

intergia - Strompreisoptimierung

Handbuch



Die Energiewende braucht gut informierte Stromkunden!

Software „intergia - Strompreisoptimierung“ Version 1.1
Handbuch 1. Auflage

Vöhl 2013

K.-H. Selzam GmbH
Basdorferstr. 15 a
34516 Vöhl

Tel: 05635-221
Fax: 05635-8263

www.selzam.de
www.intergia.selzam.de
info@selzam.de

Vorwort

Die Liberalisierung des Strommarkts hat die Anforderungen an die Stromeinkäufer in Industrie und Gewerbebetrieben erheblich erhöht. Strom ist heute ein Finanzprodukt und wird an der Energiebörse gehandelt. Die Einkäufer in großen Unternehmen beobachten regelmäßig die Preisentwicklung an den Terminmärkten, um nicht den richtigen Zeitpunkt zu verpassen. Teilweise wird zu mehreren Zeitpunkten vor Beginn des Lieferzeitraums in „Tranchen“ eingekauft, um das Risiko zu diversifizieren. Einige energieintensive Unternehmen haben sogar eine eigene Stromhandelsabteilung etabliert, die „auf Augenhöhe“ mit den Stromlieferanten an den Strommärkten agieren. Die meisten Unternehmen begnügen sich aber damit, Ihren Strombedarf für die nächste Lieferperiode auszuschreiben und bei den Stromanbietern Angebote einzuholen. Die Anbieter benötigen die für die Angebotsabgabe einen historischen Jahreslastgang des Kunden, weil Sondervertragskunden „verursachungsgerecht“ bepreist werden.

Wie die Bepreisung von Lastgängen funktioniert wissen die Kunden in der Regel nicht und oftmals wissen es die Kundenberater selbst nicht. In meiner Zeit als Stromproduktentwickler bei einem mittelhessischen Energieversorger habe ich die Preiskalkulation von Sondervertragskunden erlernt, die Zusammenarbeit zwischen Vertrieb und Stromhandel erlebt und den Umgang mit großen und kleinen Kunden kennengelernt.

Im vorliegenden Handbuch werden Sie erfahren, wie das Thema „Stromeinkauf“ aus dem Blickwinkel eines Stromproduktentwicklers gesehen wird.

Eine neue Herausforderung für die Stromeinkäufer wird zunehmend die Energiewende. Schon heute beeinflussen die schwankenden Erzeugungsarten Photovoltaik und Wind die Preise im Kurzfristhandel (Spotmärkte). Je mehr fluktuierende Erzeuger installiert werden, desto volatil werden die Preise an Spot- und Terminmärkten werden. Bisher haben sich die Kraftwerke nach dem Strombedarf der Kunden gerichtet. In Zukunft werden sich steuerbare Verbraucher und Erzeuger nach den fluktuierenden Erzeugern und den stochastischen Verbrauchern richten. Unternehmen werden zukünftig von der Energiewende dann profitieren, wenn sie ihren Energiebedarf intelligent steuern können (Stichworte: Demand Response, Demand Side Management).

Als wissenschaftlicher Mitarbeiter bei einem nordhessischen Forschungsinstitut für erneuerbare Energien bin ich zuständig für die Entwicklung von Anreizsystemen, die die Stromkunden motivieren sollen, insbesondere dann Strom zu verbrauchen, wenn viel Strom aus fluktuierenden Stromquellen zur Verfügung steht. Diese Anreizsysteme sind die Stromprodukte der Zukunft (Stichworte: Variable Tarife, Variable Netzentgelte, EnWG § 40 Absatz 5).

In den Forschungsprojekten arbeite ich eng zusammen mit Energielieferanten, Netzbetreibern und anderen Forschungsinstituten. Selbst bei den Projektpartnern stelle ich oft fest, dass teilweise immer noch die Denkmuster der „alten Welt“ in den Köpfen existieren. Viele reden beispielsweise von Grundlastfähigkeit von Kraftwerken, Verstetigung von Windstrom und dass Strompreise desto günstiger sind, je gleichmäßiger der Verbrauch ist. Im Handbuch werden Sie an diversen Stellen die Rubrik „Denkmuster der alten Welt“ finden. Hier können Sie prüfen, ob Sie auch noch in der „alten Welt“ leben oder schon „up to date“ sind.

Das vorliegende Handbuch will einen Beitrag leisten, die Kalkulation von Stromlastgängen besser zu verstehen und die Auswirkungen von zusätzlichen und fehlenden Informationen auf den Strompreis beurteilen zu können. Primäre Zielgruppe sind Stromeinkäufer in Unternehmen, die sich regelmäßig über die Strompreise an der Energiebörse informieren, aber keine teure Handelssoftware nutzen. Stromeinkäufer, die sich nur wenige Tage im Jahr um Strompreise kümmern, werden vermutlich nicht die Zeit haben, die Vorteile der Software zu nutzen, könnten aber einen Stromeinkaufsberater beauftragen, diese Aufgabe zu übernehmen. Stromeinkaufsberater sind somit auch eine interessante Zielgruppe, die ihren Kunden so einen Mehrwert bieten kann.

Eine dritte Zielgruppe sind Energielieferanten, die ihre „Price Forward Curves“ und Preisformeln für Tranchenprodukte auf Arbitragefreiheit prüfen, niedrigere Risikoaufschläge kalkulieren und ihren Kunden so günstigere Strompreise anbieten können.

Ebenfalls potentielle Zielgruppen sind Forschungsinstitute und Energietechnologie-Hersteller, die das Thema „Demand Response“ als ein Instrument zum Gelingen der Energiewende aus Sicht der Unternehmen stromkostentechnisch untersuchen und optimieren wollen. Insbesondere wird im Handbuch erläutert, wie Unternehmen auch mit fixen (anstatt variablen, weil noch nicht von den Lieferanten angebotenen) Strompreisen durch Lastverschiebungen den Strompreis für die nächste Preisverhandlung positiv beeinflussen können.

Die Motivation für unsere Arbeit ziehen wir aus der Idee, den Akteuren der Energiewirtschaft eine kostengünstige und einfach zu bedienende Software anzubieten, die unsere Philosophie von intelligentem Stromeinkauf unterstützt. Diese Philosophie ist geprägt von einem fairen Umgang zwischen Lieferant und Kunde. Wir wollen die Nachvollziehbarkeit von Strompreisen verbessern und so auch das Vertrauen in komplexe Stromprodukte, wie z. B. Preisformeln, stärken. Wir wollen zeigen, dass intelligentes Lastmanagement mehr ist als nur Spitzenlastoptimierung. Und auch die Lieferanten wollen wir mit der Software unterstützen, Preisrisiken zu reduzieren und so ihren Stromkunden risikoadäquat preiswerte Stromprodukte anbieten zu können. Die Inhalte dieses Handbuchs zusammengefasst in einem Satz: So wird aus Strom „intelligente energie“!

Wir wünschen allen Nutzern der Software viel Erfolg für ihre jeweiligen Aufgaben und den Lesern des Handbuchs und einen möglichst großen Erkenntnisgewinn.

Sollten Ihnen Fehler im Handbuch auffallen, wären wir Ihnen für einen Hinweis sehr dankbar.

Patrick Selzam

Vöhl, den 01.02.2013

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	6
2. Installation	7
3. Grundlagen der Lastgangbepreisung	8
3.1 Datenaufbereitung.....	9
3.2 Lastganganalyse	10
3.3 Lastgangprognose	11
3.4 Preisermittlung	12
3.4.1 Price Forward Curve.....	12
3.4.2 Trancheneinkauf mit Preisformel.....	13
4. Nutzung der Software.....	14
4.1 Bedienungsanleitung.....	14
4.2 Interpretation der Ergebnisse.....	18
4.2.1 Lastgang	18
4.2.2 Lastganganalyse.....	19
4.2.3 Preise und Preisformeln	21
4.2.4 Lastgangprognose	23
5. Tipps und Tricks	24
5.1 Teillastgänge berücksichtigen.....	24
5.2 Preisformeln prüfen.....	25
5.3 Price Forward Curves prüfen	26
5.4 Strompreise durch Lastverschiebungen optimieren	27
5.5 Bewertung der Stromeinkaufs-Performance.....	29
6. Fehlerbehebung - FAQ.....	30
7. Haftungsausschluss	31

1 Einleitung

Stromeinkäufer ist ein interdisziplinärer Beruf. Es werden technische, juristische und wirtschaftliche Fähigkeiten und Kenntnisse benötigt. Der Strompreis besteht aus drei Preiskomponenten:

- Energielieferpreis
- Netzentgelte
- Steuern und Abgaben.

Die Software „intergia – Strompreisoptimierung“ unterstützt den Stromeinkäufer primär bei der Optimierung des Energielieferpreises. Diese Preiskomponente ist allerdings sehr wichtig, weil sie die einzige ist, die der Stromeinkäufer im liberalisierten Strommarkt frei verhandeln kann.

Netzentgelte sowie Steuern und Abgaben sind geregelt in Gesetzen, Verordnungen, etc., die ständig angepasst, ergänzt und erweitert werden.

Im weiteren Verlauf dieses Handbuchs beziehen sich die Kalkulation und die Optimierung der Strompreise ausschließlich auf die Preiskomponente Energielieferpreis.

Im 3. Kapitel werden die Grundlagen der Lastgangbepreisung vermittelt. Dieser Prozess gliedert sich in vier Schritte:

1. Datenaufbereitung
2. Lastganganalyse
3. Lastgangprognose
4. Preisermittlung

Im 4. Kapitel wird die Nutzung der Software erläutert. Auch die Benutzeroberfläche orientiert sich an den genannten vier Schritten zur Lastgangbepreisung und ist einfach zu bedienen.

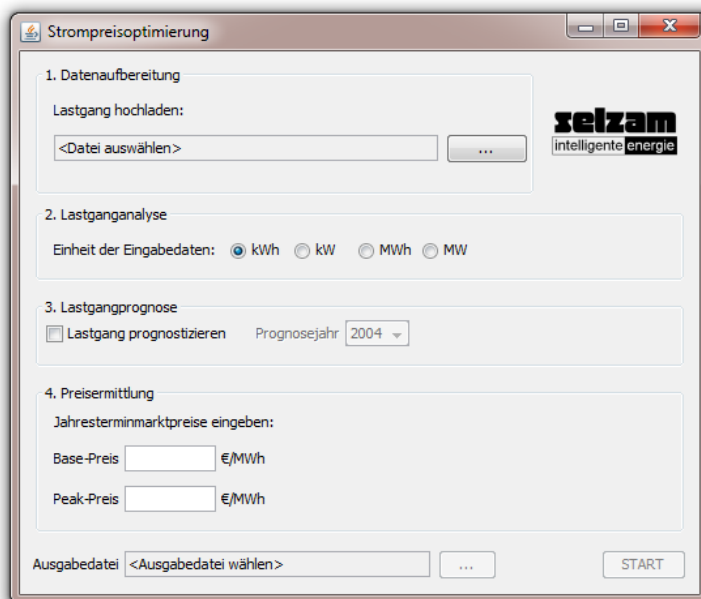


Abbildung 1: Benutzeroberfläche „intergia – Strompreisoptimierung“

Außerdem werden im 4. Kapitel die von der Software berechneten Ergebnisse vorgestellt und interpretiert.

Im 5. Kapitel erfahren Stromeinkäufer und Stromeinkaufsberater, wie Sie durch Angabe von Zusatzinformationen den Strompreis optimieren können. Energielieferanten wird gezeigt, wie sie Preisformeln und Price Forward Curves auf Arbitragefreiheit prüfen können. Forschungsinstituten und Energietechnologie-Herstellern wird erklärt, wie Unternehmen auch bei fixen Strompreisen durch Lastverschiebungen ihren Strompreis für die nächste Preisverhandlung positiv beeinflussen können.

Vorab wird nun im 2. Kapitel die Installation der Software beschrieben.

2 Installation

Exklusiv für Software-Kunden

3 Grundlagen der Lastgangbepreisung

Elektrische Energie zeichnet sich im Vergleich zu anderen Energiearten dadurch aus, dass sie nur schlecht gespeichert werden kann und somit Erzeugung und Verbrauch immer ausgeglichen sein müssen. Untertägige Verbrauchsschwankungen bilden sich in den Kurzfristpreisen der Strombörse EEX ab. Wenn viel Strom verbraucht wird, müssen teure Spitzenlastkraftwerke dazugeschaltet werden und der Stundenpreis am Spotmarkt der EEX (EPEX) steigt. Bei niedrigem Verbrauch sinkt der Spotmarktpreis entsprechend. Das Verbrauchsverhalten lässt sich relativ gut prognostizieren und bildet sich auch in den Terminmarktpreisen der EEX ab. An der Strombörse können Peak- und OffPeak-Blöcke für mehrere Jahre, Quartale, Monate und auch Wochen im Voraus gehandelt werden. Die Peak-Blöcke sind festgelegt für Montag – Freitag von morgens 8:00 Uhr bis abends 20:00 Uhr. Die Off-Peak-Blöcke sind festgelegt für die restlichen Zeiten von 20:00 Uhr abends bis 8:00 Uhr morgens und die gesamten 24 Stunden am Wochenende. Vereinfacht gesagt, ist der Strompreis an den Arbeitstagen tagsüber hoch (Peak) und in der Nacht sowie dem gesamten Wochenende niedrig (OffPeak). Außerdem können auch Base-Bänder für die o.g. Zeiträume an der EEX gehandelt werden, die einem mittleren Durchschnittspreis entsprechen.

