

SCM – OR Fallstudie

Optimierung eines Batteriegroßspeichers für den Stromhandel am
Day-Ahead Markt

Teamvorstellung



Louis Bank



Leni Grohmann



Mia Holzkamp



Jonas Strehler

Aufgabe 1: Mathematische Modellierung

Abgabe in anderem Dokument

Ergebnisdiskussion Aufgabe 2 - Implementierung in Python



Implementierung ist dem bereitgestellten Code zu entnehmen.
Ergebnisse befinden sich in "Ergebnisse.xlsx"

Indexmenge

$H = \{1, 2, \dots, 24\}$

Entscheidungsvariablen

e_h - Einkaufsmenge zur Stunde h
v_h - Verkaufsmenge zur Stunde h

Kein Preis als Entscheidungsvariable:
Immer niedrigster Verkaufs- und höchster Kaufpreis, um 50% Ladung am Ende ohne Zweifel sicherzustellen.

Zielfunktion

```
quicksum((p_h[h] * (v_h[h] - e_h[h])) for h in H)
```

Ziel ist also, die Differenz aus Summe der Einnahmen und Summe der Ausgaben zu maximieren, abzüglich **Zykluskosten** (siehe unten)

Nebenbedingungen

1. Summe der geladenen Menge entspricht Summe der entladenen Menge pro Tag -> Gleicher Ladestand zum Ende des Tages
2. Lademenge für gesamten Zeitraum begrenzen durch Anzahl der erlaubten Zyklen (in unserem Fall 2 mal pro Tag volladen)
3. Zu Jedem Zeitpunkt muss die Differenz aus geladener und entladener Menge innerhalb des festgelegten Mindest- und Höchstbestands liegen
4. Lade- und Entladeleistung zu jeder Stunde sind begrenzt (C-Rate)

