering GmbH

Beispielprojekt: Batteriesimulation zur Eigenbedarfsoptimierung



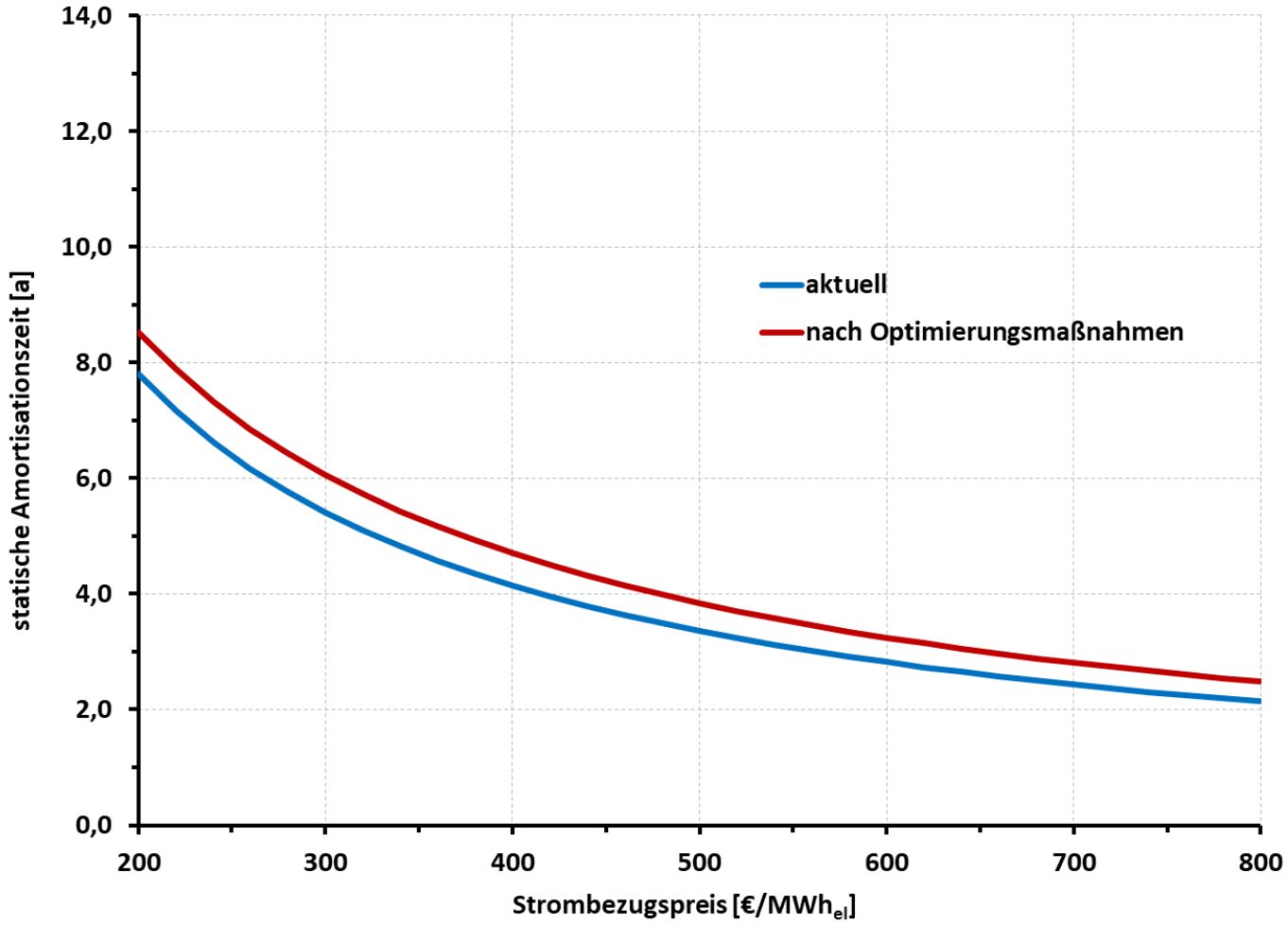
Die Simulationen zeigen, dass ein Batterieeinsatz die PV-Überschussmenge weiter reduzieren kann und somit gleichzeitig den Autarkiegrad des gesamten Systems erhöht.

Zur Bestimmung der Strombilanzen und der späteren Wirtschaftlichkeit muss das Batteriespeichersystem hinsichtlich seiner Kapazität ausgelegt werden.

Da mit steigender Kapazität immer geringere Wertschöpfungspotenziale gehoben werden, ist es hier sinnvoll, den Batteriespeicher bei einer Kapazität von 1.000 kWh_{el} auszulegen.