Definition Peak-Block:

Gleichmäßige Stromleistung von Montag – Freitag jeweils von 8:00 Uhr bis 20:00 Uhr

Definition Off-Peak-Blöcke:

Gleichmäßige Stromleistung von Montag – Freitag jeweils von 0:00 Uhr bis 8:00 Uhr und von 20:00 Uhr bis 24:00 Uhr sowie Samstag und Sonntag von 0:00 Uhr bis 24:00 Uhr

Definition Base-Band:

Gleichmäßige Stromleistung von Montag bis Sonntag jeweils von 0:00 Uhr bis 24:00 Uhr

Standardprodukte Terminmarkt:

Base-, Peak- und OffPeak-Produkte werden gehandelt für mehrere Jahre, Quartale, Monate und Wochen im Voraus

Denkmuster der „alten Welt“:

Der Strompreis pro kWh wird desto günstiger, je gleichmäßiger das Verbrauchsverhalten des Kunden ist (ideal wäre ein Base-Band).

Richtig ist aber:

Nicht der gleichmäßig verbrauchende Kunde erhält den günstigsten Strompreis, sondern der Kunde, der dann Strom verbraucht, wenn allgemein wenig Strom verbraucht wird (in den OffPeak-Zeiten).

→ Solche Kunden können auch oft individuelle Netzentgelte vereinbaren, weil sie eben auch das Netz dann nutzen, wenn es wenig genutzt wird (§ 19 StromNEV).

Zusätzlich steigt die Volatilität der Strommärkte durch die Energiewende, bzw. den zunehmenden Einfluss der fluktuierenden Erzeuger, die nahezu ohne variable Kosten Strom in den Markt bringen und somit den Stundenpreis am Spotmarkt zeitweise sinken lassen (der sogenannte Merrit-Order-Effekt). Diese Preisschwankungen erschweren zusätzlich die Bepreisung von Lastgängen und könnten zukünftig dazu führen, dass nicht mehr durchschnittliche Arbeitspreise für ein gesamtes Jahr, sondern nur noch Stundenpreise vom Dayahead-Spotmarkt angeboten werden können. Derzeit ist es aber noch so, dass die Stromhändler den Strombedarf ihrer Kunden langfristig prognostizieren und sich entsprechend an den Termin- und Spotmärkten eindecken. Die Fehlmengen zwischen Prognose und Ist-Verbrauch werden dann nachträglich über Ausgleichsenergie abgedeckt.

Für die Berechnung der Kundenpreise müssen die Preis- und Mengenrisiken der Strombeschaffung entsprechend kalkuliert werden. Kleine Kunden bis 100.000 kWh werden derzeit noch über sogenannte Standardlastprofile abgerechnet. Leistungsgemessene Kunden werden dagegen individuell gemäß des gemessenen Lastgangs bepreist. Dieser Prozess gliedert sich in vier Schritte:

1. Datenaufbereitung
2. Lastganganalyse
3. Lastgangprognose
4. Preisermittlung

3.1 Datenaufbereitung

Der Messstellenbetreiber ist zuständig für die Stromzähler und auch die gemessenen Lastgangdaten. Auch dieser Akteur wurde liberalisiert, aber in der Regel ist der Verteilnetzbetreiber auch der Messstellenbetreiber. Die Kunden bezahlen Netzentgelte und haben mit dem enthaltenen Messpreis auch die Aufgaben des Messstellenbetreibers bezahlt. Der Kunde sollte also die aktuell verfügbaren Lastgangdaten kostenlos vom Netzbetreiber in elektronischer Form erhalten. In der Regel wird das Format csv (comma-separated values) verwendet, das problemlos in Excel oder einem anderen Tabellenkalkulationsprogramm verarbeitet werden kann. Die Dateien bestehen oft aus drei Spalten, nämlich dem Datum, der Uhrzeit und den Leistungswerten im ¼ h – Intervall.

Für die weitere Bearbeitung ist zu prüfen, ob die fehlende Stunde von 2:00 – 3:00 Uhr am letzten Sonntag im März übersprungen wurde oder 4 Nullwerte eingetragen sind, die dann entsprechend berücksichtigt werden müssen (24-25 - Systematik).

Für die folgende Lastanganalyse empfehlen wir aufgrund der besseren Übersichtlichkeit das stündliche Matrixformat. Beim Matrixformat wird unterschieden zwischen der 23-25 - Systematik und der einheitlichen 24-24 - Systematik. Bei der 24-24 – Systematik wird die zusätzliche Stunde am letzten Sonntag des Oktobers von 2:00 – 3:00 Uhr in die Lücke der fehlenden Stunde im März eingetragen (Sommer-/Winterzeit-Umstellung). Dies hat zur Folge, dass die Mengen und Preise von März und Oktober von den tatsächlichen Ist-Werten minimal abweichen, erleichtert aber die weitere Analyse des Lastgangs.

Unterschiedliche Lastgangsformate:

- Spalten-Format und Matrix-Format
- Stunden-Format (h-Format) und Viertelstunden-Format (1/4 h - Format)
- 23-25 - Systematik, 24-25 - Systematik und 24-24 - Systematik

1	A	B	C	D	E
2	Datum	von	bis	Wert	
3	01.01.12	0:00	0:15	687.00	
4	01.01.12	0:15	0:30	687.00	
5	01.01.12	0:30	0:45	687.00	
6	01.01.12	0:45	1:00	687.00	
7	01.01.12	1:00	1:15	664.00	
8	01.01.12	1:15	1:30	664.00	
9	01.01.12	1:30	1:45	664.00	
10	01.01.12	1:45	2:00	664.00	
11	01.01.12	2:00	2:15	862.00	
12	01.01.12	2:15	2:30	862.00	
13	01.01.12	2:30	2:45	862.00	
14	01.01.12	2:45	3:00	862.00	
15	01.01.12	3:00	3:15	621.00	
16	01.01.12	3:15	3:30	621.00	
17	01.01.12	3:30	3:45	621.00	
18	01.01.12	3:45	4:00	621.00	
19	01.01.12	4:00	4:15	723.00	
20	01.01.12	4:15	4:30	723.00	
21	01.01.12	4:30	4:45	723.00	
22	01.01.12	4:45	5:00	723.00	
23	01.01.12	5:00	5:15	752.00	
24	01.01.12	5:15	5:30	752.00	
25	01.01.12	5:30	5:45	752.00	
26	01.01.12	5:45	6:00	752.00	
27	01.01.12	6:00	6:15	396.00	
28	01.01.12	6:15	6:30	396.00	
29	01.01.12	6:30	6:45	396.00	
30	01.01.12	6:45	7:00	396.00	
31	01.01.12	7:00	7:15	571.00	
32	01.01.12	7:15	7:30	571.00	
33	01.01.12	7:30	7:45	571.00	
34	01.01.12	7:45	8:00	571.00	
35	01.01.12	8:00	8:15	371.00	
36	01.01.12	8:15	8:30	371.00	
37	01.01.12	8:30	8:45	371.00	
38	01.01.12	8:45	9:00	371.00	
39	01.01.12	9:00	9:15	264.00	
40	01.01.12	9:15	9:30	264.00	
41	01.01.12	9:30	9:45	264.00	
42	01.01.12	9:45	10:00	264.00	

1	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
2	von:	00:00	00:15	00:30	00:45	01:00	01:15	01:30	01:45	02:00
3	01.01.12	278.000	280.000	280.000	280.000	278.000	276.000	278.000	278.000	282.000
4	02.01.12	280.000	280.000	284.000	280.000	274.000	280.000	278.000	280.000	280.000
5	03.01.12	974.000	932.000	932.000	932.000	932.000	932.000	932.000	932.000	728.000
6	04.01.12	712.000	708.000	708.000	708.000	708.000	708.000	708.000	708.000	646.000
7	05.01.12	664.000	682.000	682.000	682.000	682.000	682.000	682.000	682.000	652.000
8	06.01.12	226.000	226.000	230.000	224.000	224.000	226.000	224.000	228.000	224.000
9	07.01.12	220.000	224.000	224.000	220.000	220.000	218.000	220.000	222.000	220.000
10	08.01.12	668.000	666.000	670.000	678.000	668.000	646.000	676.000	678.000	622.000
11	09.01.12	714.000	702.000	704.000	704.000	710.000	700.000	682.000	700.000	692.000
12	10.01.12	698.000	718.000	722.000	700.000	704.000	696.000	682.000	686.000	678.000
13	11.01.12	704.000	724.000	696.000	664.000	682.000	676.000	642.000	662.000	660.000
14	12.01.12	732.000	698.000	706.000	698.000	672.000	656.000	648.000	654.000	652.000
15	13.01.12	244.000	244.000	256.000	244.000	240.000	238.000	236.000	244.000	242.000
16	14.01.12	228.000	228.000	242.000	228.000	228.000	228.000	234.000	226.000	228.000
17	15.01.12	732.000	810.000	774.000	758.000	712.000	674.000	642.000	650.000	656.000
18	16.01.12	732.000	702.000	716.000	706.000	698.000	684.000	684.000	714.000	706.000
19	17.01.12	732.000	716.000	714.000	724.000	692.000	686.000	666.000	678.000	684.000
20	18.01.12	732.000	720.000	744.000	770.000	752.000	704.000	664.000	696.000	704.000
21	19.01.12	626.000	626.000	640.000	652.000	644.000	622.000	614.000	642.000	640.000
22	20.01.12	236.000	236.000	232.000	226.000	226.000	226.000	224.000	234.000	224.000
23	21.01.12	228.000	228.000	228.000	224.000	224.000	222.000	222.000	224.000	220.000
24	22.01.12	844.000	820.000	844.000	844.000	750.000	732.000	718.000	704.000	698.000
25	23.01.12	730.000	730.000	774.000	760.000	750.000	736.000	728.000	736.000	694.000
26	24.01.12	728.000	732.000	624.000	760.000	766.000	746.000	712.000	740.000	730.000
27	25.01.12	774.000	732.000	764.000	766.000	776.000	762.000	748.000	756.000	754.000
28	26.01.12	740.000	734.000	762.000	748.000	744.000	738.000	712.000	736.000	698.000
29	27.01.12	242.000	236.000	234.000	234.000	230.000	238.000	232.000	236.000	236.000
30	28.01.12	228.000	228.000	232.000	226.000	232.000	224.000	228.000	230.000	228.000
31	29.01.12	702.000	734.000	790.000	778.000	784.000	784.000	770.000	758.000	772.000
32	30.01.12	772.000	730.000	796.000	798.000	788.000	788.000	770.000	780.000	772.000
33	31.01.12	780.000	776.000	804.000	822.000	840.000	812.000	794.000	776.000	768.000
34	01.02.12	560.000	598.000	598.000	598.000	564.000	512.000	482.000	492.000	516.000
35	02.02.12	608.000	562.000	558.000	540.000	530.000	520.000	526.000	522.000	510.000
36	03.02.12	648.000	528.000	450.000	426.000	418.000	392.000	390.000	378.000	400.000
37	04.02.12	286.000	294.000	284.000	268.000	258.000	254.000	258.000	250.000	248.000
38	05.02.12	244.000	250.000	242.000	244.000	248.000	236.000	236.000	236.000	246.000
39	06.02.12	752.000	702.000	762.000	694.000	642.000	616.000	592.000	586.000	588.000
40	07.02.12	634.000	594.000	582.000	580.000	574.000	562.000	550.000	536.000	540.000

Abbildung 2: Lastgang im Spalten- und Matrixformat

Bei der Umrechnung von ¼ h zu h-Werten ist die Einheit zu berücksichtigen. In der Regel wird die Einheit kW verwendet, bei der aus den jeweils vier ¼ h –Werten der Mittelwert berechnet werden muss. Bei der Verwendung der Einheit kWh müssen die jeweils vier ¼ h – Werte addiert werden.

Wichtiger Hinweis:

Für die Berechnung der Leistungspreiskosten gilt weiterhin der höchste ¼ h – Leistungswert. Für die Bepreisung der Lastgänge sind h - Werte aber ausreichend, weil der Spotmarkt in Stundenpreisen abgerechnet wird.

3.2 Lastganganalyse

Die Lastganganalyse wird von den Stromlieferanten oft nur formal durchgeführt. Es wird geprüft, ob die Lastgangdaten plausibel erscheinen, wie groß die Jahresnutzungsdauer ist (relevant für die Nettogeltberechnung) und wie hoch die Jahresspitzenlast ist (relevant für die Leistungspreiskosten). Besonders kundenfreundliche Stromlieferanten nutzen die Lastganganalyse aber auch, um ihre Kunden über mögliche Einsparpotentiale zu informieren und liefern Benchmark-Werte für die betreffenden Branchen der Kunden.

Interessante Benchmark-Kennzahlen sind beispielsweise:

- Jahresspitzenlast
- Quartals- und Monatsspitzenlasten
- Peak/OffPeak-Verhältnis
- Benutzungsstunden/Auslastungsgrad (für das Jahr / die Quartale / die Monate)

Darüber hinaus kann der Kunde selbst seinen Lastgang noch gezielter untersuchen:

- Analyse der Gründe für das Auftreten von Leistungsspitzen und Entwicklung von Strategien zur Senkung der Leistungspreiskosten durch Lastverlagerungen
- Ermittlung von Typtags- und Stundenrelationen um das Verbrauchsverhalten im Unternehmen besser zu verstehen und Erkenntnisse für den zukünftigen Produktionsbetrieb zu gewinnen
- Mit Spektralanalysen können Verbrauchsanomalien aufgespürt werden (z. B. den untypischen Ausfall einer großen Maschine, den geringen Verbrauch während eines Streiks, etc.)

