

# Optimierte Energiebewirtschaftung

Die Bereitstellung elektrischer Energie an die Haushalte ist eine komplexe Aufgabe der Energieversorgungsunternehmen. Die Energie wird über einen mehrjährigen Zeitraum in mehreren Tranchen von unterschiedlichen Anbietern und Marktplätzen und unter der ständigen Unsicherheit des Marktes beschafft. Eine gelungene Energiebeschaffung, also der Handel zum richtigen Zeitpunkt, bedeutet für ein Energieversorgungsunternehmen einen Wettbewerbsvorteil. In diesem Bericht wird die Energiebeschaffung erklärt und aufgezeigt, wie der Prozess mittels Software unterstützt werden kann.

Peter Gysel, Daniel Kröni | peter.gysel@fhnw.ch

Ein Energieversorgungsunternehmen (EVU) erzeugt üblicherweise den Strom nicht selbst, sondern beschafft sich die Energie entweder direkt von Kraftwerksbetreibern „over the counter“ (OTC) oder aber an der Strombörse. Strom wird gehandelt wie andere Rohstoffe. Am Terminmarkt, wo der Strom für die nächsten Jahre gehandelt wird, kann sich das EVU für die zukünftige Lieferung bereits heute einen Preis absichern. Es wird mit standardisierten Produkten gehandelt. Dabei wird zwischen Base- und Peak-Produkten unterschieden. Das Base-Band ist durchgehend 24h, 7 Tage die Woche. Das Peak-Band deckt die Zeiten hohen Verbrauchs ab, von Mo. bis Fr. jeweils von 8:00 – 20:00 Uhr. Angeboten werden die Produkte mit unterschiedlichen Lieferperioden wie Jahr, Quartal oder Monat. Zum Beispiel kann man ein 1-Megawatt-Peak-Band für den Monat August kaufen.

Der Graph in Abbildung 1 zeigt den prognostizierten Energiebedarf in Megawatt (MW) einer Kleinstadt in der Kalenderwoche 25. Es ist klar ersichtlich, dass der Energiebedarf im Laufe des Morgens zunimmt, gegen Mittag einen Höhepunkt findet und abends, wenn die Lichter gelöscht werden, wieder abnimmt, mit einem Tiefpunkt in der Nacht. Zudem unterscheiden sich die 5 Werk-tage klar vom Wochenende, wenn die Industrie ruht. Die markierten Bereiche „Peak-Band“ und „Base-Band“ zeigen die bereits beschaffte Ener-

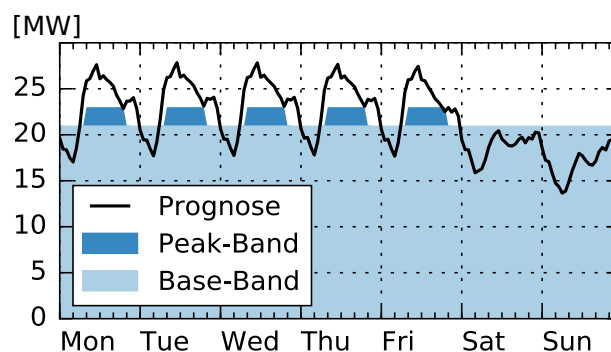


Abbildung 1: Prognostizierter Energiebedarf und Eindeckung mit Standardprodukten einer Kleinstadt in Kalenderwoche 25

gie: ein 21-MW-Base-Band mit einem 2-MW-Peak Band darüber.

Tatsächlich beschafft sich ein EVU die benötigte Energie in mehreren Tranchen und bei unterschiedlichen Anbietern. Die Beschaffung ist ein Prozess mit mehreren Phasen, der bereits Jahre vor der Lieferung beginnt. Dieser Prozess ist in Abbildung 2 dargestellt. In einem Fenster von etwa drei Jahren bis ein Quartal vor der Bereitstellung der Energie, wird die grosse Menge der benötigten Energie in mehreren Tranchen beschafft (Phase a). Das gibt dem EVU die Sicherheit bereits einen grossen Teil eingedeckt zu haben, für den Fall, dass der Energiepreis plötzlich unerwartet stark steigt.