© Simon Process Engineering GmbH

Wirtschaftlichkeit – statische Amortisationsrechnung



Ohne Förderung berechnet

© Simon Process Engineering GmbH

Unser Angebot für die Phase 1 - Keimzelle

Potenzialstudie

- Erfassung der Ausgangssituation von Erzeugern und Verbrauchern im Lastgang
- Erfassung und Bewertung von Ausbaupotenzialen an regenerativen Stromerzeugern
- Erfassung und Bewertung von Flexibilitätsoptionen, Batterieauslegung in den verschiedenen Strommärkten
- Wirtschaftlichkeitsberechnung, Umweltauswirkungen, Umsetzungsstrategie

Umsetzungsplanung

- Erstellen eines Einkaufszettels (Photovoltaik, Batteriespeicher, evtl. Trafo, Software)
- Abstimmung mit Partnern (Wirtschaftsprüfer, Stromhändler, Verteilnetzbetreiber, Messstellenbetreiber)
- Digitalisierungskonzept

Betriebs- und Optimierungsphase

- Software für das virtuelle Kraftwerk
- Anpassung der Konzeption der Energieregion durch die Erweiterung von Erzeugern bzw. Verbrauchern
  → Ausbaustufe bzw. Zielstufe

© Simon Process Engineering GmbH

Aufgaben eines virtuellen Kraftwerks

- Automatisierte Umsetzung von Fahrweisen zur energiewirtschaftlichen Optimierung durch Erzeugungs- und Lastprognosen
  - → Batterieansteuerung zur optimierten Eigenstromversorgung im Verbund
  - → Ansteuerung von KWK oder anderen Stromerzeugern im Sinne des Optimums
  - → Schnittstelle für Reststrombeschaffung
  - → Peak Shaving zur Kappung der Lastspitzen
  - → Adhoc-Signale zur Lieferung von Regelenergie bzw. anderer Flexibilitätsmärkte

- Transparenz und Nachweis (kurzfristig und langfristig) zur Unterstützung des Energie-managements und zur Dokumentation im Sinne einer Trennungsrechnung zur Erlangung von Fördermittel
- Überwachung bzw. Alarmierung im Falle einer Störung

© Simon Process Engineering GmbH

Netzentgelte eines VNB

- Das Netzentgelt pro Entnahmestelle besteht aus einem Jahresleistungs-preis [€/kW] und einem Arbeitspreis [ct/kWh

Netznutzungsentgelte für Kundenanlagen mit registrierender Leistungsmessung (Jahresleistungspreissystem)

Entnahmestelle in der	Jahresbenutzungsdauer			
	bis einschließlich 2.500 h		oberhalb 2.500 h	
	Leistungspreis € / kW	Arbeitspreis ct / kWh	Leistungspreis € / kW	Arbeitspreis ct / kWh
Umspannung 110 kV / 20 kV	16,58	2,73	79,79	0,20
Mittelspannung 20 kV	18,28	2,80	83,06	0,21
Umspannung 20 kV / 400 V	18,64	3,23	89,50	0,40
Niederspannung 400 V	30,32	3,84	96,05	1,21

Beispiel: EWR Netz GmbH, Preisblatt 2017

© Simon Process Engineering GmbH

Netzentgelte eines VNB

- Das Netzentgelt pro Entnahmestelle besteht aus einem Jahresleistungs-preis [€/kW] und einem Arbeitspreis [ct/kWh

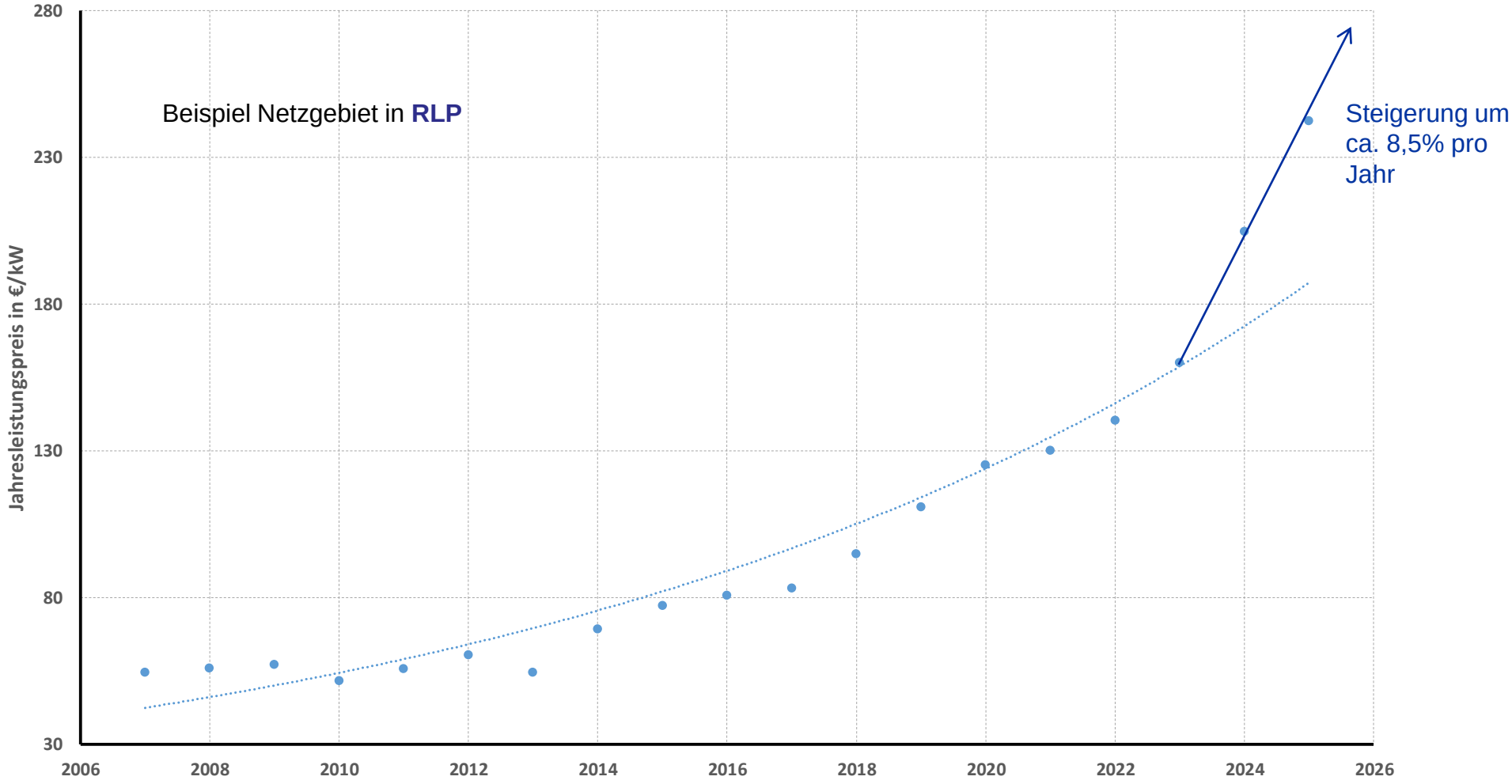
Netznutzungsentgelte für Kundenanlagen mit registrierender Leistungsmessung (Jahresleistungspreissystem)