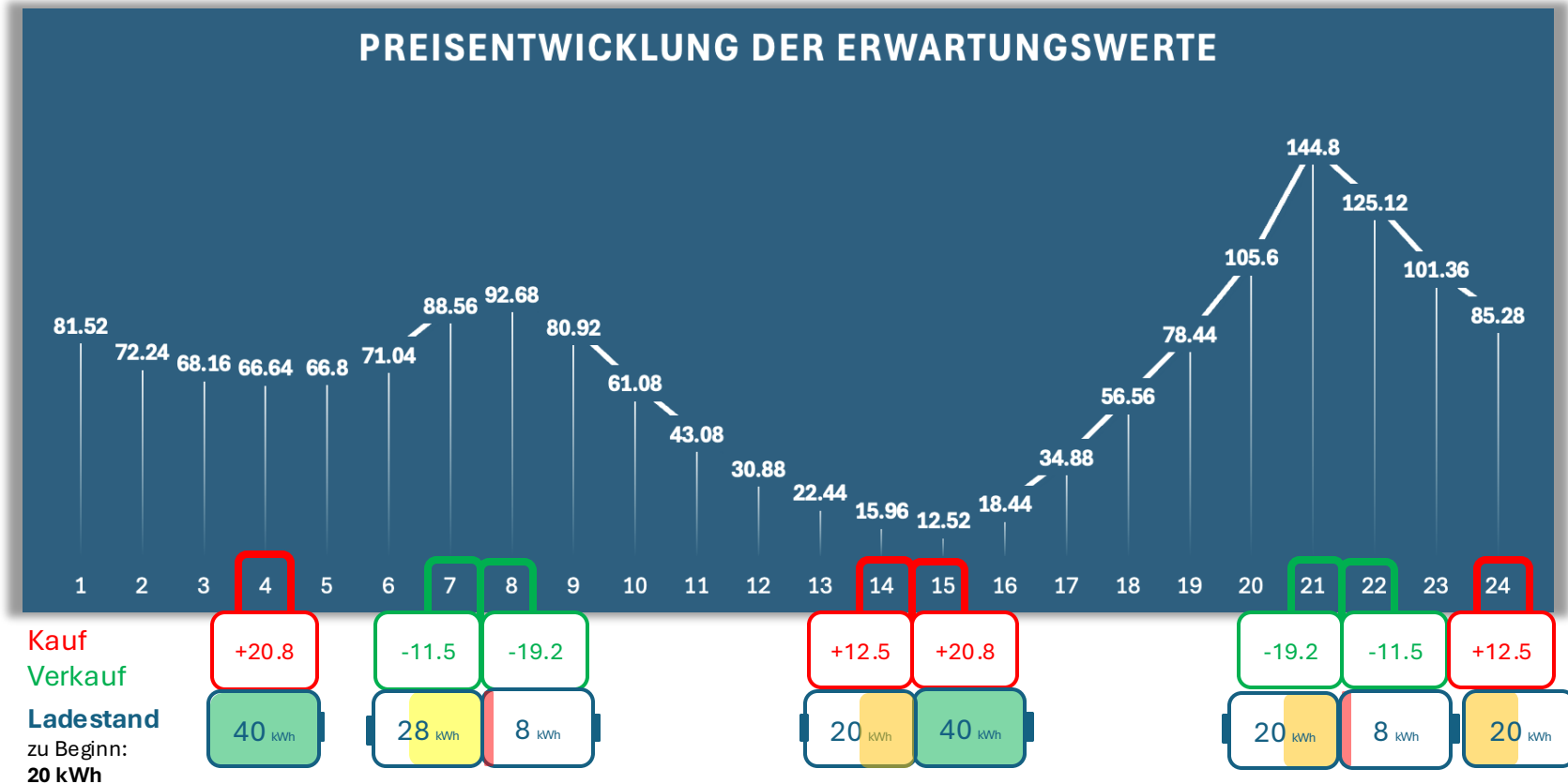
Zykluskosten: Fix vs. Variabel

Fixe Zykluskosten von 1500€ pro Zyklus
also 3000€ pro Tag



Variable Zykluskosten direkt abhängig von der geladenen Menge pro Tag mit 1500€ anteilig pro Zyklus
(z.B. 2250€ bei 1.5 Vollzyklen)

Ergebnisdiskussion Aufgabe 2 – Lösung unseres Solvers (Fixe Zykluskosten)



Gewinn: 1105.8€

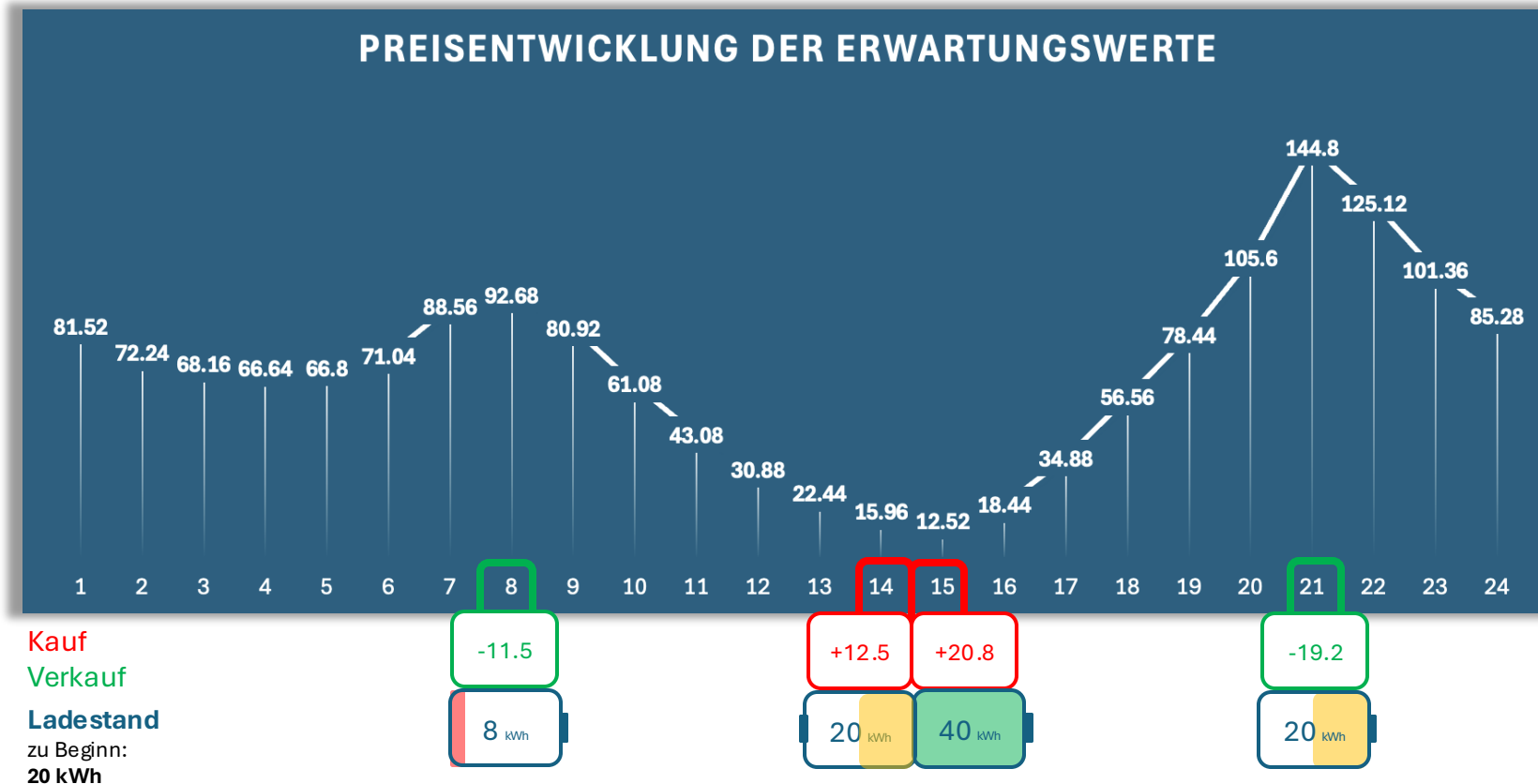
LÖSUNG:
Zielfunktionswert (Gewinn) = 1105.8057073538985