Diese zusätzlichen Informationen sollten auch in den nächsten Schritt der Lastgangprognose einfließen.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB	AC	AD			
1	von:	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00								
2	bis:	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00								
3	01.01.07 Mo	17	18	18	18	18	18	18	19	19	18	18	18	18	18	18	18	18	19	19	19	19	19	18	18	18							
4	02.01.07 Di	19	18	19	20	20	27	35	40	41	38	38	39	38	39	39	38	38	37	35	33	30	29	26	21								
5	03.01.07 Mi	19	19	19	20	20	31	37	43	43	41	41	41	40	40	40	40	39	39	36	35	32	31	28	23								
6	04.01.07 Do	23	22	23	23	23	31	38	42	44	42	44	45	44	44	43	42	41	40	37	35	32	30	29	24								
7	05.01.07 Fr	23	23	23	22	22	31	44	49	52	49	51	49	46	43	43	43	39	38	35	33	34	33	32	31								
8	06.01.07 Sa	31	31	30	28	23	24	32	35	38	37	34	33	28	25	26	24	24	24	24	21	20	20	20	20								
9	07.01.07 So	19	20	20	19	20	20	24	25	25	25	24	25	25	24	23	22	21	22	22	21	22	24	27	28								
10	08.01.07 Mo	27	28	30	28	29	47	70	79	82	73	81	81	79	78	81	82	79	78	67	73	72	70	58	55								
11	09.01.07 Di	54	51	54	53	50	60	75	80	84	74	79	83	83	83	85	85	81	78	68	74	71	67	58	57								
12	10.01.07 Mi	55	54	53	53	50	59	75	83	84	74	80	82	79	80	82	83	81	79	67	75	71	63	60	59								
13	11.01.07 Do	58	54	55	55	52	61	77	82	86	77	85	87	86	84	86	86	82	81	68	74	73	68	58	56								
14	12.01.07 Fr	56	52	56	56	52	59	75	82	85	75	80	83	80	76	80	55	52	51	46	48	45	44	44	47								
15	13.01.07 Sa	45	44	45	45	39	37	43	47	46	45	42	38	30	27	25	24	24	25	24	23	23	23	23	23								
16	14.01.07 So	23	24	23	23	24	24	24	24	24	24	24	24	23	23	23	23	23	24	24	24	24	24	28	46	48							
17	15.01.07 Mo	48	45	49	50	50	63	83	91	95	84	90	92	89	89	93	92	88	86	77	82	79	76	65	63								
18	16.01.07 Di	62	57	60	60	59	67	85	92	94	83	91	90	91	87	89	88	85	84	73	80	74	72	62	60								
19	17.01.07 Mi	59	54	57	57	54	63	81	88	92	82	91	93	92	87	90	86	83	82	71	77	76	74	61	61								
20	18.01.07 Do	61	56	60	60	60	67	84	88	91	80	89	90	90	84	86	86	81	80	70	74	76	73	57	55								
21	19.01.07 Fr	59	56	59	60	58	67	85	91	91	80	87	88	87	79	69	63	62	62	58	58	55	54	51	53								
22	20.01.07 Sa	52	48	52	53	49	45	50	53	54	53	52	48	35	30	29	27	27	27	26	26	24	23	23	23								
23	21.01.07 So	23	24	23	23	23	23	24	24	23	23	23	24	23	23	23	23	23	23	24	24	24	25	27	38	39							
24	22.01.07 Mo	39	38	41	41	40	59	84	91	95	84	89	91	91	87	89	87	85	83	73	79	79	73	64	61								
25	23.01.07 Di	60	54	59	61	59	69	84	90	92	81	88	88	88	86	89	91	87	87	73	81	79	76	62	63								
26	24.01.07 Mi	64	56	61	60	58	68	88	91	93	82	90	92	91	87	88	88	88	88	76	79	76	74	62	61								
27	25.01.07 Do	60	57	61	61	58	68	84	90	90	81	89	92	92	89	91	88	81	82	72	77	74	72	62	60								
28	26.01.07 Fr	58	55	59	60	58	66	82	87	89	79	87	88	87	78	66	65	63	61	57	56	56	56	54	55								
29	27.01.07 Sa	54	49	54	53	51	44	45	47	43	48	48	46	35	31	31	30	30	30	28	28	25	23	23	23								
30	28.01.07 So	22	23	23	23	24	24	24	24	24	24	25	25	24	24	23	23	23	22	23	24	25	29	47	50								
31	29.01.07 Mo	51	47	52	51	51	61	81	88	91	79	88	91	90	85	88	91	84	83	71	81	79	76	65	64								
32	30.01.07 Di	62	56	59	59	58	66	84	88	90	79	87	88	88	87	88	89	85	85	74	80	76	73	65	62								
33	31.01.07 Mi	59	54	58	57	55	65	80	87	91	80	89	91	89	88	86	84	81	83	74	79	76	73	59	59								
34	01.02.07 Do	60	54	59	60	57	67	83	89	92	83	90	91	92	87	89	89	85	85	71	77	76	73	62	61								
35	02.02.07 Fr	62	55	57	59	56	66	81	89	91	80	87	86	83	77	66	63	60	60	53	52	51	53	53	53								
36	03.02.07 Sa	53	48	52	51	49	43	48	51	49	43	48	46	35	31	29	25	25	26	25	25	24	24	23	23								
37	04.02.07 So	23	25	24	23	23	23	24	24	24	23	23	23	24	22	22	22	22	22	23	24	24	25	28	38	40							
38	05.02.07 Mo	39	39	41	42	43	50	77	89	91	80	89	92	90	88	90	88	86	85	74	79	72	67	63	59								
39	06.02.07 Di	61	56	60	59	60	61	80	85	88	78	87	89	92	90	93	90	87	83	73	78	72	65	63	59								
40	07.02.07 Mi	60	55	58	59	60	62	81	89	91	80	90	92	92	90	92	91	88	84	72	79	73	68	64	59								
41	08.02.07 Do	60	56	58	58	59	63	82	86	88	79	88	91	90	89	93	91	90	85	74	81	72	66	62	61								
42	09.02.07 Fr	60	53	58	59	57	61	79	87	89	79	87	87	85	84	87	84	84	81	68	72	66	61	58	55								
43	10.02.07 Sa	54	54	54	53	50	47	49	50	49	46	46	47	39	34	35	33	33	32	27	25	24	24	23	23								

Abbildung 3: Ausschnitt „intergia - Spektralanalyse-Tool“

3.3 Lastgangprognose

Die Energielieferanten verwenden die historischen Lastgänge ihrer Kunden, um deren zukünftigen Stromverbrauch für das ausgeschriebene Lieferjahr prognostizieren und bepreisen zu können. In der Regel werden die historischen Lastgänge typtagsgerecht in das betreffende Lieferjahr „ausgerollt“ (Lastgangfortschreibung). Teilweise werden Sondertage (insbesondere Feiertage) kalendarisch verschoben (Sondertagsanpassung).

Beispiel: Typtagsgerechte Prognose inkl. Kalendarischer Verschiebung eines Feiertags

1.1.2014 ist ein Feiertag → Verbrauchsverhalten 1.1.2014 = 1.1.2012

2.1.2014 und der 5.1.2012 sind Donnerstage → Verbrauchsverhalten 2.1.2014 = 5.1.2012

Einige Energielieferanten fragen auch Zusatzinformationen bei den Kunden ab. Typische Fragen der Energielieferanten sind:

- Wie wird die zukünftige Auftragslage eingeschätzt
- Soll es Umstellungen geben im Schichtbetrieb
- Wird der Maschinenpark verändert/erweitert

Der Kunde kann sein zukünftiges Verbrauchsverhalten oft besser prognostizieren als der Lieferant. Wie schon bei der Lastganganalyse erwähnt, sollten die dort gesammelten Zusatzinformationen in die Lastgangprognose einfließen.

Denkmuster der „alten Welt“:

Die Strommenge ist entscheidend für den Strompreis. Je mehr, desto günstiger.

Richtig ist aber:

10 % mehr oder weniger Strommenge haben keinen Einfluss auf den Strompreis. Viel wichtiger als die Strommenge ist die Verbrauchsstruktur, wann der Kunde wie viel Strom verbraucht. Außerdem ist auch der Zeitpunkt wichtig, wann der Stromliefervertrag abgeschlossen wird und wie hoch zu diesem Zeitpunkt die Preise an der Strombörse sind.

Eine automatisierte Prognose erspart Arbeit und Zeit, sollte aber noch mal explizit auf Typtage geprüft werden und eventuell manuell angepasst werden (semi-automatische Prognose).

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1	T	M	TT	Bemerkung	von:	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00
2		Abw.	Abw.		bis:	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00
3	1			Neujahr	01.01.14 Mi	26.250	18.460	20.080	16.990	15.320	7.990	0.470	4.010	1.080	8.010
4	7				02.01.14 Do	43.790	40.400	32.750	27.390	22.500	19.110	2.730	21.830	33.470	46.160
5	1				03.01.14 Fr	26.250	18.460	20.080	16.990	15.320	7.990	0.470	4.010	1.080	8.010
6	2				04.01.14 Sa	39.140	36.200	34.290	22.070	17.980	26.960	35.390	46.080	44.970	46.550
7	3				05.01.14 So	36.600	36.670	34.140	31.920	31.030	35.440	37.740	41.260	44.520	46.280
8	4				06.01.14 Mo	40.570	35.070	34.280	33.640	32.860	34.040	37.710	41.250	41.460	42.650
9	5				07.01.14 Di	37.300	37.170	36.340	35.110	34.330	36.330	35.810	48.840	54.030	56.530
10	6				08.01.14 Mi	42.900	40.280	37.950	37.910	35.030	38.200	44.450	57.030	65.220	64.140
11	7				09.01.14 Do	43.790	40.400	32.750	27.390	22.500	19.110	2.730	21.830	33.470	46.160
12	8				10.01.14 Fr	45.930	31.530	24.800	19.170	18.520	3.330	-9.900	-1.430	10.540	23.890
13	9				11.01.14 Sa	39.600	34.010	28.230	21.470	21.470	20.030	20.060	49.260	50.590	50.260
14	10				12.01.14 So	39.320	35.070	37.460	38.650	37.730	39.330	43.540	57.100	71.930	73.630
15	11				13.01.14 Mo	39.590	35.950	35.020	31.950	28.280	32.990	42.190	47.850	48.400	47.450
16	12				14.01.14 Di	35.780	31.130	31.910	26.790	27.180	35.090	39.100	50.060	51.990	51.950
17	13				15.01.14 Mi	39.100	37.780	37.530	35.080	34.030	40.610	42.150	55.990	65.230	65.860
18	14				16.01.14 Do	43.200	38.780	35.080	33.430	33.220	31.640	30.510	35.090	41.310	41.490
19	15				17.01.14 Fr	28.820	24.030	23.230	13.030	12.900	12.140	12.790	18.070	23.170	36.100
20	16				18.01.14 Sa	32.830	35.050	32.090	26.580	26.990	32.910	59.930	66.000	58.120	55.480
21	17				19.01.14 So	37.740	37.610	35.280	26.280	28.540	34.730	42.350	51.950	53.780	52.050
22	18				20.01.14 Mo	37.770	36.350	34.510	32.020	27.500	33.400	43.270	53.120	52.020	51.400
23	19				21.01.14 Di	36.790	34.760	32.030	29.840	31.440	33.200	40.560	50.950	51.770	53.280
24	20				22.01.14 Mi	39.080	35.790	34.540	32.060	30.640	34.360	40.770	51.020	51.970	52.110
25	21				23.01.14 Do	41.310	35.540	32.990	30.340	28.470	29.980	30.540	34.020	36.430	43.440
26	22				24.01.14 Fr	39.250	33.470	32.150	30.800	26.620	22.940	12.640	21.690	29.090	33.050
27	23				25.01.14 Sa	38.400	37.290	32.610	30.580	27.810	31.930	42.340	52.470	55.650	56.410
28	24				26.01.14 So	40.510	37.830	34.530	31.970	31.990	34.030	43.160	60.030	65.350	68.190
29	25				27.01.14 Mo	45.410	45.070	43.250	38.950	37.510	40.380	47.570	58.990	67.480	62.940
30	26				28.01.14 Di	28.290	21.020	20.060	18.220	23.000	31.960	40.990	54.200	53.070	52.810
31	27				29.01.14 Mi	34.770	32.700	32.550	32.040	31.710	34.180	38.170	48.970	60.610	62.740
32	28				30.01.14 Do	31.700	28.980	29.590	27.080	23.090	23.040	18.040	22.200	27.290	36.170
33	29				31.01.14 Fr	43.970	39.350	36.350	30.560	30.500	31.940	10.670	17.430	26.080	34.340
34	30				01.02.14 Sa	32.030	18.090	26.040	26.500	31.940	35.840	42.180	49.970	55.170	52.070
35	31				02.02.14 So	39.420	37.510	32.750	27.830	27.270	32.540	41.450	48.590	50.070	48.990
36	32				03.02.14 Mo	31.640	25.600	23.720	23.530	23.920	31.160	38.490	50.010	49.950	49.980
37	33				04.02.14 Di	38.070	36.560	36.620	33.370	31.120	35.580	44.640	56.010	53.560	57.340
38	34				05.02.14 Mi	34.720	32.970	31.030	25.690	26.800	30.540	37.020	46.930	50.040	49.770
39	35				06.02.14 Do	42.060	38.090	34.090	32.050	29.970	28.210	29.520	34.910	40.530	46.980

Abbildung 4: Ausschnitt „intergia - Lastgangprognose-Tool“

3.4 Preisermittlung

In der Regel wird der Energielieferpreis den Kunden als fixer Arbeitspreis in ct/kWh für das gesamte Lieferjahr angeboten. Bei den Privatkunden und Gewerbekunden mit Eintarifszählern basiert der Arbeitspreis auf den Standardlastprofilen. Leistungsgemessene Kunden werden individuell auf Basis des gemessenen Lastgangs bepreist. In Kapitel 3.3 wurde erläutert, wie Lastgänge prognostiziert werden. Die Bepreisung der Lastgänge erfolgt mit einer sogenannten „Price Forward Curve“ (PFC). In der Fachliteratur spricht man auch oft von Hourly (Price) Forward Curve (HPFC, HFC).