Entnahmestelle in der	Jahresbenutzungsdauer			
	bis einschließlich 2.500 h		oberhalb 2.500 h	
	Leistungspreis € / kW	Arbeitspreis ct / kWh	Leistungspreis € / kW	Arbeitspreis ct / kWh
Umspannung 110 kV / 20 kV	42,20	5,55	169,09	0,48
Mittelspannung 20 kV	56,90	7,90	242,51	0,48
Umspannung 20 kV / 400 V	63,43	10,74	319,79	0,49
Niederspannung 400 V	76,57	10,80	332,03	0,58

Beispiel: EWR Netz GmbH, Preisblatt 2025

© Simon Process Engineering GmbH

Leistungspreisentwicklung für Netzanschluss 20kV oberhalb 2.500h/a



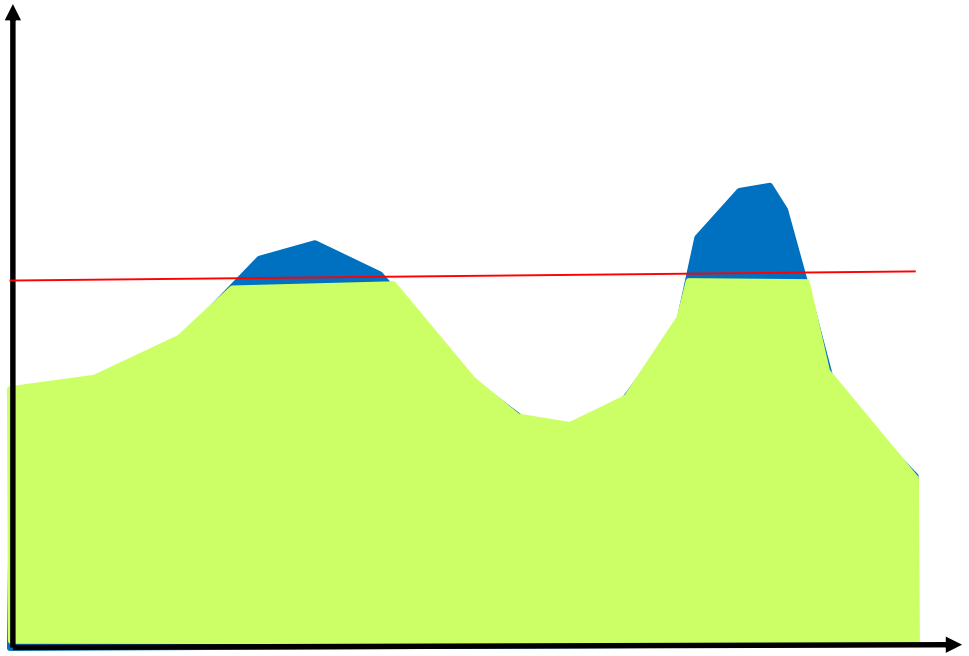
© Simon Process Engineering GmbH

Möglichkeit 1: Reduzierung des max. Jahreslast (Peak Shaving)

Das Jahresleistungsentgelt ist das Produkt aus dem jeweiligen Jahresleistungspreis und der Jahreshöchstleistung im Abrechnungsjahr (StromNEV §17)