Stunde	EINKAUF	Verkauf
1	0.0	0.0
2	0.0	0.0
3	0.0	0.0
4	20.82519849017312	0.0
5	0.0	0.0
6	0.0	0.0
7	0.0	0.0
8	0.0	11.516923076923083
9	0.0	0.0
10	0.0	0.0
11	0.0	0.0
12	0.0	0.0
13	0.0	0.0
14	12.495119094103867	0.0
15	0.0	20.82519849017311
16	0.0	0.0
17	0.0	0.0
18	0.0	0.0
19	0.0	0.0
20	0.0	0.0
21	0.0	19.194871794871794
22	0.0	0.0
23	0.0	0.0
24	12.495119094103863	0.0

Erkenntnisse:

- Strategie:** Kauf in Preistälern (4 Uhr & 14 Uhr), Verkauf an Preisspitzen (8 Uhr & 22 Uhr)
- Ladeleistung:** Begrenzung auf **20 kW**, daher teils schrittweise Ladung/Entladung (12 + 20 kWh) zur maximalen Ausnutzung des Zyklus
- Tagesmuster:** Klare Deltas die konsequent genutzt werden
- Abschluss:** Nachkauf nötig, um 50% Ladestand wieder zu erreichen

Ergebnisdiskussion Aufgabe 2 – Lösung unseres Solvers (**Variable Zykluskosten**)



Gewinn: 1886.7€

LÖSUNG:
Zielfunktionswert (Gewinn) = 1886.6522808278019

Stunde	EINKAUF	Verkauf
1	0.0	0.0
2	0.0	0.0
3	0.0	0.0
4	0.0	0.0
5	0.0	0.0
6	0.0	0.0
7	0.0	0.0
8	0.0	0.0
9	0.0	0.0
10	0.0	0.0
11	0.0	0.0
12	0.0	0.0
13	0.0	0.0
14	12.495119094103867	0.0
15	20.82519849017311	0.0
16	0.0	0.0
17	0.0	0.0
18	0.0	0.0
19	0.0	0.0
20	0.0	0.0
21	0.0	19.194871794871794
22	0.0	0.0
23	0.0	0.0
24	0.0	0.0

Erkenntnisse:

- Variable Zykluskosten (Zahlung nur für genutzte Ladevorgänge) machen zusätzliche Ladevorgänge unwirtschaftlich, da deren Kosten die erzielten Gewinne übersteigen
- Strategisch lohnt sich der Verkauf nur noch beim ersten Preispeak, gefolgt von einem vollen Einkauf im Preistal und einem weiteren Verkauf beim zweiten Peak
- Dadurch entfällt ein kostspieliger Nachkauf am Ende, und der Gesamtgewinn wird optimiert