3.4.1 Price Forward Curve

Definition Price Forward Curve (PFC):

Eine Price Forward Curve ist keine Prognose von Spotmarktpreisen, sondern eine marktgerechte Preiszeitreihe für die anstehenden Lieferjahre in stündlicher Auflösung, die sowohl die aktuellen Terminmarktpreise für das jeweilige Lieferjahr (zur Gewährleistung von Arbitragefreiheit), als auch die historischen Terminmarktpreise (zur Berechnung adäquater Quartals- und Monatsrelationen) und die historischen Spotmarktpreise (für die Tages- und Stundenrelationen) berücksichtigt.

Eine arbitragefreie PFC ergibt als Mittelwert aller 8760 Stundenpreise (8784 in einem Schaltjahr) den Jahres-Basepreis des betreffenden Lieferjahres. Entsprechend sollten auch die Mittelwerte der Peak- und OffPeak-Stunden den jeweiligen Terminmarktpreisen entsprechen.

Definition Arbitrage:

Arbitrage bezeichnet das Ausnutzen von Preisunterschieden an verschiedenen Märkten. Die Stromhändler kaufen Standardprodukte an der Strombörse. Wenn die PFC nicht arbitragefrei ist, entstehen Preisabweichungen in der Stromproduktkalkulation gegenüber den Marktpreisen.

Wenn Stromprodukte nicht arbitragefrei sind, entstehen Risiken, die durch erhöhte Risikoaufschläge ausgeglichen werden müssen. Dies führt zu erschwerten Wettbewerbsbedingungen für die Lieferanten gegenüber Mitwettbewerbern, die über arbitragefreie Stromprodukte verfügen. Erhöhte Risikoaufschläge bedeuten auch höhere Strompreise für die Kunden.

Hinweis:

In Kapitel 5.3 erfahren Sie, wie die Arbitragefreiheit von Price Forward Curves mit der Software einfach geprüft werden kann.

Die 8760 Stundenpreise der PFC werden multipliziert mit den 8760 Stundenmengen der Lastgangprognose. Dieser Wert ergibt dividiert durch den Jahresgesamtverbrauch den durchschnittlichen Jahresenergielieferpreis. Ergänzt um Risikoaufschlag und Vertriebsmarge ergibt sich der ausgeschriebene fixe Arbeitspreis in €/MWh bzw. umgerechnet in ct/kWh.

Die Price Forward Curve wird von diversen Dienstleistern angeboten und kann käuflich erworben werden. Da es jeden Tag neue Terminmarktpreise gibt, wird die PFC auch jeden Tag neu kalkuliert. Eine Alternative zu (absoluten) PFCs sind relative PFCs.

Definition relative Price Forward Curve (rel. PFC):

Die relative PFC ist keine Preiszeitreihe, sondern eine Preisrelations-Zeitreihe. Die Multiplikation aller Preisrelationen in den Peak-Zeiten mit dem Jahres-Peak-Preis und die Multiplikation aller Preisrelationen in den OffPeak-Zeiten mit dem Jahres-OffPeak-Preis ergibt die (absolute) PFC.

Der Vorteil der relativen PFC ist, dass sie sich durch Anpassung des Base- und des Peak-Preises für das jeweilige Lieferjahr (der OffPeak-Preis ergibt sich aus den beiden anderen Preisen) stets aktualisiert. Nachteilig ist, dass die aktuellen Terminmarktpreise für Quartale und Monate nicht berücksichtigt werden und es so zu geringen Ungenauigkeiten kommt. Da die Berechnung der PFC für die Berechnung der Tages- und Stunden-Preisrelationen nicht normiert ist und somit per se Unterschiede zwischen den PFCs der diversen Dienstleister bestehen, ist diese Ungenauigkeit in der Regel zu vernachlässigen.

3.4.2 Trancheneinkauf mit Preisformel

Die Liberalisierung des Strommarkts hat dazu geführt, dass Strom an der Energiebörse gehandelt wird. **Strom ist heute ein Finanzprodukt!**

Elektrische Energie kann am Terminmarkt bis zu sechs Jahren im Voraus gekauft werden und die Preise schwanken über die Zeit beträchtlich. Die Stromhändler (der Energielieferanten) kaufen ihren Strombedarf für das jeweilige Lieferjahr über einen Zeitraum von einigen Jahren hinweg im Voraus nie zu einem einzigen Zeitpunkt, sondern in mehreren Tranchen (Teilmengen). Das Risiko wäre viel zu groß, dass sich der gewählte Zeitpunkt dann eventuell als Hochpreisphase herausstellen könnte. Durch den Kauf in Teilmengen wird das Preisrisiko reduziert (Stichwort Preisdiversifikation). Damit auch Kunden ihren Strombedarf in Tranchen eindecken können, ohne selbst an der Strombörse aktiv werden zu müssen, haben die Energielieferanten Stromprodukte entwickelt, die auf Preisformeln basieren.

Definition Preisformel:

Preisformeln sind eine transparente Möglichkeit, den Strombedarf in Tranchen einzudecken. Die Formeln enthalten in der Regel zwei Variablen für den Base- und den Peak-Preis des betreffenden Lieferjahres. Der Kunde bestimmt den Zeitpunkt und den prozentualen Anteil der Teilmenge am Gesamtbedarf und kann sich über die Preisinformation der Strombörse den sich ergebenden Strompreis selbst und transparent ermitteln.

Es gibt viele unterschiedliche Preisformeln auf dem Markt. Prinzipiell unterschieden werden drei Formen von Preisformeln:

- Preisindexierungen Bsp. → $\frac{Base_x}{Base_0} \cdot AP_0 = AP_x$
- Mengenmäßige Preisformeln Bsp. → $x\% \cdot OffPeak + y\% \cdot Peak = AP$
- Wertbasierte Preisformeln Bsp. → $\alpha \cdot Base + \beta \cdot Peak = AP$

Die Kunst einer Preisformel ist es, die Informationen der relativen Price Forward Curve und der Lastgangprognose des Kunden in zwei Koeffizienten zu „pressen“.

Für die Qualität einer Preisformel gelten die gleichen Kriterien wie bei der PFC.

Hinweis:

In Kapitel 5.2 erfahren Sie, wie eine Preisformel auf Arbitragefreiheit geprüft werden kann.

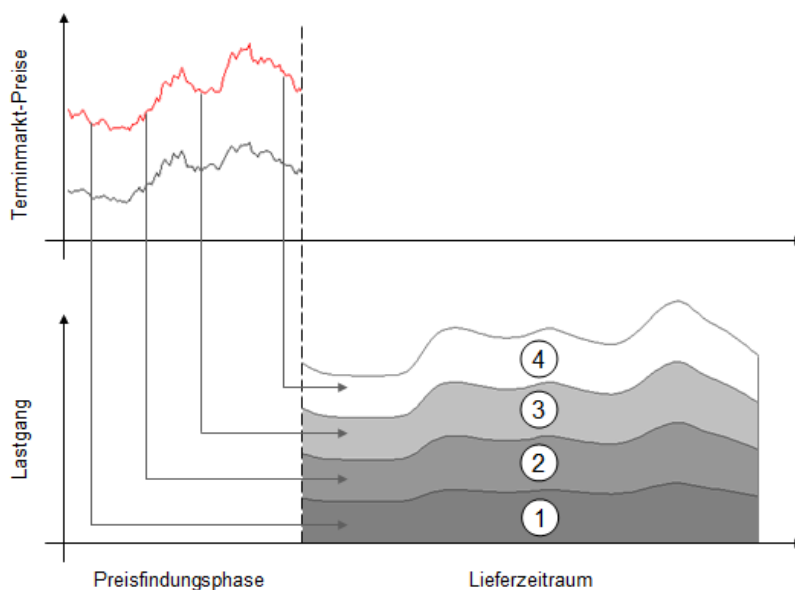


Abbildung 5: Prinzipskizze Trancheneinkauf

4 Nutzung der Software

Die Installation der Software wurde bereits im 2. Kapitel beschrieben. Wenn Sie die Installation erfolgreich durchgeführt haben, finden Sie im Verzeichnis „intergia“ u. a. die folgenden Dateien:

- intergia (Anwendung)
- daten.xls (Basisdaten-Datei)
- Testlastgang.xls (Eingabe-Datei)
- Testlastgang.out.xls (Ausgabe-Datei)

Wenn Sie auf die Anwendung „intergia“ doppelklicken, erscheint die Benutzeroberfläche.

4.1 Bedienungsanleitung

Die Benutzeroberfläche der Software orientiert sich an dem Prozess der Lastgangbepreisung, der in vier Schritte gegliedert ist:

1. Datenaufbereitung
2. Lastganganalyse
3. Lastgangprognose
4. Preisermittlung

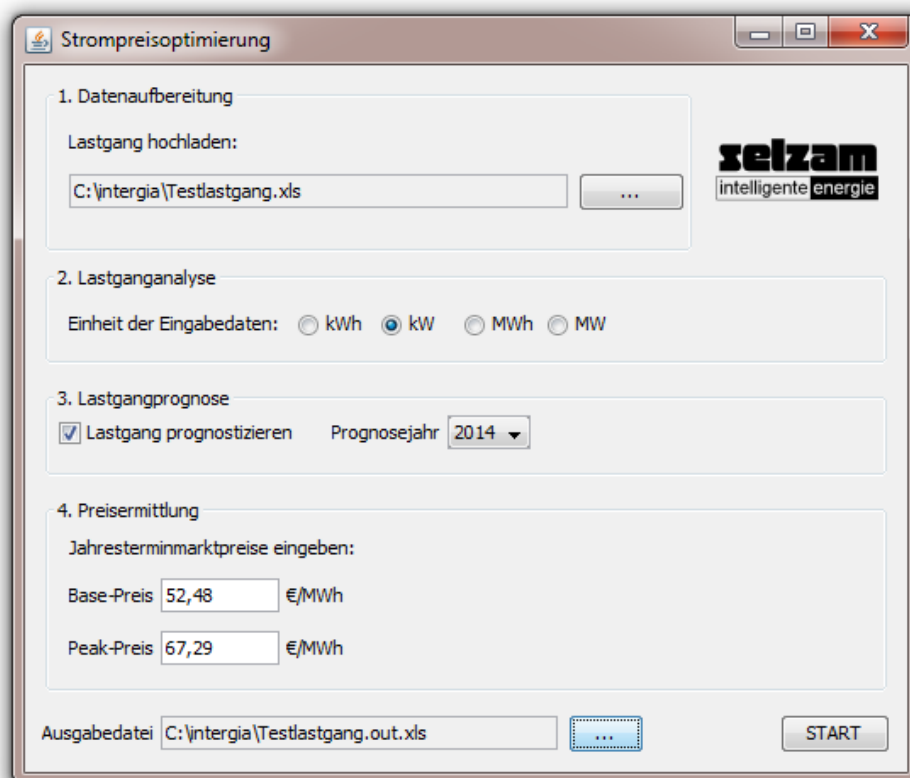


Abbildung 6: Benutzeroberfläche „intergia – Strompreisoptimierung“

1. Datenaufbereitung:

Klicken Sie im oberen Bereich der Benutzeroberfläche auf den rechten Knopf und wählen Sie den zu bepreisenden Lastgang aus. Der Lastgang muss im ¼ h – Spaltenformat hochgeladen werden. Der Lastgang sollte aus 35040 Werten (35136 werten in einem Schaltjahr) bestehen.

Wenn die vier ¼ h – Werte des letzten Sonntags im März von 2:00 – 3:00 Uhr in dem von dem Messstellenbetreiber zur Verfügung gestellten Lastgang enthalten sind, so sind diese vorab manuell zu entfernen. Am besten kopieren Sie die Leistungswerte in die Dateivorlage „Testlastgang.xls“ ein und speichern die Datei unter einem beliebigen Namen ab. In die Zelle „A2“ ist das Beginn-Datum des Lastgangs einzutragen. Die anderen Datumsangaben ergeben sich automatisch. Die Sommer-/Winterzeitumstellung wird von Excel nicht berücksichtigt, die Daten werden aber von der Software richtig interpretiert.