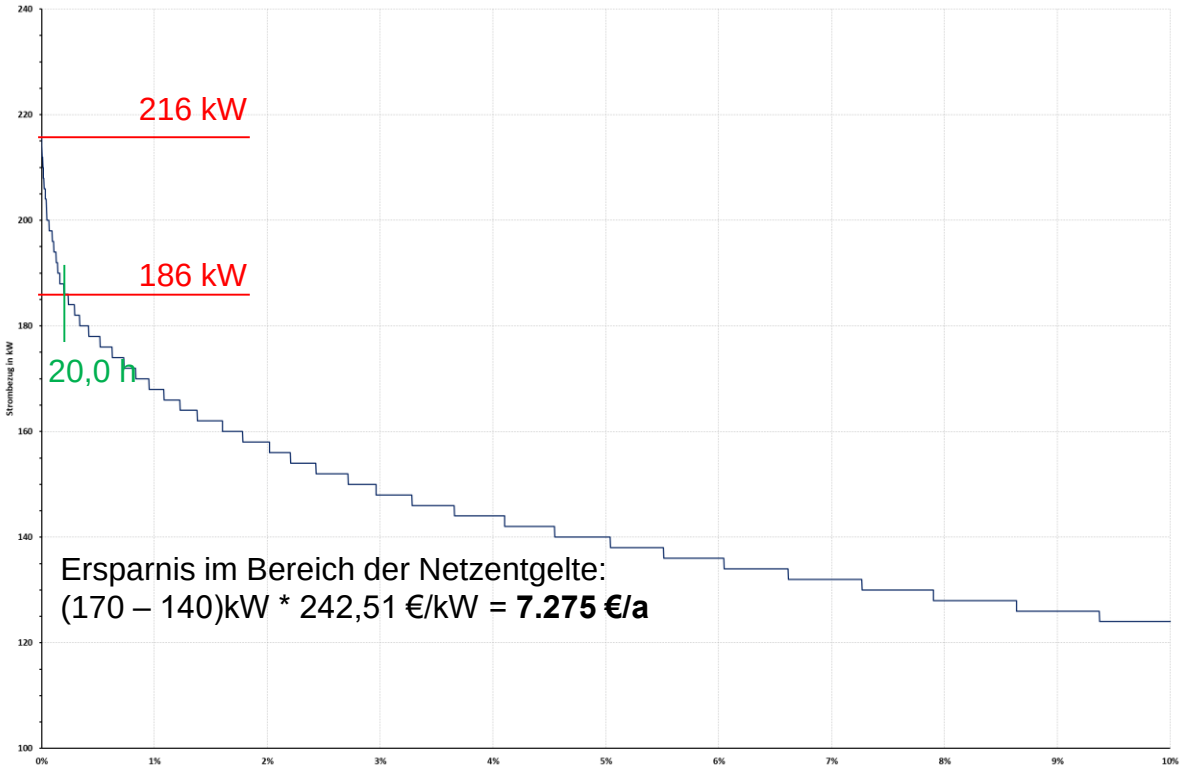
→ Ansatz für Peak Shaving

→ notwendig: Flexibilisierung des Strombezugs aus dem Verteilnetz



© Simon Process Engineering GmbH

Möglichkeit 1: Peak Shaving am Beispiel der KA Bechtholsheim



Ersparnis im Bereich der Netzentgelte:
(170 – 140)kW * 242,51 €/kW = **7.275 €/a**

© Simon Process Engineering GmbH

Möglichkeit 2: Atypische Netznutzung §19 Abs. 2 Satz 1

Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV)
§ 19 Sonderformen der Netznutzung

(1) Für Letztverbraucher mit einer zeitlich begrenzten hohen Leistungsaufnahme, der in der übrigen Zeit eine deutlich geringere oder keine Leistungsaufnahme gegenübersteht, haben Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, an deren Netz der jeweilige Letztverbraucher angeschlossen ist, neben dem Jahresleistungspreissystem eine Abrechnung auf der Grundlage von Monatsleistungspreisen anzubieten.

(2) Ist auf Grund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich, dass der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht, so haben Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen diesem Letztverbraucher in Abweichung von § 16 ein individuelles Netzentgelt anzubieten, das dem besonderen Nutzungsverhalten des Netzkunden angemessen Rechnung zu tragen hat und nicht weniger als 20 Prozent des veröffentlichten Netzentgeltes betragen darf. Ein individuelles Netzentgelt ist außerdem auch anzubieten, wenn die Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den eigenen Verbrauch an einer Abnahmestelle pro Kalenderjahr sowohl die Benutzungsstundenzahl von mindestens 7 000 Stunden im Jahr erreicht als auch der Stromverbrauch an dieser Abnahmestelle pro Kalenderjahr zehn Gigawattstunden übersteigt. Das individuelle Netzentgelt nach Satz 2 beträgt bei einer Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den eigenen Verbrauch an einer Abnahmestelle von mehr als zehn Gigawattstunden pro Kalenderjahr nicht weniger als:

1. 20 Prozent des veröffentlichten Netzentgeltes, im Falle einer Benutzungsstundenzahl von mindestens 7 000 Stunden im Jahr;
2. 15 Prozent des veröffentlichten Netzentgeltes, im Falle einer Benutzungsstundenzahl von mindestens 7 500