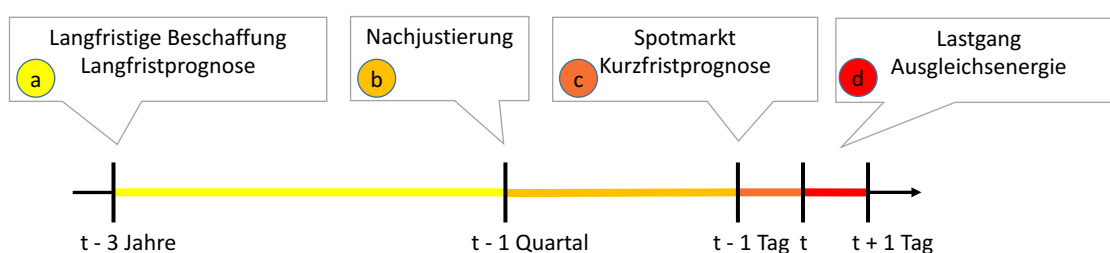


Abbildung 2: Mehrstufige Beschaffung der Energie, die zum Zeitpunkt  $t$  geliefert wird

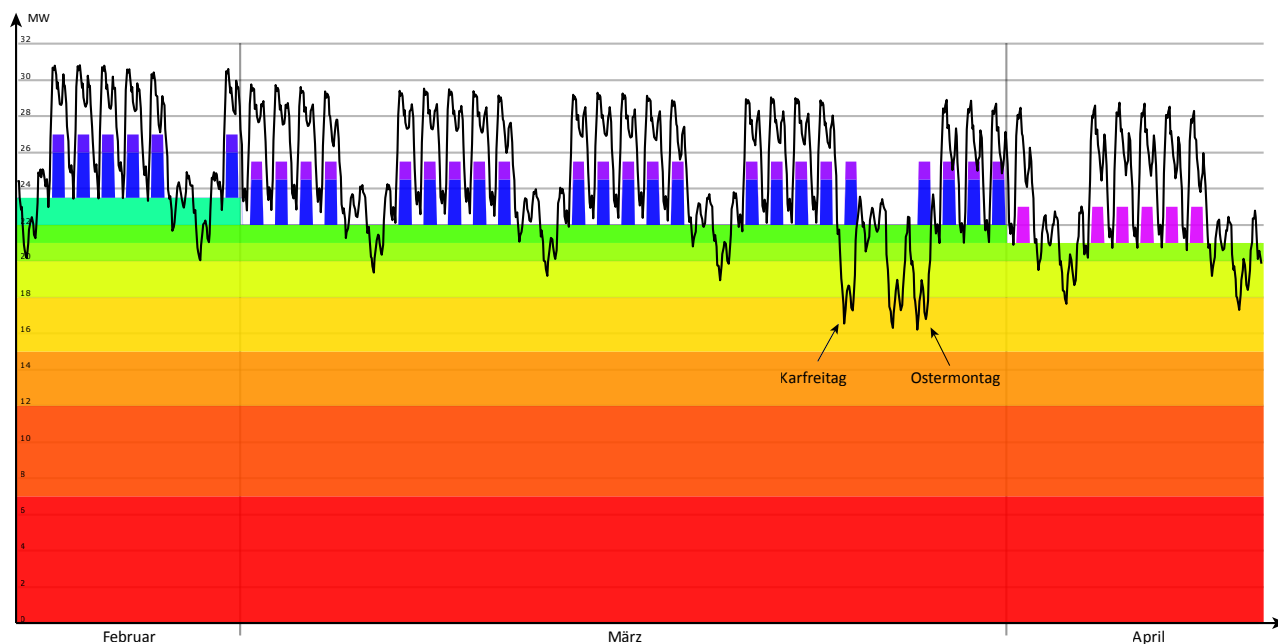


Abbildung 3: Detailliertes Beschaffungsportfolio für die Kalenderwochen 8 bis 14

Das EVU verwendet Langfristprognosen, um abzuschätzen wie viel Strom benötigt wird, aber drei Jahre vor der tatsächlichen Lieferung, kann die Prognose nicht sehr präzise sein. Es ist gut möglich, dass im Laufe der Zeit noch neue Kunden hinzukommen. Je näher der Zeitpunkt der Lieferung kommt, umso präziser wird die Prognose für die benötigte Energie. Im Quartal vor der Lieferung wird dann die Eindeckung durch Kauf und Verkauf von Standardprodukten nochmals nachjustiert (Phase b). Am Tag vor der Lieferung wird eine präzise Kurzfristprognose erstellt. Am Spotmarkt, wo die kurzfristigen Geschäfte gemacht werden, wird nun die Differenz zwischen der bereits beschafften Energie und der mit der Kurzfristprognose vorhergesagten Energie ausgeglichen (Phase c). Nun gibt es üblicherweise eine Abweichung zwischen der prognostizierten und der tatsächlich konsumierten Energie – die Ausgleichsenergie (Phase d).

Im Rahmen eines KTI-Projekts<sup>1</sup> haben wir eine Software entwickelt, welches den eben beschriebenen Beschaffungsprozess in den Phasen (a) und (b) mit den folgenden Funktionalitäten unterstützt:

- *Visualisierung der Beschaffungen:* Die in Abbildung 1 dargestellte Eindeckung mit einem Base- und einem Peak-Band ist stark vereinfacht. Tatsächlich wird die Energie in mehreren Tranchen beschafft. In Abbildung 3 sind die separaten Beschaffungen der Kalenderwochen 8 bis 14 in unterschiedlichen Farbtönen dargestellt. Mit den steigenden Temperaturen im Frühling sinkt der Energiebedarf. Entsprechend ist der eingedeckte Base-Anteil im März