Aufgabe 3: Variation 1 – Optimierung des Tagesendladestandes



Implementierung ist dem bereitgestellten Code zu entnehmen, bezeichnet als Variation 1

- Erweiterung des Optimierungszeitraums auf mehrere Tage
- Constraint wird angepasst, dass am Ende des Optimierungszeitraums der Ladestand gleich dem Anfangsladestand sein muss, nicht am Ende jedes Tages
- Optimierte Nutzung der Tag-Nacht-Strompreis-Zyklen
- Erhöhte Gewinne pro Tag

Erkenntnis: Unter der Annahme, die Folgetage verhalten sich ähnlich wie der Prognosetag, ist es klüger, den Speicher zum Tageswechsel zu leeren und stattdessen am Morgen zum günstigsten Zeitpunkt zu kaufen

Aufgabe 3: Variation 2 – Alternativer Kauf in anderen Strommärkten

i Implementierung ist dem bereitgestellten Code zu entnehmen, bezeichnet als Variation 2

Beispiel zum Kauf, Verkauf analog

Wahrscheinlichkeit	Stunde	Strompreis
0.04	1	33
0.04	1	45
0.04	1	51
0.04	1	56
0.04	1	60
0.04	1	63
0.04	1	66
0.04	1	69
0.04	1	72
0.04	1	74
0.04	1	77
0.04	1	79
0.04	1	82
0.04	1	84
0.04	1	86
0.04	1	89
0.04	1	91
0.04	1	94
0.04	1	97
0.04	1	100
0.04	1	103
0.04	1	107
0.04	1	112
0.04	1	118
0.04	1	130

3
2
1
0

Kauf zu Risikoklasse 3
Gebotspreis 107€/MWh
-> Exkludiert die
"schlechtesten" 3
Prognosen

Erwartungswert bei Zuschlag:
Gewichteter Durchschnitt der nicht
exkludierten Prognosepreise

Zuschlag mit
Wahrscheinlichkeit **88%**

Logik: Wenn der Preis unerwartet hoch
ist, sollte ich den Strom auf einem
anderen Markt und ggf. für eine
andere, zeitlich nahe Stunde
einkaufen, meine Lieferverbindlichkeit
loswerden oder mich durch
Optionsscheine absichern

Kein Zuschlag mit
Wahrscheinlichkeit **12%**

Erwartungswert bei kein Zuschlag:
Regulärer Erwartungswert der umliegenden
Stunden (Moving Average) multipliziert mit einer
penalty
**Zur Verwendung muss die penalty so gewählt
werden, wie Erfahrungswerte von vergangenen
Risikokäufen ohne Zuschlag es verlangen.**

Annahme: Für gewöhnlich kostet mich ein
nicht erhaltener Zuschlag den Moving
Average (3 umliegende Stunden) * penalty

**Berechnung des kalkulatorischen
Erwartungswerts mit
Risikokomponente:**
Gewichteter Durchschnitt im
Verhältnis der **Wahrscheinlichkeiten**
ergibt den Preis-Koeffizienten der
Zielfunktion

Erkenntnis: Je nach Wahl der penalty
(Mehrkosten durch andere Märkte oder
Instrumente bei nicht erhaltenem Zuschlag)
und Verteilung der Prognosepreise lohnt es
sich, sich vor extremen Preismöglichkeiten
abzusichern.

Aufgabe 3: Variation 3 – Investitionsrechnung mit Amortisationsdauer 1 Jahr

- Erweiterung des Optimierungszeitraums auf ein Jahr
- Einführen von binären Variablen, die Investitionsentscheidungen darstellen
- Optimierungsmodell „entscheidet“, ob die Investitionsentscheidung mit Zeithorizont (Amortisationsdauer) 1 Jahr sinnvoll ist
- Investitionsentscheidungen:
 - C-rate
 - Nennkapazität
 - Zyklen pro Tag
 - Wirkungsgrad

Erkenntnis: Beim Durchspielen verschiedener Preise der Investitionen erkennt man schnell, zu welchen Einmalkosten sich eine Investition lohnt.

Problemfeststellung: Die Lösung mit einem Optimierungszeitraum > 30 Tage lässt sich mit Desktop-Rechenleistung nicht bewerkstelligen.