Quelle: StromNEV §19

© Simon Process Engineering GmbH

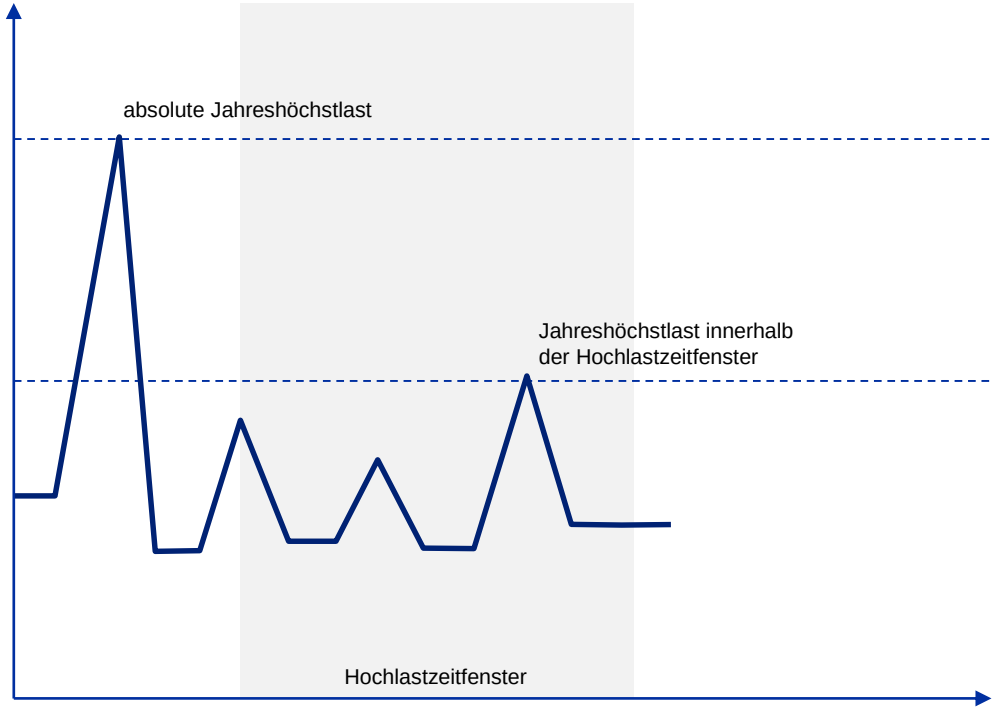
Möglichkeit 2: Atypische Netznutzung Hochlastzeitfenster der EWR Netz GmbH

Hochlastzeitfenster 2025			U HS/MS		MS		U MS/NS		NS	
Jahreszeiten:	von	bis	HL-Zeitfenster		HL-Zeitfenster		HL-Zeitfenster		HL-Zeitfenster	
			von	bis	von	bis	von	bis	von	bis
Winter	01.01.	28.02./29.02.	-	-	09:45	14:15	-	-	-	-
			-	-	15:00	15:15	-	-	-	-
			11:00	19:15	16:30	19:45	16:15	19:15	16:15	19:15
Frühling	01.03.	31.05.	-	-	-	-	-	-	-	-
Sommer	01.06.	31.08.	-	-	-	-	-	-	-	-
Herbst	01.09.	30.11.	17:30	19:30	16:00	19:00	-	-	-	-
Winter	01.12.	31.12.	-	-	09:45	14:15	-	-	-	-
			-	-	15:00	15:15	-	-	-	-
			11:00	19:15	16:30	19:45	16:15	19:15	16:15	19:15

Quelle: EWR Netz GmbH 02.10.2025

© Simon Process Engineering GmbH

Möglichkeit 2: Voraussetzungen



zu beachten:

Relative Mindestverlagerung: Leistungsabsenkung > 20% der absoluten Jahreshöchstlast

Absolute Mindestverlagerung: Leistungsabsenkung > 100 kW

© Simon Process Engineering GmbH

unter Druck stehende Möglichkeit: Atypische Netznutzung §19 Abs. 2 Satz 2

Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV)
§ 19 Sonderformen der Netznutzung