um 1.5 Megawatt tiefer als noch im Februar und im April um ein weiteres Megawatt reduziert. Die starken Abweichungen zwischen der Prognose und der Beschaffung Ende März sind auf die Feiertage der Ostern zurückzuführen. Zudem werden diverse Kennzahlen, wie die total beschaffte Energiemenge und verschiedene Indikatoren der Abweichungen zwischen Prognose und Beschaffung gerechnet, um eine detaillierte Einschätzung der Beschaffungssituation zu ermöglichen.

- *Periodische Überprüfung der Marktsituation und Notifikation:* Die Standardprodukte werden an der *European Energy Exchange*<sup>2</sup> gehandelt. Um keine Marktchance zu verpassen oder eine böse Überraschung zu erleben, lädt das Programm stündlich die neuesten Marktdaten für die relevanten Produkte und analysiert diese. Werden konfigurierbare Grenzwerte unter bzw. überschritten, wird mit einem E-Mail die für den Energiehandel verantwortliche Person kontaktiert.
- *What-If Analyse für die Nachjustierung:* Im Quartal vor der Bereitstellung der Energie wird die bereits beschaffte Energie durch Kauf- und Verkauf von Standardprodukten nochmals anhand einer aktualisierten Langfristprognose des Verbrauchs angepasst. Dabei muss entschieden werden, wie viele Megawatt Base oder Peak gekauft bzw. verkauft werden sollen. Die aktuelle Eindeckung, die aktuellste Prognose und die Preise für die Standardprodukte sind bekannt. Unbekannt aber sind die Preise am Spotmarkt. Diese werden erst am Tag vor der Lieferung gemacht. Energie, die in

<sup>1</sup> Regelung von virtuellen elektrischen Speichern, KTI-Nr. 17307.1 PFEN-ES