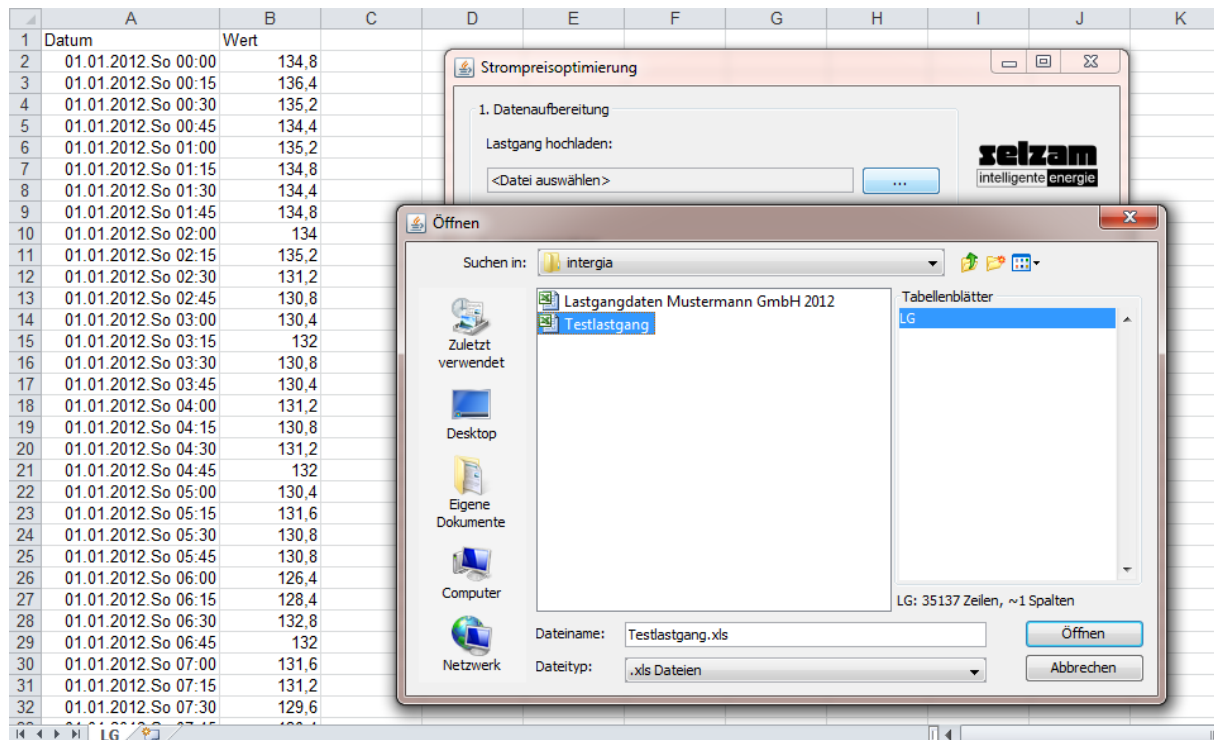


Abbildung 7: Ausschnitt Eingabedatei (Lastgang im Spaltenformat)

Statt ¼ h – Spaltenlastgängen können auch h - Matrixlastgänge hochgeladen werden. Bei der Auswahl der Eingabedatei werden alle existierenden Tabellenblätter einer Excel-Datei angezeigt. Die Software akzeptiert Ausgabedateien als Eingabedatei und interpretiert die Daten des Tabellenblatt „LG“ und des Tabellenblatt „LG_Prognose“ als auszuwertenden Lastgang.

2. Lastganganalyse:

Damit die Software die Lastgangdaten richtig interpretiert, ist die richtige Einheit in dem Optionsfeld im oberen Bereich der Benutzeroberfläche zu wählen. In der Regel wird die Einheit „kW“ sein. Sollten die Ergebnisse der Lastganganalyse viermal kleiner sein, als erwartet, ist die Einheit „kWh“ auszuwählen. Bei sehr großen Lastgängen sind eventuell die Einheiten „MW“ oder „MWh“ zu wählen.

3. Lastgangprognose:

Ist der von Ihnen ausgewählte Lastgang eine Lastgangprognose, dann ist das Häkchen auf der linken Seite in der Mitte der Benutzeroberfläche zu entfernen. In der Regel werden aber historische Lastgänge hochgeladen, die gemäß dem ausgeschriebenen Lieferjahr prognostiziert werden. Dazu wählen Sie bitte auf der rechten Seite das gewünschte Prognosejahr aus dem Auswahlfeld. In der Datei „daten.xls“ finden Sie im Tabellenblatt „Sondertage“ die Sondertage, die wie in Kapitel 3.3 beschrieben in der Prognose berücksichtigt werden (Sondertagsanpassung).

	A	J	K	L	M	N
1		2012	2013	2014	2015	
2	Neujahr	01.01.12 So	01.01.13 Di	01.01.14 Mi	01.01.15 Do	
3	Rosenmontag	20.02.12 Mo	11.02.13 Mo	03.03.14 Mo	16.02.15 Mo	
4	Fastnacht	21.02.12 Di	12.02.13 Di	04.03.14 Di	17.02.15 Di	
5	Aschermittwoch	22.02.12 Mi	13.02.13 Mi	05.03.14 Mi	18.02.15 Mi	
6	Karfreitag	06.04.12 Fr	29.03.13 Fr	18.04.14 Fr	03.04.15 Fr	
7	Ostersamstag	07.04.12 Sa	30.03.13 Sa	19.04.14 Sa	04.04.15 Sa	
8	Ostermontag	09.04.12 Mo	01.04.13 Mo	21.04.14 Mo	06.04.15 Mo	
9	Maifeiertag	01.05.12 Di	01.05.13 Mi	01.05.14 Do	01.05.15 Fr	
10	Himmelfahrt	17.05.12 Do	09.05.13 Do	29.05.14 Do	14.05.15 Do	
11	BT Himmelfahrt	18.05.12 Fr	10.05.13 Fr	30.05.14 Fr	15.05.15 Fr	
12	Pfingstsonntag	27.05.12 So	19.05.13 So	08.06.14 So	24.05.15 So	
13	Pfingstmontag	28.05.12 Mo	20.05.13 Mo	09.06.14 Mo	25.05.15 Mo	
14	Fronleichnam	07.06.12 Do	30.05.13 Do	19.06.14 Do	04.06.15 Do	
15	BT Fronleichnam	08.06.12 Fr	31.05.13 Fr	20.06.14 Fr	05.06.15 Fr	
16	Tag der dt. Einheit	03.10.12 Mi	03.10.13 Do	03.10.14 Fr	03.10.15 Sa	
17	Heiligabend	24.12.12 Mo	24.12.13 Di	24.12.14 Mi	24.12.15 Do	
18	1. Weihnachtsfeiertag	25.12.12 Di	25.12.13 Mi	25.12.14 Do	25.12.15 Fr	

Abbildung 8: Ausschnitt Tabellenblatt „Sondertage“

Die in Tabellenblatt „Sondertage“ eingetragenen Feiertage können beliebig verändert und ergänzt werden. Es können auch existierende Feiertage entfernt werden. Dabei ist aber darauf zu achten, dass die Zellen entfernt werden und keine leeren Zellen stehen bleiben (dies würde sonst eine Fehlermeldung verursachen).

4. Preisfindung:

Abschließend sind in den Eingabefeldern im unteren Bereich der Benutzeroberfläche die Base- und Peak-Preise des zu bepreisenden Lieferjahres einzutragen. Aus diesen Preisen wird der Jahres-OffPeak-Preis berechnet und mit der internen relativen PFC aus der Basisdaten-Datei die (absolute) Price Forward Curve berechnet.

In der Basisdaten-Datei „daten.xls“ finden Sie drei relative PFCs in separaten Tabellenblättern, die jederzeit in der Datei aktualisiert werden dürfen. Es können auch weitere PFCs in jeweils eigenen Tabellenblättern ergänzt werden. Die PFCs sind als h – Matrix in der 24 – 24 Systematik in die PFC-Tabellenblätter einzufügen.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	von:	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00
2	bis:	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00
3	01.01.13 Di	0,528	0,428	0,330	0,316	0,323	0,301	0,251	0,336	0,329	0,367
4	02.01.13 Mi	0,494	0,431	0,414	0,384	0,424	0,536	0,706	1,060	0,909	0,902
5	03.01.13 Do	0,653	0,580	0,561	0,525	0,574	0,709	0,912	1,200	1,026	1,018
6	04.01.13 Fr	0,666	0,596	0,579	0,545	0,594	0,728	0,929	1,218	1,041	1,030
7	05.01.13 Sa	1,079	0,997	0,894	0,824	0,818	0,844	0,831	1,051	1,140	1,230
8	06.01.13 So	0,829	0,749	0,666	0,609	0,582	0,568	0,503	0,722	0,883	0,966
9	07.01.13 Mo	0,667	0,637	0,624	0,633	0,711	0,895	1,159	1,433	1,212	1,187
10	08.01.13 Di	0,981	0,957	0,931	0,901	0,931	1,040	1,217	1,470	1,233	1,200
11	09.01.13 Mi	0,961	0,934	0,908	0,879	0,910	1,021	1,201	1,453	1,218	1,186
12	10.01.13 Do	0,967	0,941	0,916	0,888	0,919	1,029	1,208	1,461	1,225	1,193
13	11.01.13 Fr	0,974	0,948	0,922	0,897	0,929	1,036	1,210	1,465	1,230	1,196
14	12.01.13 Sa	1,083	1,006	0,910	0,845	0,845	0,868	0,850	1,068	1,155	1,246
15	13.01.13 So	0,812	0,736	0,662	0,613	0,593	0,573	0,502	0,720	0,879	0,965
16	14.01.13 Mo	0,823	0,798	0,782	0,776	0,831	0,973	1,192	1,454	1,225	1,196
17	15.01.13 Di	0,968	0,945	0,924	0,899	0,933	1,041	1,220	1,475	1,239	1,206
18	16.01.13 Mi	0,952	0,927	0,906	0,882	0,917	1,027	1,208	1,462	1,225	1,193
19	17.01.13 Do	0,958	0,934	0,913	0,890	0,926	1,034	1,214	1,469	1,229	1,197
20	18.01.13 Fr	0,968	0,942	0,921	0,902	0,938	1,043	1,218	1,474	1,232	1,198
21	19.01.13 Sa	1,059	0,981	0,891	0,833	0,837	0,857	0,837	1,058	1,145	1,238
22	20.01.13 So	0,783	0,708	0,639	0,600	0,586	0,561	0,484	0,701	0,856	0,946
23	21.01.13 Mo	0,882	0,862	0,853	0,850	0,905	1,036	1,241	1,507	1,258	1,229
24	22.01.13 Di	1,028	1,011	0,995	0,975	1,010	1,111	1,282	1,547	1,286	1,251
25	23.01.13 Mi	0,965	0,942	0,926	0,908	0,947	1,053	1,232	1,488	1,231	1,199
26	24.01.13 Do	0,965	0,943	0,927	0,909	0,949	1,056	1,235	1,491	1,231	1,198
27	25.01.13 Fr	0,982	0,958	0,941	0,927	0,968	1,070	1,243	1,502	1,238	1,204
28	26.01.13 Sa	1,078	1,002	0,916	0,864	0,876	0,895	0,876	1,087	1,164	1,258
29	27.01.13 So	0,818	0,747	0,686	0,655	0,651	0,628	0,561	0,760	0,900	0,988
30	28.01.13 Mo	0,908	0,891	0,886	0,889	0,947	1,073	1,276	1,549	1,277	1,249
31	29.01.13 Di	1,040	1,023	1,010	0,994	1,033	1,133	1,308	1,579	1,294	1,261
32	30.01.13 Mi	1,001	0,980	0,967	0,952	0,994	1,097	1,275	1,537	1,254	1,224

Abbildung 9: Ausschnitt Tabellenblatt „relPFC2013“ (relative PFC)

Hinweis:

Aktuelle PFCs sind bei diversen Dienstleistern erhältlich, die eventuell aber noch in das von der Software benötigte Format gebracht werden müssen. Auch wir können Ihnen aktuelle PFCs liefern. Sie brauchen dann nur die Basisdaten-Datei „daten.xls“ im Verzeichnis „intergia“ zu überschreiben.

In der Benutzeroberfläche können Sie im unteren Bereich angeben, in welches Verzeichnis die Ausgabedatei mit den Ergebnissen reinkopiert werden soll. Klicken Sie hierzu auf den rechten Knopf im unteren Bereich der Benutzeroberfläche, wählen Sie ein Verzeichnis aus und speichern Sie die Ausgabedatei unter einem beliebigen Namen ab.

Wenn Sie alle Eingaben vorgenommen und auf Richtigkeit geprüft haben, können Sie unten rechts auf den „START“-Knopf drücken. Es erscheint die Ausgabedatei und Sie erhalten die Meldung, dass alle Berechnungen erfolgreich abgeschlossen wurden.