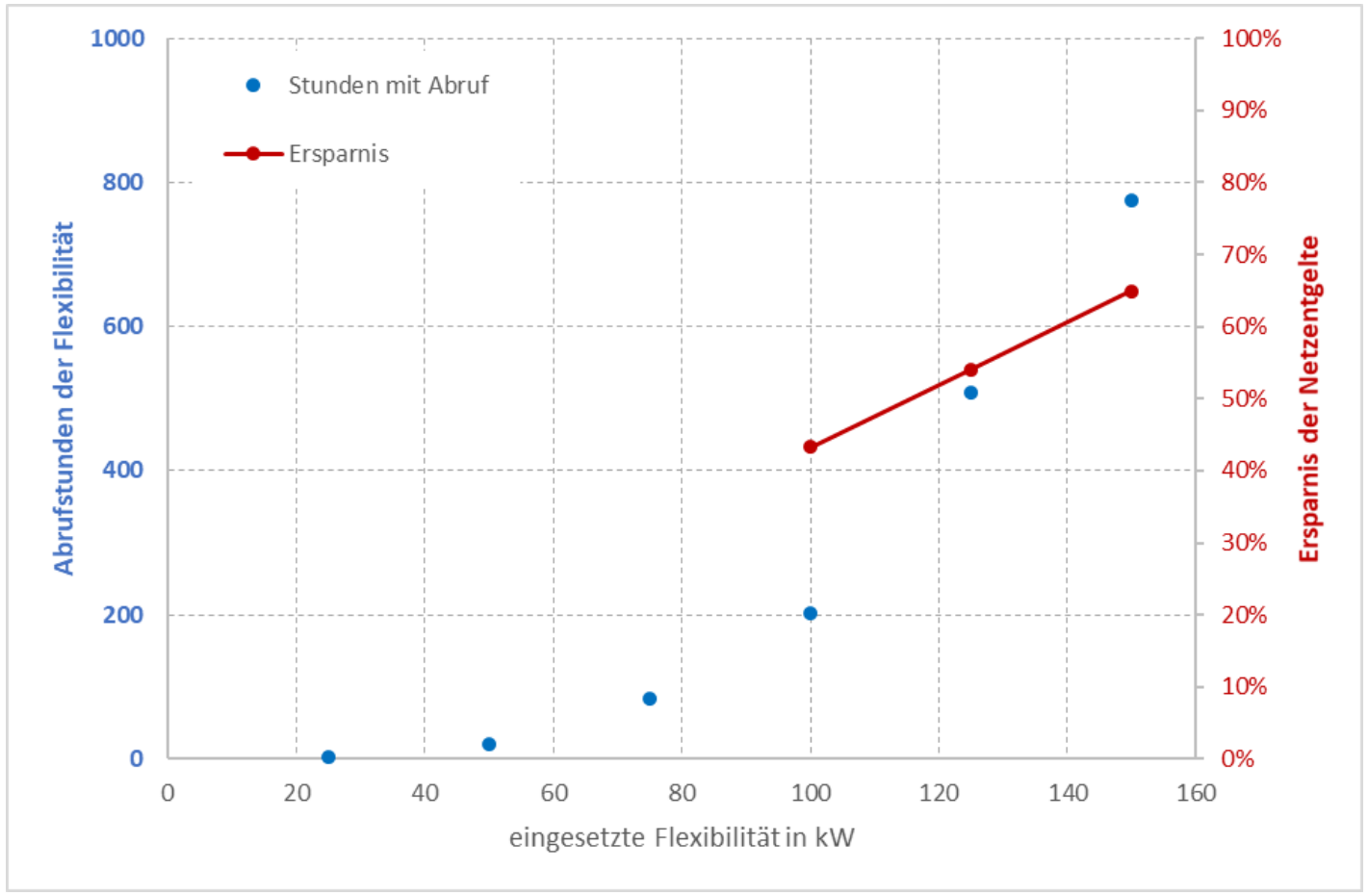
(1) Für Letztverbraucher mit einer zeitlich begrenzten hohen Leistungsaufnahme, der in der übrigen Zeit eine deutlich geringere oder keine Leistungsaufnahme gegenübersteht, haben Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, an deren Netz der jeweilige Letztverbraucher angeschlossen ist, neben dem Jahresleistungspreissystem eine Abrechnung auf der Grundlage von Monatsleistungspreisen anzubieten.
(2) Ist auf Grund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich, dass der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht, so haben Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen diesem Letztverbraucher in Abweichung von § 16 ein individuelles Netzentgelt anzubieten, das dem besonderen Nutzungsverhalten des Netzkunden angemessen Rechnung zu tragen hat und nicht weniger als 20 Prozent des veröffentlichten Netzentgeltes betragen darf. Ein individuelles Netzentgelt ist außerdem auch anzubieten, wenn die Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den eigenen Verbrauch an einer Abnahmestelle pro Kalenderjahr sowohl die Benutzungsstundenzahl von mindestens 7 000 Stunden im Jahr erreicht als auch der Stromverbrauch an dieser Abnahmestelle pro Kalenderjahr zehn Gigawattstunden übersteigt. Das individuelle Netzentgelt nach Satz 2 beträgt bei einer Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den eigenen Verbrauch an einer Abnahmestelle von mehr als zehn Gigawattstunden pro Kalenderjahr nicht weniger als:

1. 20 Prozent des veröffentlichten Netzentgeltes, im Falle einer Benutzungsstundenzahl von mindestens 7 000 Stunden im Jahr;
2. 15 Prozent des veröffentlichten Netzentgeltes, im Falle einer Benutzungsstundenzahl von mindestens 7 500

Quelle: StromNEV §19

© Simon Process Engineering GmbH

Möglichkeit 2: Atypische Netznutzung am Beispiel der KA Bechtholsheim



Die Hochlastzeitfenster benötigen wegen der Voraussetzungen eine

Mindestflexibilität von 100 kW bei einer Abrufstundenzahl von 202 h/a

Die Ersparnis im Bereich der Netzentgelte liegt hierbei bei 43% bzw. 24.250 €/a.

zur Flexibilitätsdiskussion:
es steht eine NEA mit einer Leistung von 265 kW_{el} zur Verfügung und Verdichter für das Belebungsbecken können u, U. auch eingesetzt werden

zu klären: ist die NEA netzparallel?

© Simon Process Engineering GmbH

Möglichkeit 3: Vermarktung von Flexibilität in der Regelenergie

Über einen hohen Arbeitspreis kann die SRL – Vermarktung wahrscheinlich ohne Abruf gestaltet werden. Eine Garantie dafür gibt es jedoch nicht. Ein Abruf wird auch sehr wahrscheinlich nur über eine sehr kurze Zeitspanne (<5 min) erfolgen.