<sup>2</sup> <http://www.eex.com>

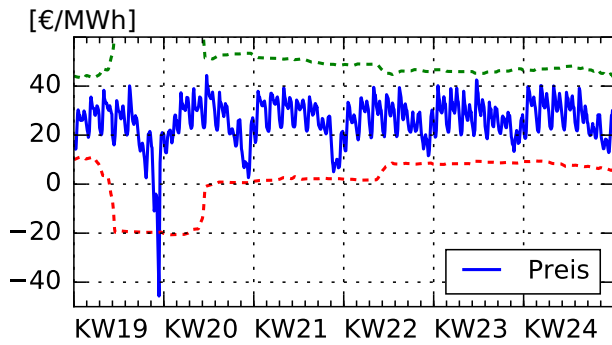


Abbildung 4: Energiepreise am Spotmarkt KW 19 bis 24

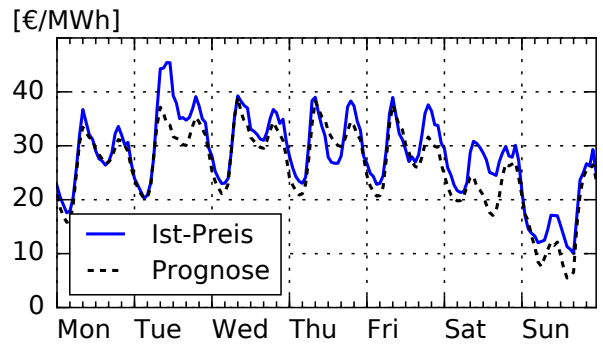


Abbildung 6: Vergleich Ist-Preis / Prognose der KW 25

dieser Phase nicht beschafft wird (Short Position), muss später am Spotmarkt zu einem unbekanntem Preis eingekauft und überschüssige Energie (Long Position) verkauft werden. Um zu entscheiden welche Geschäfte jetzt getätigt werden sollen, ist eine Prognose für die Preise am Spotmarkt notwendig.

- **Kostenminimale Nachjustierung:** Basierend auf der Langfristprognose des Energiebedarfs, der aktuellen Eindeckung, der Preise am Terminmarkt und einer Preisprognose für den

Spotmarkt wird ein mathematisches Kostenmodell für die Nachjustierung entwickelt. Mit Hilfe einer Optimierungssoftware kann nun anhand dieses Modells diejenige Nachjustierung berechnet werden, welche in der Gesamtbetrachtung die geringsten Kosten verursacht.

**Spotmarkt Prognose**

Abbildung 4 zeigt die Preise am Spotmarkt in der Einheit €/MWh über die sechs Kalenderwochen 19 bis 24. Die Daten sind stundengenau aufgelöst. Erkennbar sind ein sich wöchentlich wiederholendes Muster sowie ein Ausreisser am Sonntag der KW 19. Tatsächlich erhielt man an diesem Sonntag zu jeder abgenommenen Megawattstunde noch über 40 Euro dazu. Ursache war eine massive Überproduktion bedingt durch Wind und Sonne.

Börsenkurse lassen sich im Allgemeinen nicht genau vorhersagen. Aber sich wiederholende Muster sollen natürlich bei einer Prognose nicht ausser Acht gelassen werden. Dazu wird die Zeitreihe der Spotpreise in drei Zeitreihen zerlegt, die punktweise addiert wieder der ursprünglichen Zeitreihe entspricht:

$$\text{Spotpreis}_t = \text{Trend}_t + \text{Muster}_t + \text{Rest}_t$$

Der *Trend* entspricht der langfristigen Entwicklung der Reihe. Das periodische *Muster* ist das gesuchte charakteristische Wochenprofil und der *Rest* ist das, was übrigbleibt. Vor der Zerlegung werden die Ausreisser ausserhalb eines gleitenden Durchschnitts  $\pm 3$  Standardabweichungen abgeschnitten. Dann wird mittels einem gleitendem Durchschnitt (Fenstergrösse: 1 Woche) die Trendkomponente extrahiert und vom Ist-Preis abgezogen (Abbildung 5 Trend). Aus den trendfreien Daten wird nun das periodische *Muster* extrahiert, indem für jeden Wochentag und jede Stunde die Daten gemittelt werden. D.h. für jeden der sechs Montage werden die Werte um 0:00 Uhr gemittelt. Dann die sechs Werte der nächsten Stunde. Abbildung 5 zeigt die Dekomposition der in Abbildung 4 dargestellten Spotpreise. Zur Prognose der Spotpreise für die KW 25 wird nun dieses sich wiederholende *Muster* im einfachsten Fall zu einem gemittelten *Trend* hinzuaddiert. Da die einzelnen