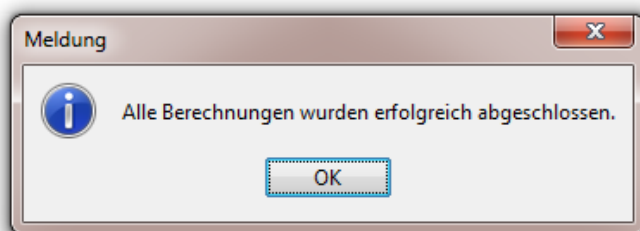


Abbildung 10: Meldung nach dem Berechnungsvorgang

4.2 Interpretation der Ergebnisse

Nach dem Drücken des „START“-Knopfs erscheint die Ausgabedatei. Diese Datei besteht aus den folgenden vier Tabellenblättern:

1. LG (Lastgang)
2. LG_Daten (Lastganganalyse)
3. Preise (Preise und Preisformeln)
4. LG_Prognose (Lastgangprognose)

4.2.1 Lastgang

Im Tabellenblatt „LG“ wird der mit der Eingangsdatei hochgeladene Lastgang transformiert in das Stunden-Matrix-Format mit 24-24 - Systematik (Formate siehe Kapitel 3.1).

Im h-Format sind die Werte für die Einheiten kW und kWh identisch. Dies gilt auch für die Einheiten MW und MWh. Die Werte werden mit drei Nachkommastellen angezeigt, damit auch jede kWh erscheint, falls die Einheiten MW oder MWh ausgewählt wurden. Die Nachkommastellen können in Excel selbstverständlich individuell angepasst werden.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	von:	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00
2	bis:	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00
3	So 01.01.12	135,200	134,800	132,800	130,900	131,300	130,900	129,900	130,700	126,200	113,40
4	Mo 02.01.12	102,100	104,600	101,800	98,100	98,200	105,700	102,900	267,800	346,000	272,80
5	Di 03.01.12	116,700	117,600	117,500	116,100	112,200	112,700	113,900	279,600	246,900	204,20
6	Mi 04.01.12	121,600	121,900	122,200	121,600	122,300	124,300	118,300	256,900	295,300	237,30
7	Do 05.01.12	132,800	134,300	132,400	133,900	133,600	131,800	134,700	221,000	232,000	171,60
8	Fr 06.01.12	121,900	121,900	121,200	122,100	122,100	121,200	118,100	266,700	298,800	222,00
9	Sa 07.01.12	104,900	104,500	104,700	104,500	106,200	104,100	95,300	94,700	95,200	94,90
10	So 08.01.12	87,800	87,000	87,800	88,100	88,200	88,000	75,300	71,700	71,700	71,90
11	Mo 09.01.12	65,500	65,300	66,000	66,000	65,800	65,900	67,700	127,200	211,000	154,90
12	Di 10.01.12	87,500	87,100	85,800	85,200	86,200	88,800	82,300	109,700	116,100	138,70
13	Mi 11.01.12	86,700	86,100	86,600	91,600	103,700	103,700	98,100	234,900	312,100	283,50
14	Do 12.01.12	106,500	106,200	107,000	106,700	106,200	107,700	102,600	123,700	165,200	177,60
15	Fr 13.01.12	105,200	104,500	104,700	104,600	105,800	108,800	102,300	269,700	313,400	237,60
16	Sa 14.01.12	135,000	123,900	120,900	120,800	120,900	121,300	111,800	110,600	111,700	110,80
17	So 15.01.12	88,100	88,100	88,400	88,300	88,700	88,800	80,000	79,200	78,900	79,00
18	Mo 16.01.12	86,300	86,500	85,800	86,100	86,700	85,800	82,100	134,100	214,400	171,80
19	Di 17.01.12	90,200	90,400	89,500	89,400	92,500	89,700	87,600	222,900	307,500	215,40
20	Mi 18.01.12	116,600	117,400	116,100	116,300	117,200	116,600	111,900	286,100	341,300	286,10
21	Do 19.01.12	116,100	116,600	117,000	117,500	117,100	116,000	112,400	264,100	332,600	285,40
22	Fr 20.01.12	134,300	133,900	133,100	134,200	132,000	126,400	129,300	202,300	157,700	139,40
23	Sa 21.01.12	129,300	121,400	121,200	121,100	116,200	113,900	111,400	111,000	110,800	110,20
24	So 22.01.12	108,500	108,600	108,800	106,100	103,600	101,300	100,700	100,300	96,400	84,80
25	Mo 23.01.12	74,700	75,100	74,900	75,900	76,700	73,000	71,000	149,100	254,800	237,40
26	Di 24.01.12	94,200	94,800	94,500	94,300	95,800	94,800	88,600	192,800	234,000	221,30
27	Mi 25.01.12	107,400	107,400	107,800	107,400	108,400	108,900	103,300	231,200	310,000	209,90
28	Do 26.01.12	122,700	122,400	122,800	123,900	125,100	126,100	118,700	242,400	338,600	231,20
29	Fr 27.01.12	142,900	142,500	143,300	143,400	143,200	143,400	137,400	166,600	161,600	183,20
30	Sa 28.01.12	111,500	111,700	112,000	112,300	112,600	114,100	105,200	104,900	110,500	109,10
31	So 29.01.12	113,600	113,900	114,000	113,100	113,800	113,400	105,800	105,300	105,800	104,70
32	Mo 30.01.12	111,600	111,100	110,400	109,700	110,600	109,400	104,000	198,700	298,600	218,60

Abbildung 11: Ausschnitt Tabellenblatt „LG“

Der Lastgang kann in diesem Format einfacher analysiert werden als in dem zumeist von den Messstellenbetreibern zur Verfügung gestellten ¼ h – Spalten-Format.

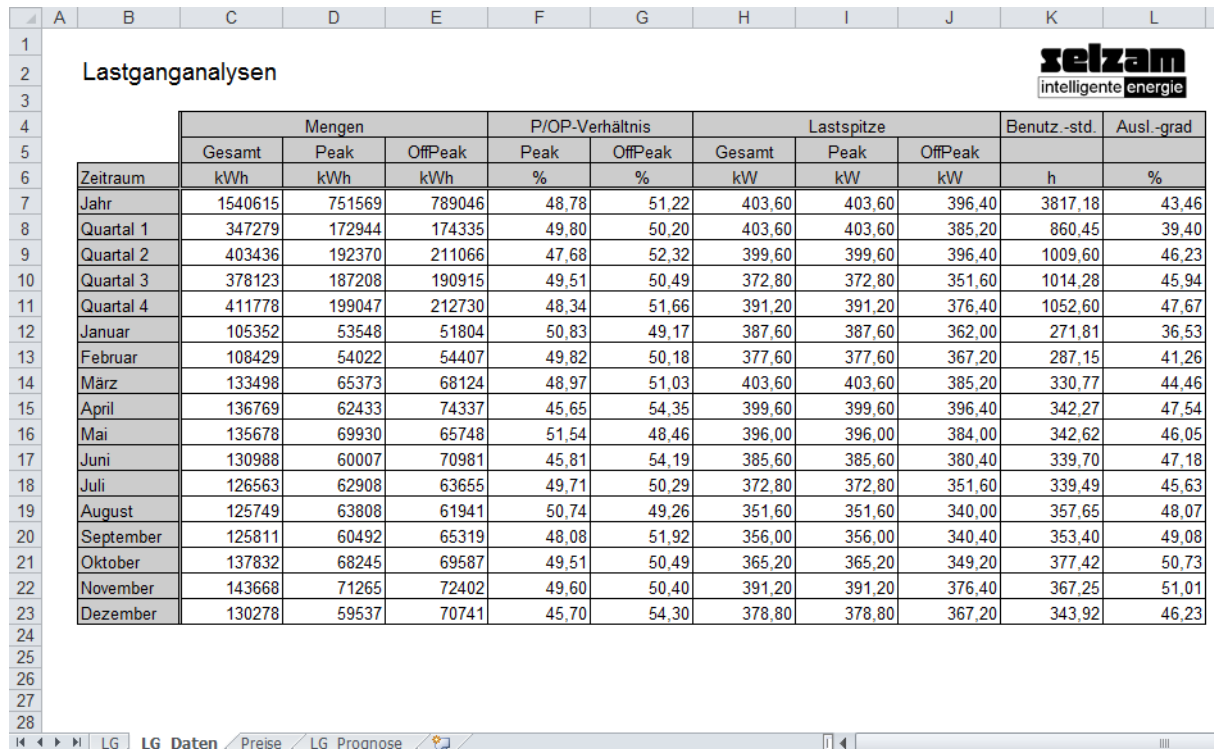
Der Lastgang kann einfach aus dem Tabellenblatt rauskopiert werden und beispielsweise in dem „intergia - Spektralanalyse-Tool“ (siehe Abbildung 3) analysiert werden.

4.2.2 Lastganganalyse

Im Tabellenblatt „LG_Daten“ sind die wichtigsten Kenndaten des Lastgangs für das Gesamtjahr, die einzelnen Quartale und Monate dargestellt.

Wichtiger Hinweis:

Für die Berechnung der Lastspitzen werden nicht die Stundenwerte aus dem Tabellenblatt „LG“, sondern die $\frac{1}{4} h$ – Werte direkt aus dem Lastgang des Messstellenbetreibers verwendet. Dies ist wichtig, weil die Spitzenlast für den höchsten $\frac{1}{4} h$ – Wert ermittelt und abgerechnet wird.



Zeitraum	Mengen			P/OP-Verhältnis		Lastspitze			Benutz.-std.	Ausl.-grad
	Gesamt kWh	Peak kWh	OffPeak kWh	Peak %	OffPeak %	Gesamt kW	Peak kW	OffPeak kW	h	%
Jahr	1540615	751569	789046	48,78	51,22	403,60	403,60	396,40	3817,18	43,46
Quartal 1	347279	172944	174335	49,80	50,20	403,60	403,60	385,20	860,45	39,40
Quartal 2	403436	192370	211066	47,68	52,32	399,60	399,60	396,40	1009,60	46,23
Quartal 3	378123	187208	190915	49,51	50,49	372,80	372,80	351,60	1014,28	45,94
Quartal 4	411778	199047	212730	48,34	51,66	391,20	391,20	376,40	1052,60	47,67
Januar	105352	53548	51804	50,83	49,17	387,60	387,60	362,00	271,81	36,53
Februar	108429	54022	54407	49,82	50,18	377,60	377,60	367,20	287,15	41,26
März	133498	65373	68124	48,97	51,03	403,60	403,60	385,20	330,77	44,46
April	136769	62433	74337	45,65	54,35	399,60	399,60	396,40	342,27	47,54
Mai	135678	69930	65748	51,54	48,46	396,00	396,00	384,00	342,62	46,05
Juni	130988	60007	70981	45,81	54,19	385,60	385,60	380,40	339,70	47,18
Juli	126563	62908	63655	49,71	50,29	372,80	372,80	351,60	339,49	45,63
August	125749	63808	61941	50,74	49,26	351,60	351,60	340,00	357,65	48,07
September	125811	60492	65319	48,08	51,92	356,00	356,00	340,40	353,40	49,08
Oktober	137832	68245	69587	49,51	50,49	365,20	365,20	349,20	377,42	50,73
November	143668	71265	72402	49,60	50,40	391,20	391,20	376,40	367,25	51,01
Dezember	130278	59537	70741	45,70	54,30	378,80	378,80	367,20	343,92	46,23

Abbildung 12: Tabellenblatt „LG_Daten“

Mengen:

In den Spalten C – E werden die Verbrauchsmengen in kWh dargestellt. Es wird unterschieden zwischen der Gesamt-Menge (Spalte C), der Peak-Menge (Spalte D) und der OffPeak-Menge (Spalte E). Die Zeiten für Peak und OffPeak entsprechen den Definitionen aus Kapitel 3. Die Summe aus Peak- und OffPeak-Menge ergibt die Gesamt-Menge.

Die Verbrauchsmengen sollten mit den Zahlen der Stromrechnungen verglichen werden. Die Peak- und OffPeak-Mengen können abweichen, weil die Hochtarif- und Niedertarif-Zeitzone von den Verteilnetzbetreibern individuell vorgegeben werden. Für die Kalkulation der Strompreise sind aber die Zeiten der Strombörse (also die im Tabellenblatt „LG_Lastgang“ dargestellten Werte) maßgebend. Die Verbrauchsmengen geben einen guten Überblick über das Verbrauchsverhalten in den jeweiligen Monaten und die Peak- und OffPeak-Mengen zeigen das Verbrauchsverhalten in den Preiszonen der Strombörse auf.

P/OP-Verhältnis:

In den Spalten F und G werden die prozentualen Anteile von Peak- und OffPeak-Mengen an der Gesamt-Menge dargestellt. Die Summe der beiden Prozentwerte beträgt 100 %. Die Peak- und OffPeak-Prozentwerte zeigen das anteilige Verbrauchsverhalten in den Preiszonen der Strombörse auf.

Lastspitze:

In den Spalten H – J werden die höchsten Viertelstunden-Leistungswerte in kW dargestellt. Es wird unterschieden zwischen der Gesamt-Spitzenlast (Spalte H), der Peak-Spitzenlast (Spalte I) und der OffPeak-Spitzenlast (Spalte J). Die Zeiten für Peak und OffPeak entsprechen den Definitionen aus Kapitel 3. Die Gesamt-Spitzenlast entspricht dem Maximalwert aus Peak- und OffPeak-Spitzenlast.

Die Spitzenlast ist entscheidend für die Berechnung der Leistungspreiskosten. Diese errechnen sich aus der Jahreshöchstlast (Zelle „H 7“) multipliziert mit dem Jahresleistungspreis. Wenn allerdings die Unternehmen gemäß § 19 StromNEV mit „individuellen Netzentgelten“ abgerechnet werden, gelten die Leistungsspitzen der sogenannten „Hochlastfenster“.