Folgende Anforderungen an die Anlagentechnik werden im Rahmen der SRL-Vermarktung gestellt:

- Beginn der Bereitstellung von abgerufener SRL 30 Sekunden nach einer Aktivierung
- automatisierter Abruf 5 Minuten auf Volllast
- Bereitgestellung der Leistung für maximal. 15 Minuten

Darüber hinaus ist zu erwähnen, dass die Sekundärregelleistung ohne vorherige Ankündigung aktiviert wird. (kein Fahrplanprodukt)

© Simon Process Engineering GmbH

Umsetzung – Technische Beratungsleistungen

Beauftragung der SiPE GmbH 03/2022

AP 1: Erfassung der Ausgangssituation

Bestandsaufnahme v. Flächen, Strombezug, vorh. E-Technik, Trafos etc.

AP 2: Energietechnisches Konzept

Prüfung v. Konzeptionsmodellen - zentral/dezentral/Mischkonzept, PV u./o. Speichertechnik

AP 3: Prüfung der Umsetzbarkeit

Energierechtliche Prüfung, Bilanzierungsoptionen, Bilanzkreisbedingungen

AP 4: Energiewirtschaftliches Konzept

Auslegung PV-Technik und Batteriespeicher, Strombilanzierung, Autarkiegrad, Simulation

AP 5: Umsetzungsstrategie, Wirtschaftlichkeitsberechnung und Umweltauswirkung

Amortisationsrechnung, Konzeptionsauswahl, Handhabung PV-Überschüsse, Empfehlung

Appendix: Prüfung von Fördermöglichkeiten

PV-“Dimensionierungsdilemma“, Förderhemmnisse, Auslegungsempfehlung

AP = Arbeitspaket

© Simon Process Engineering GmbH

Umsetzung – Technische Beratungsleistungen

Ergebnisse:

Vorstellung durch Prof. Simon am 08.02.2023 im Werksausschuss des ZAR

- Das Konzept erhöht den Autarkiegrad der Stromversorgung im ZAR-Bilanzraum erheblich
- Ein Mischkonzept mit Ausbau von dezentralen PV-Anlagen und einem zentralen Großbatteriespeicher kann einen Autarkiegrad von 35,46 % erreichen
- Die statische Amortisationszeit liegt zwischen 4 und 6 Jahren
- Die „klassische“ Förderung würde die Amortisationszeit verdoppeln und den Autarkiegrad deutlich reduzieren (=„weniger grün“, weniger wirtschaftlich und weniger nachhaltig)
- Entscheidung des Werksausschusses, das Projekt auch ohne Förderung umzusetzen!
- Priorisierung nach Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit – nicht nach Fördergeldmaximierung!

© Simon Process Engineering GmbH

Umsetzung – Technische Beratungsleistungen

Projektumfang:

1. Bauabschnitt 1a: privilegierte Freiflächenanlagen und Batteriespeicher

- Alsheim (375,0 kWp)
- Nierstein (500,0 kWp) + Batteriespeichersystem
- Guntersblum (90 kWp)
- Implementierung der Softwarelösung zur Bildung eines Virtuellen Kraftwerks

Privilegierte Vorhaben nach § 35 Abs. 1 Nr. 8b BauGB

2. Bauabschnitt 1b: Freiflächenanlagen als „mitgezogene“ privilegierte Flächen

- Hillesheim (300,0 kWp)
- Oppenheim (150,0 kWp)

Privilegierte Vorhaben nach § 35 Abs. 1 Nr. 3 BauGB (mitgezogene Privilegierung)

3. Bauabschnitt 2: Hallendachanlagen über Klärschlammlagerflächen

- Alzey (75,0 kWp)
- Bechtolsheim (100,0 kWp)
- Flonheim (300,0 kWp)
- Guntersblum (Anlagenumzug und -erweiterung auf insgesamt 130,0 kWp)

„Genehmigungsfrei“ da Gebäudeanlage

© Simon Process Engineering GmbH

Umsetzung – Rechts- und Wirtschaftsberatung

Vergabe von Beratungsleistungen zur kommunalwirtschaftlichen, kommunalrechtlichen, steuerlichen, baurechtlichen, vergaberechtlichen, energierechtlichen und gesellschaftsrechtlichen Prüfung verschiedener Umsetzungsmöglichkeiten des Energiewirtschaftlichen Konzeptes in einem Virtuellen Kraftwerk einschließlich einer Vorteilsanalyse gem. § 92 GemO

Folgende Fragestellungen und Alternativkonzepte stehen bei einer Beurteilung zur zügigen Umsetzung des Projektes im Raum und umfassen:

- Ausgliederung der Umsetzung des Projektes in eine privatrechtliche Gesellschaftsform (GmbH), AöR o.ä.
- Heranziehung und Nutzung einer eigenen, vorhandenen Gesellschaft (z.B. Kläranlage Alzey GmbH)

© Simon Process Engineering GmbH

Umsetzung – Rechts- und Wirtschaftsberatung

Mögliche Vorteile, die zu prüfen sind:

- Vergabewesen: schnellere Umsetzung durch Prüfung, ob strenges öffentlich-rechtliches Vergaberegime „flexibler“ angewendet werden kann
- 100 % In-House-Fähigkeit im Verhältnis zum ZAR
- Ggf. Berücksichtigung eines Total-/Generalunternehmers
- Ziel: „Verkauf“/Bereitstellung der Eigenstromerzeugung an den ZAR
- Geschäftstätigkeit ist steuerbar: Vorsteuerabzug!
- Finanzierung über Kommunalkredite über den ZAR

© Simon Process Engineering GmbH

Umsetzung – Rechts- und Wirtschaftsberatung

Mögliche Nachteile, die zu prüfen sind:

- Unternehmerisches Risiko
- Nebenkosten Beratungshonorare
- Notwendigkeit/Sinnhaftigkeit von GmbH-eigenem Personal / Transferleistungen ZAR
- Bewertung des Vorsteuervorteils im Hinblick auf einen Stundungseffekt

© Simon Process Engineering GmbH

Umsetzung – Vorteilsanalyse § 92 GemO / Wirtschaftlichkeit

Stromkostenvergleich

	Stand alone-Modell	Pacht-Modell		Stromliefer-Modell	
		Darlehen	BKZ	Darlehen	BKZ
Kosten Stromerzeugung in Euro	455.530	413.265	401.337	376.516	366.883
produzierte Strommenge in kWh	1.914.370	1.914.370	1.914.370	1.914.370	1.914.370
Kosten je kWh in cent	23,80	21,59	20,96	19,67	19,16
Strommenge Selbstnutzung in kWh	1.747.020	1.747.020	1.747.020	1.747.020	1.747.020
Strombezugskosten bei 30 cent je kWh*	524.106	524.106	524.106	524.106	524.106
Stromkosten bei Eigenerzeugung in Euro	415.791	377.182	366.175	343.639	334.729
Kostenvorteil Eigenerzeugung in Euro und Jahr	108.315	146.924	157.931	180.467	189.377
Kostenvorteil Eigenerzeugung über die Gesamtlaufzeit von 20 Jahren in Euro	2.166.300	2.938.480	3.158.620	3.609.340	3.787.540

(*statistischer Ansatz)

© Simon Process Engineering GmbH

Umsetzung – Förderung

Eine Förderung durch das MKUEM ist in Aussicht gestellt worden

Voraussetzungen:

- Nachweis der Wirtschaftlichkeit unter Berücksichtigung von Netzentgelten und Abgaben für Durchleitung, Kosten Bilanzkreismanagement
- Obergrenze der Auslegung PV-Anlagen im ZAR = Summe Eigenstrombedarf ZAR (Ausgleich Erzeugung und Entnahmen im Bilanzkreis Abwasserbeseitigung)
- PV-Speicher: Auslegung an Bedarf zur Pufferung von PV-Stromspitzen, Ausschluss Netzeinspeisung Eigenstrom
- Keine unternehmerische Tätigkeit des ZAR im Energiesektor, keine Geschäftsfelder wie Regelenergie, Börsenhandel, Überschussvermarktung etc.!
- Keine Stromlieferung aus geförderten Anlagen an Abnehmer außerhalb der Abwasserbeseitigung
- Verbot der Stromeinspeisung mit EEG-Vergütung
- Förderung nur an den unmittelbaren Maßnahmenträger ZAR

© Simon Process Engineering GmbH

Sachstand und Ausblick

- ZAR Energie GmbH ist gegründet
- Vergabe von Planungs- und Bauleistungen durch die GmbH stehen kurz bevor; Leistungsanfragen werden derzeit durchgeführt (Investitionsumfang ca. 5 Mio. €)
- Wirtschaftsprüfer finalisieren Vertragsbeziehungen zwischen ZAR und ZAR Energie GmbH (Stromliefervertrag, Pachtverträge, Transferleistungen u.a.)
- Zur Beschleunigung der PV-Stromproduktion werden Gebäudeanlagen geprüft (Solarfaltdächer und/oder Hallenkonstruktion)
- KI-Software und Server sind implementiert und „lernen“ Stromverbrauchsverhalten der Kläranlagen
- Dienstleister für virtuellen Bilanzkreis ist bereits mit europaweiter Ausschreibung der Stromliefer-leistung des ZAR beauftragt worden
- Weitere Komponenten der energetischen Optimierung werden derzeit im Hinblick auf die Einbindung in den virtuellen Bilanzkreis geprüft; PV-Technik und Großbatteriespeicher als Ergänzung für Netzersatzanlagen (NEA)

© Simon Process Engineering GmbH

Sachstand und Ausblick

© Simon Process Engineering GmbH

Intelligente Batterien können mehr!

Seit mehr als 15 Jahren wird in Bingen am virtuellen Kraftwerk geforscht – und das direkt in der Praxis. Davon profitieren auch die Studierenden des Master-Studiengangs Energie-Betriebsmanagement. Die Transferstelle Bingen – ein Aninstitut der Hochschule – bindet das **Virtuelle Kraftwerk** bereits in konkrete Anwendungen ein. Teil des Systems ist ein intelligenter Energiespeicher. Was der kann, erklärt Studiengangleiter Prof. Ralf Simon in diesem Video.

https://www.th-bingen.de/studiengaenge/energie-betriebsmanagement/ueberblick/

Kontakt
Prof. Dr. Ralf Simon
Simon Process Engineering GmbH

ralf.simon@simon-pe.de