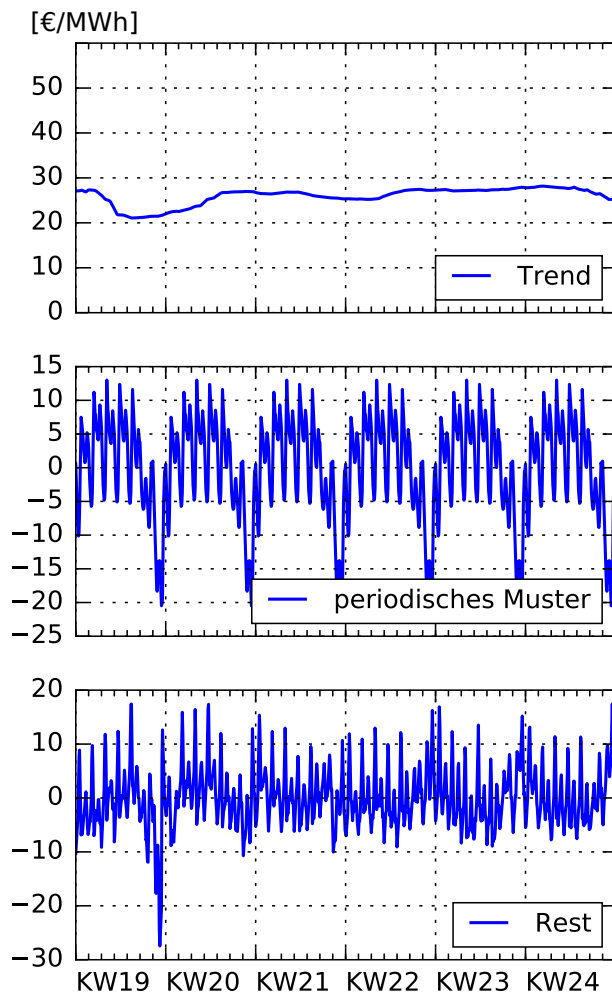


Abbildung 5: Spotpreis Dekomposition

Komponenten nun isoliert vorliegen, lassen sich damit leicht auch komplexere Spotpreisszenarien modellieren. Abbildung 6 zeigt die Prognose und den tatsächlichen Preis. Mit der Spotpreisprognose sind jetzt alle Parameter für eine Bewertung einer Nachjustierung der Beschaffung gegeben.

### Nachjustierung

Im obersten Graphen der Abbildung 7 ist zu sehen, dass in der KW 25 laut Prognose jeweils nachts und das ganze Wochenende zu viel Energie beschafft wurde. Dafür fehlt Energie zu den Spitzenlastzeiten. Wie wäre die Situation, wenn das durchgehende Base-Band um -3 MW abgesenkt und das Peak-Band um +7 MW erhöht würde? Wie wäre die Abdeckung und was würde da kosten?

Das What-If-Analyse-Tool rechnet für solche Szenarien die wichtigsten Kennzahlen und visualisiert das Resultat. Abbildung 7 zeigt die Situation vor der Nachjustierung, die geplante Anpassung und die Situation nach der Anpassung. Nach der Justierung wäre die prognostizierte Energie deutlich besser abgedeckt. Aber welche finanziellen Dimensionen hat dieser Handel? Einerseits wird Base verkauft und Peak gekauft, anderer-