Wichtiger Hinweis:

Die „Hochlastfenster“ werden von jedem Verteilnetzbetreiber individuell berechnet und im Internet veröffentlicht. Die Peak- und OffPeak-Spitzenlasten in dem Tabellenblatt „LG_Lastgang“ liefern für Netznutzer gemäß § 19 StromNEV eventuell eine erste Annäherung, ersetzen aber nicht die genaue Analyse mit den individuellen „Hochlastfenster“-Zeitzonen des betreffenden Verteilnetzbetreibers.

Hinweis:

Stromkunden mit mehr als 10 GWh Stromverbrauch und mehr als 7000 Benutzungsstunden müssen nach § 19 StromNEV (Stand 1.1.2013) keine Netznutzungsentgelte mehr zahlen.

Denkmuster der alten Welt:

Stromkunden sollen motiviert werden, möglichst gleichmäßig Strom zu verbrauchen und das Stromnetz zu nutzen. Wenn alle Stromkunden gleichmäßig Strom nutzen, werden Kraftwerke und Stromnetze optimal ausgelastet.

Richtig ist aber:

Die Stromkunden verbrauchen Strom nicht gleichmäßig, sondern tagsüber mehr als in der Nacht. Stromkunden sollten motiviert werden, dann Strom zu verbrauchen und das Netz dann zu nutzen, wenn die Kraftwerke und die Netze wenig ausgelastet sind. Die Energiewende fordert darüber hinaus, dass insbesondere dann Strom zu nutzen ist, wenn er kostenlos und CO₂-frei von Wind und Sonne erzeugt wird.

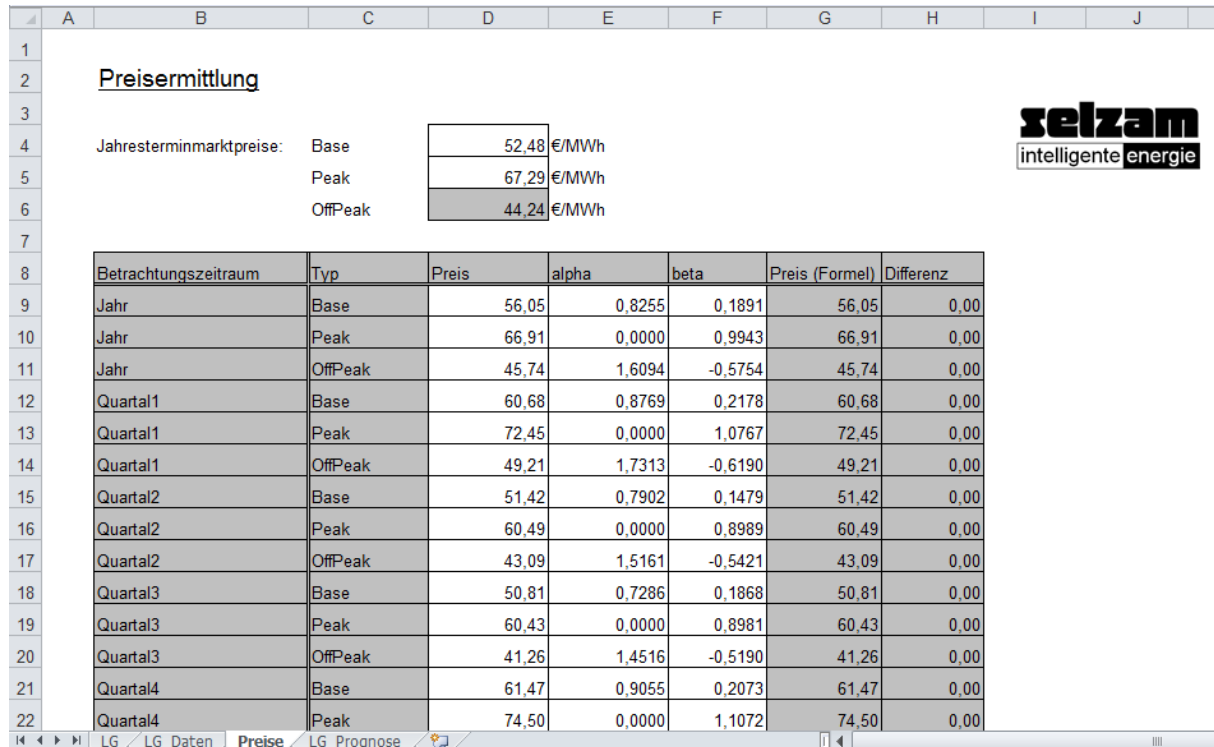
Gleichmäßige Stromverbraucher sollten motiviert werden, dann ihren Stromverbrauch zu reduzieren, wenn Netzspitzenlasten auftreten.

Benutzungsstunden und Auslastungsgrad:

In den Spalten K und L werden die Benutzungsstunden und der Auslastungsgrad dargestellt. Die Benutzungsstunden (Spalte K) entsprechen dem Quotienten aus Gesamt-Menge und Gesamt-Spitzenleistung. Der prozentuale Auslastungsgrad (Spalte L) entspricht dem Quotienten aus Benutzungsstunden und der Gesamtstundenzahl des betreffenden Zeitraums (Jahr, Quartal, Monat). Die Jahresbenutzungsstundenzahl (Zelle „K 7“) ist entscheidend für die Abrechnung der Netznutzungsentgelte. Netznutzer mit größer/gleich 2500 Benutzungsstunden erhalten einen relativ günstigen Netznutzungs-Arbeitspreis, allerdings auch einen relativ teuren Leistungspreis (bei Netznutzern kleiner 2500 Benutzungsstunden ist es genau umgekehrt). Netznutzer, die zwischen 2500 und 3500 Benutzungsstunden liegen, sind potentiell sehr gut geeignet für das klassische Spitzenlastmanagement und sollten ihr Verbrauchsverhalten auf Lastverschiebungspotential prüfen (lassen).

4.2.3 Preise und Preisformeln

Im Tabellenblatt „Preise“ sind die Energielieferpreise und die dazugehörigen Preisformeln für das Gesamtjahr, die Quartale und Monate dargestellt. Die in der Benutzeroberfläche der Software eingegebenen Jahresterminkontraktmarktpreise für Base (Zelle „D 4“) und Peak (Zelle „D 5“) werden zur Berechnung des Jahresterminkontraktmarktpreises OffPeak (Zelle „D 6“) verwendet.



The screenshot shows a spreadsheet with columns A through J and rows 1 through 22. The main data is in columns D through J. A summary table is shown in rows 4-6, and a detailed table is in rows 8-22. The detailed table has columns: Betrachtungszeitraum, Typ, Preis, alpha, beta, Preis (Formel), and Differenz. The spreadsheet also shows a 'selzam intelligente energie' logo in the top right corner.

Betrachtungszeitraum	Typ	Preis	alpha	beta	Preis (Formel)	Differenz
Jahr	Base	56,05	0,8255	0,1891	56,05	0,00
Jahr	Peak	66,91	0,0000	0,9943	66,91	0,00
Jahr	OffPeak	45,74	1,6094	-0,5754	45,74	0,00
Quartal1	Base	60,68	0,8769	0,2178	60,68	0,00
Quartal1	Peak	72,45	0,0000	1,0767	72,45	0,00
Quartal1	OffPeak	49,21	1,7313	-0,6190	49,21	0,00
Quartal2	Base	51,42	0,7902	0,1479	51,42	0,00
Quartal2	Peak	60,49	0,0000	0,8989	60,49	0,00
Quartal2	OffPeak	43,09	1,5161	-0,5421	43,09	0,00
Quartal3	Base	50,81	0,7286	0,1868	50,81	0,00
Quartal3	Peak	60,43	0,0000	0,8981	60,43	0,00
Quartal3	OffPeak	41,26	1,4516	-0,5190	41,26	0,00
Quartal4	Base	61,47	0,9055	0,2073	61,47	0,00
Quartal4	Peak	74,50	0,0000	1,1072	74,50	0,00

Abbildung 13: Ausschnitt Tabellenblatt „Preise“

Preis:

In Spalte D sind die Strompreise (also die Preise der Strompreiskomponente Energielieferpreis) für den hochgeladenen Lastgang dargestellt. Für jeden Zeitraum (Jahr, Quartale, Monate) gibt es einen Durchschnittspreis (Base), einen HT-Preis (Peak) und einen NT-Preis (OffPeak). In der Regel ist der vom Energielieferanten angebotene Energielieferpreis der Jahresdurchschnittspreis (Zelle „D 9“). Einige Lieferanten bieten alternativ auch einen HT- (Zelle „D 10“) und NT-Jahresdurchschnittspreis (Zelle „D 11“) an. Die Quartals- und Monatspreise werden von den Kunden nur sehr selten gewünscht und sind hier nur der Vollständigkeit wegen mit dargestellt.

Die Preise sind dargestellt in der Einheit €/MWh. Die Energielieferpreise werden allerdings in ct/kWh angeboten. Die Preise sind also um den Faktor 10 anzupassen (Beispiel: 56 €/MWh sind 5,6 ct/kWh). Die berechneten Preise sind zu verstehen als Einkaufspreise. Die Differenz der Angebotspreise mit den berechneten Einkaufspreisen ergibt die Marge inklusive Risikoaufschlag. Die Berechnung der Preismarge gibt einen guten Hinweis auf die Wertigkeit der bisher angefragten Angebote.

Empfehlung:

Um eine optimale Vergleichbarkeit herzustellen, sollte der Stromliefervertrag so ausgestaltet sein, dass nur der Energielieferpreis angeboten wird und alle anderen Preiskomponenten so übernommen werden, wie sie gesetzlich vorgeschrieben und vom Verteilnetzbetreiber veröffentlicht werden.

Wichtiger Hinweis:

Price Forward Curves werden individuell berechnet. Es gibt Kriterien, die eine arbitragefreie PFC erfüllen muss, aber die Tages- und Stundenrelationen können nach eigenen Kriterien individuell berechnet werden. Deshalb sind die berechneten Preise nicht als exaktes Ergebnis zu verstehen, sie bieten aber trotzdem eine gute Entscheidungsgrundlage.

Hinweis:

In Kapitel 5.5 erfahren Sie, wie die Stromeinkaufs-Performance bewertet werden kann.

Preisformel:

In den Spalten E und F sind die Koeffizienten für die Preisformel dargestellt. Die verwendete Preisformel heißt:

$$\alpha \cdot Base + \beta \cdot Peak = AP$$

Base	Jahresterminalmarktpreis Base
Peak	Jahresterminalmarktpreis Peak
AP	Angebotpreis

In Spalte G wird das Ergebnis der Formel dargestellt. In Spalte H wird die Differenz zwischen dem mit der PFC berechneten Preis (Spalte D) und dem Formelpreis (Spalte G) dargestellt.

Preisformeln werden verwendet, um den Strom für ein Lieferjahr in mehreren Teilmengen (Tranchen) bei einem Lieferanten kaufen zu können (siehe Kapitel 3.4.2). In der Regel werden Tranchen „horizontal“ angeboten, die mit Jahrespreisformeln abgedeckt werden können (siehe Abbildung 1). Es gibt aber auch die Möglichkeit in „vertikalen“ Tranchen Strom zu beschaffen, also keine Jahresteilungen, sondern Quartals- und Monats(teil)mengen zu kaufen. Der Vorteil von „vertikalen“ Tranchen ist, dass man den Strompreis noch im Laufe des Lieferjahres beeinflussen kann. Dies bietet sich besonders dann an, wenn der Lieferbeginn schon in naher Zukunft ist und die Preisfindungsphase sonst zu kurz wäre. Bei der „vertikalen“ Tranchenbeschaffung bieten sich dann eben auch Preisformeln für Quartale und Monate an.

Durch Berechnung der Preisformeln können die „versteckten“ Margen in den Formeln aufgedeckt werden. Energielieferanten können die Software auch verwenden, um dem Kunden transparent die Preisformel zu dessen Lastgang zu berechnen. Die Marge wird dann als zusätzlicher Koeffizient „gamma“ transparent dargestellt.

Hinweis:

In Kapitel 5.2 erfahren Sie, wie Sie eine Preisformel auf Arbitragefreiheit prüfen können.

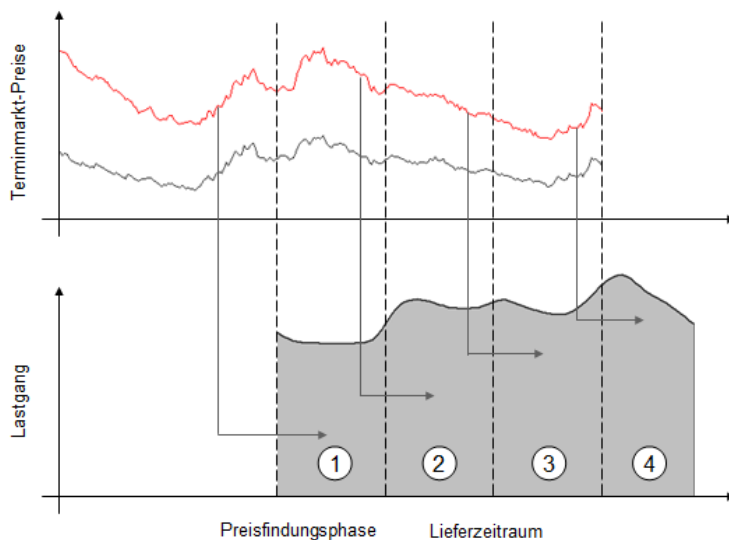


Abbildung 14: Prinzipskizze „Vertikales“ Tranchenmodell

Preisformeln eignen sich auch ideal, um Bindefristaufschläge zu vermeiden.