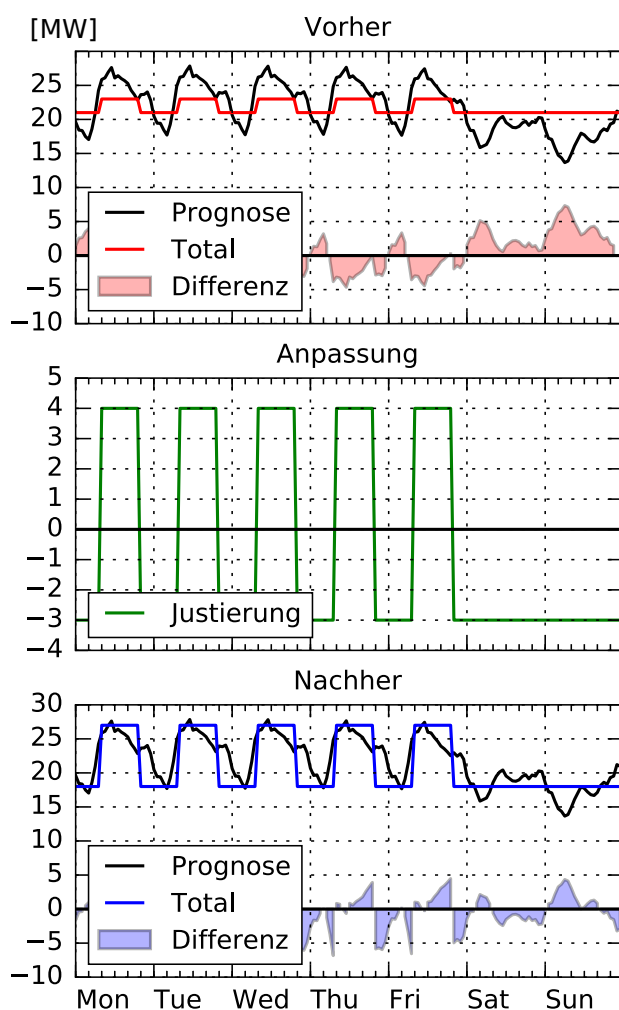


Abbildung 7: Nachjustierung [Vorher, Anpassung, Nachher]

	Kosten [€]	Kaufen [€]	Verkaufen [€]
Nachjustierung	588	14'700 (7 MW Peak über 5×12h zu 35 €/MWh)	14'112 (3 MW Base über 7×24h zu 28 €/MWh)
Spot	6010	8653 (232 MWh Short)	2643 (130 MWh Long)
Total	6598		

Tabelle 1: Auswirkungen einer Nachjustierung von -3MW Base und +7MW Peak

seits muss die Differenz nach der Justierung noch am Spotmarkt ausgeglichen werden.

Die What-If Analyse berechnet nun die Auswirkungen der angedachten Nachjustierung. Am Terminmarkt werden 7 MW Peak-Band zu einem Preis von 35 €/MWh gekauft. Wie bereits erwähnt, deckt das Peak-Band nur die fünf Arbeitstage jeweils von 8:00 – 20:00 Uhr, also 12 Stunden ab. Benötigt werden also 5×7×12 MWh = 420 MWh. Die verkauften 3 MW Base-Band hingegen decken alle 7 Wochentage über die vollen 24 h ab. Die verkaufte Energie beläuft sich also auf 3×7×24 MWh = 504 MWh. Base-Band Energie ist preiswerter – wir rechnen hier mit 28 €/MWh. Die Differenz zwischen der Bedarfsprognose und der nachjustierten Beschaffung (Abbildung 7: Nachher / Differenz) wird nun am Spotmarkt zu den prognostizierten Preisen ausgeglichen. Für obiges Szenario müssen 232 MWh dazugekauft und 130 MWh verkauft werden. Tabelle 1 gibt einen Überblick über die finanziellen Konsequenzen der vorgesehenen Nachjustierung.

### Kostenminimale Nachjustierung

Die What-If Analyse berechnet die Auswirkung einer angedachten Nachjustierung. Aber welche Nachjustierung, wie viel Base- und Peak-Band müsste man für minimale Kosten wählen?

Anstatt manuell nach einer guten Lösung zu suchen, wird ein mathematisches Modell definiert, welches optimal gelöst werden kann. Das Ziel dabei ist die Minimierung der total anfallen-

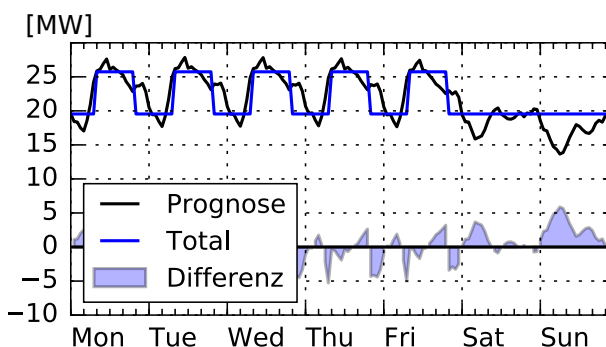


Abbildung 8: Optimale Nachjustierung

	Kosten [€]	Kaufen [€]	Verkaufen [€]
Nachjustierung	1963	8805 (4.2 MW Peak über 5×12h zu 35 €/MWh)	6843 (1.5 MW Base über 7×24h zu 28 €/MWh)
Spot	3934	6055 (150 MWh Short)	2121 (139 MWh Long)
Total	5897		

Tabelle 2: Auswirkungen der optimalen Nachjustierung

den Kosten  $costTotal$ . Diese setzen sich aus den Kosten für die Nachjustierung  $costFutures$  und den Kosten zusammen, die danach am Spotmarkt anfallen  $costSpot$ :

$$costTotal = costFutures + costSpot$$

Die Energiemenge für die Nachjustierung entspricht der gewünschten Leistung mit dem entsprechenden Lieferprofil ( $profileBase$  bzw.  $profilePeak$ ) multipliziert. Dies sind Zeitreihen mit den entsprechenden Lieferzeiten:

$$amountBase = powerBase \times profileBase$$

$$amountPeak = powerPeak \times profilePeak$$

Die Kosten für die Nachjustierung berechnen sich aus der Menge multipliziert mit dem Preis:

$$costFutures = \Sigma (amountBase \times priceBase) + \Sigma (amountPeak \times pricePeak)$$

Die Kosten am Spotmarkt setzen sich zusammen aus der Menge der auszugleichenden Energie  $amountSpot$  und der Spot-Preis-Prognose  $spotPricePred$ :

$$costSpot = \Sigma (amountSpot \times spotPricePred)$$

Die Menge der Energie, die am Spotmarkt ausgeglichen werden muss, ist die Differenz zwischen der Langfristprognose  $prediction$  und dem  $total$  nach der Nachjustierung:

$$amountSpot = prediction - (total + amountBase + amountPeak)$$

Ein Solver kann nun automatisch nach einer Variablenbelegung für  $powerBase$  und  $powerPeak$  su-

chen, so dass  $totalCost$  minimal wird. Für die KW 25 findet der Solver folgende optimale Lösung: Kauf von 4.2 MW Peak-Band und Verkauf von 1.5 MW Base-Band. Tabelle 2 gibt eine Übersicht über die entstehenden Kosten und Abbildung 8 zeigt die Beschaffungssituation nach dieser optimalen Nachjustierung. Mit dieser optimalen Nachjustierung spart man rund 700 € in der KW 25 gegenüber der von Hand geschätzten Nachjustierung. Auf das Jahr betrachtet sind das rund 40'000 Franken. Die Resultate basieren auf der Prognose der Spotmarktpreise und sind entsprechend mit Vorsicht zu genießen.

Das Modell kann nun weiter verfeinert werden. Beispielsweise könnte man einschränken, dass am Spotmarkt maximal 100 MWh Energie dazugekauft werden müssen, um das Risiko steigender Preise zu minimieren. Tatsächlich ist das realisierte Modell deutlich komplexer als das oben skizzierte. Es unterstützt zusätzlich separate Kauf- und Verkaufspreise für die Standardprodukte und den Spotmarkt sowie Parameter zur Kontrolle des Risiko-Ertrags-Verhältnisses.

#### Fazit und Ausblick

In diesem Bericht haben wir aufgezeigt, wie die Bewirtschaftung des Energieportfolios eines EVUs mittels What-If Analysen und mathematischer Optimierung unterstützt werden kann.

Die Spotpreisprognose könnte durch den Einbezug weiterer Einflussfaktoren wie zum Beispiel Ölpreise oder Kennzahlen zur Wirtschaftsleistung und dem Einsatz von Machine-Learning Algorithmen weiter präzisiert werden. Schliesslich liesse sich das System so weiterentwickeln, dass es selbständig die unterschiedlichsten Szenarien simuliert und basierend auf einer Risikobewertung zu den günstigsten Zeitpunkten automatisch Handlungsempfehlungen vorschlägt.