Definition Bindefristaufschlag:

Wenn Energielieferanten ein Angebot erstellen, räumen Sie dem Kunden eine Bedenkzeit ein, bis wann er sich entschieden haben muss. Während dieses Zeitraums bindet sich der Lieferant an den Angebotspreis. Wenn in diesem Zeitraum der Preis steigt, muss der Lieferant einen Minderertrag hinnehmen. Dieses Risiko wird durch Hinzurechnung eines Bindefristaufschlags reduziert.

Preisformeln ersetzen Bindefristaufschläge und optimieren so den Strompreis.

4.2.4 Lastgangprognose

Im Tabellenblatt „LG_Prognose“ ist die Prognose für das zukünftige Verbrauchsverhalten des Stromkunden dargestellt. Die Vorgehensweise zur Prognostizierung von Lastgängen wurde in Kapitel 3.3 bereits erläutert.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	Datum	M	TT	von:	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00
2		Abw.	Abw.	bis:	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00
3	So 01.01.12			Mi 01.01.14	135,200	134,800	132,800	130,900	131,300	130,900	129,900	130,700
4	Do 05.01.12			Do 02.01.14	132,800	134,300	132,400	133,900	133,600	131,800	134,700	221,000
5	Fr 06.01.12			Fr 03.01.14	121,900	121,900	121,200	122,100	122,100	121,200	118,100	266,700
6	Sa 07.01.12			Sa 04.01.14	104,900	104,500	104,700	104,500	106,200	104,100	95,300	94,700
7	So 08.01.12			So 05.01.14	87,800	87,000	87,800	88,100	88,200	88,000	75,300	71,700
8	Mo 09.01.12			Mo 06.01.14	65,500	65,300	66,000	66,000	65,800	65,900	67,700	127,200
9	Di 10.01.12			Di 07.01.14	87,500	87,100	85,800	85,200	86,200	88,800	82,300	109,700
10	Mi 11.01.12			Mi 08.01.14	86,700	86,100	86,600	91,600	103,700	103,700	98,100	234,900
11	Do 12.01.12			Do 09.01.14	106,500	106,200	107,000	106,700	106,200	107,700	102,600	123,700
12	Fr 13.01.12			Fr 10.01.14	105,200	104,500	104,700	104,600	105,800	108,800	102,300	269,700
13	Sa 14.01.12			Sa 11.01.14	135,000	123,900	120,900	120,800	120,900	121,300	111,800	110,600
14	So 15.01.12			So 12.01.14	88,100	88,100	88,400	88,300	88,700	88,800	80,000	79,200
15	Mo 16.01.12			Mo 13.01.14	86,300	86,500	85,800	86,100	86,700	85,800	82,100	134,100
16	Di 17.01.12			Di 14.01.14	90,200	90,400	89,500	89,400	92,500	89,700	87,600	222,900
17	Mi 18.01.12			Mi 15.01.14	116,600	117,400	116,100	116,300	117,200	116,600	111,900	286,100
18	Do 19.01.12			Do 16.01.14	116,100	116,600	117,000	117,500	117,100	116,000	112,400	264,100
19	Fr 20.01.12			Fr 17.01.14	134,300	133,900	133,100	134,200	132,000	126,400	129,300	202,300
20	Sa 21.01.12			Sa 18.01.14	129,300	121,400	121,200	121,100	116,200	113,900	111,400	111,000
21	So 22.01.12			So 19.01.14	108,500	108,600	108,800	106,100	103,600	101,300	100,700	100,300
22	Mo 23.01.12			Mo 20.01.14	74,700	75,100	74,900	75,900	76,700	73,000	71,000	149,100
23	Di 24.01.12			Di 21.01.14	94,200	94,800	94,500	94,300	95,800	94,800	88,600	192,800
24	Mi 25.01.12			Mi 22.01.14	107,400	107,400	107,800	107,400	108,400	108,900	103,300	231,200
25	Do 26.01.12			Do 23.01.14	122,700	122,400	122,800	123,900	125,100	126,100	118,700	242,400
26	Fr 27.01.12			Fr 24.01.14	142,900	142,500	143,300	143,400	143,200	143,400	137,400	166,600
27	Sa 28.01.12			Sa 25.01.14	111,500	111,700	112,000	112,300	112,600	114,100	105,200	104,900
28	So 29.01.12			So 26.01.14	113,600	113,900	114,000	113,100	113,800	113,400	105,800	105,300
29	Mo 30.01.12			Mo 27.01.14	111,600	111,100	110,400	109,700	110,600	109,400	104,000	198,700
30	Di 31.01.12			Di 28.01.14	92,800	92,500	92,400	92,900	93,100	90,700	88,900	200,500
31	Mi 01.02.12			Mi 29.01.14	121,400	122,100	122,100	121,500	122,400	122,300	116,600	141,600
32	Do 02.02.12			Do 30.01.14	121,000	121,800	121,900	121,800	124,400	126,000	119,800	196,500

Abbildung 15: Ausschnitt Tabellenblatt „LG_Prognose“

In Spalte D ist das Datum für den jeweils prognostizierten Tag dargestellt. In den Spalten E – AB sind die 24 Prognose-Stundenwerte pro Tag dargestellt. In Spalte A steht das Datum, dessen historischer Lastverlauf für die Prognose des jeweiligen Tages angenommen wurde.

In Spalte C wird durch eine rote Einfärbung der betreffenden Zelle signalisiert, wenn der Typtag (Wochentag) des historischen Datums vom Typtag des prognostizierten Datums abweicht. In Abbildung 15 ist die Zelle „C 3“ rot eingefärbt, weil der 01.01.2012 ein Sonntag, aber der 01.01.2014 ein Mittwoch ist. In diesem Fall liegt kein Prognosefehler vor, weil die Prognose automatisch die Sondertagsanpassung vornimmt.

In Spalte „B“ wird durch Einfärbung der betreffenden Zelle signalisiert, wenn der Monat des historischen Datums vom Monat des prognostizierten Datums abweicht. Dies kommt häufig am Ende eines Monats aufgrund der Typtagsanpassung vor. Hier sollte man prüfen, ob das Datum einem benachbarten Monat entspricht. Sollte dies nicht der Fall sein, ist die Prognose eventuell manuell anzupassen.

Wichtiger Hinweis:

Die Software prognostiziert Lastgänge nach einem automatisierten Algorithmus. Der Stromkunde kann sein zukünftiges Verbrauchsverhalten aber viel besser einschätzen. Die Software unterstützt den Stromkunden bzw. den Nutzer der Software und bewirkt so eine Zeitersparnis. Die ersparte Zeit sollte aber genutzt werden, um die Prognose intensiv zu prüfen.

Lastgangprognosen sind eigentlich keine Ergebnisse, sondern die Grundlage zur Berechnung von Strompreisen. Für die „Strompreisoptimierung“ sind sie aber ein wesentlicher Faktor. Deshalb empfehlen wir, dass Sie sich intensiv mit der Lastgangprognose beschäftigen (siehe auch Kapitel 3.3).

Hinweis:

In Kapitel 5.1 erfahren Sie, wie Teillastgänge in die Prognose integriert werden können.

5 Tipps und Tricks

In Kapitel 4 wurde ausführlich die grundsätzliche Nutzung der Software erläutert. In diesem Kapitel erfahren Sie, wie Strompreise durch bestimmte Informationen und Maßnahmen zusätzlich optimiert werden können. Darüber hinaus kann die Software aber auch die Qualität von Stromprodukten prüfen. Dieses ist das spannendste und anspruchvollste Kapitel und kann vermutlich allen Zielgruppen (Stromeinkäufern, Stromeinkaufsberatern, Energielieferanten, Energietechnologie-Herstellern und Forschungsinstituten) neue Denkansätze liefern.

5.1 Teillastgänge berücksichtigen

Für die Lastgangprognose sollten die besten und aktuellsten Informationen verwendet werden, die verfügbar sind. Standardmäßig wird dafür der aktuellste verfügbare historische Jahreslastgang verwendet. In der Regel stehen aber schon Teillastgänge des aktuellen Jahres zur Verfügung, die wahrscheinlich dem Prognoselastgang am besten entsprechen.

Mit der Software können Sie auch Teillastgänge berücksichtigen. Dies wird folgend anhand eines Beispiels erläutert.

Im Juli 2012 soll der Stromliefervertrag für das Lieferjahr 2013 verhandelt werden. Sie verfügen über den Jahreslastgang 2011 und den Teillastgang 2012 für die Monate Januar - Juni. Die Ermittlung des Jahreslastgangs 2012 erfolgt nun in drei Schritten:

1. Lastgang 2011 nach 2012 prognostizieren

Mit der Software wird standardmäßig, wie in Kapitel 4.1 beschrieben, der $\frac{1}{4}$ h - Spaltenlastgang 2011 in das Stunden - Matrixformat überführt und nach 2012 prognostiziert. Die verwendeten Terminmarktpreise für 2012 können frei gewählt werden, weil von der Ausgabedatei nur der Prognoselastgang relevant ist. Die Datei ist unter einem beliebigen Namen abzuspeichern.

2. Lastgang 2012 auffüllen und Lastgang in das Stunden - Matrixformat überführen

Da der Lastgang 2012 nicht komplett vorliegt, muss er manuell aufgefüllt werden. Sie kopieren den von ihrem Verteilnetzbetreiber erhaltenen Teillastgang in die Eingabedatei-Vorlage und schreiben in die leeren Zellen vom 1.7.2012 – 31.12.2012 eine beliebige Zahl. Dabei sollten Sie beachten, dass die zusätzliche Stunde im Oktober in den März übertragen wird. Sie können also den Wert für die Stunde 3 des letzten Sonntags im Oktober verwenden oder Sie müssen nachträglich die Stunde manuell anpassen. Der Lastgang wird mit der Software in das Stunden - Matrix-Format überführt. In der Benutzeroberfläche ist das „Häkchen“ im Bereich „Lastgangprognose“ zu entfernen. Die verwendeten Terminmarktpreise für 2012 können frei gewählt werden, weil von der Ausgabedatei nur der Lastgang (Tabellenblatt „LG“) relevant ist. Die Datei ist unter einem beliebigen Namen abzuspeichern.

3. Lastgangprognosedaten Juli – Dezember 2012 aus dem Lastgang 2011 übertragen

Abschließend müssen die in Schritt 1 ermittelten Lastgangprognosedaten 2012 für die Monate Juli – Dezember kopiert und in das Tabellenblatt „LG“ der in Schritt 2 erstellten Datei eingefügt werden.

Hinweis:

Statt $\frac{1}{4}$ h – Spaltenlastgängen können auch h - Matrixlastgänge hochgeladen werden. Die Software akzeptiert Ausgabedateien als Eingabedatei und interpretiert die Daten des Tabellenblatt „LG“ als Lastgang.

Die in Schritt 3 erstellte Datei kann als Lastgang 2012 hochgeladen werden und mit den aktuellen Terminmarktpreisen nach 2013 prognostiziert werden.

Hinweis:

Wenn Lastgänge im Stunden – Matrixformat hochgeladen werden, sind die Spitzenlast-Ergebnisse im Tabellenblatt „LG_Daten“ nur noch als Stunden – Spitzenlastwerte zu verstehen.

5.2 Preisformeln prüfen

Preisformeln sind komplexe Stromprodukte, die sowohl dem Kunden als auch dem Lieferanten einen Zusatznutzen bieten, weil sie bestehende Preisrisiken gerecht verteilen. Bei EU-weiten öffentlichen Ausschreibungen müssen Strompreisangebote beispielsweise über 50 Tage „gefixt“ werden. Der Lieferant bindet sich also an den Angebotspreis, egal wie sich der Strompreis in diesen 50 Tagen entwickelt. Einen Teil des Risikos „preisen“ die Lieferanten über sogenannte Bindefristzuschläge ein. Diesen Risikozuschlag zahlt der Kunde auch, selbst wenn die Terminmarktpreise an der EEX massiv fallen. Hier können Preisformeln einen wichtigen Beitrag leisten, Strompreise für Kunden und Lieferanten zu optimieren.

Ein Problem von Preisformeln besteht darin, dass Kunden dieses Stromprodukt nur schlecht einschätzen können und deshalb misstrauisch sind. Die Software bietet hier die Möglichkeit, die Koeffizienten „alpha“ und „beta“ der in Kapitel 3.4.2 vorgestellten Preisformel transparent zu berechnen. Marge und Risikozuschlag können in einem separaten Koeffizienten „gamma“ transparent dargestellt werden. Dies stärkt das Vertrauen der Kunden in dieses komplexe Stromprodukt.

Ein weiteres Problem ist, dass zusätzliche Preisrisiken für Kunde und Lieferant entstehen, wenn die Preisformel nicht arbitragefrei (Definition siehe Kapitel 3.4.1) ist. Sie können mit der Software Preisformeln auf Arbitragefreiheit prüfen, indem sie den bepreisten Lastgang hochladen und die zu Grunde liegende Price Forward Curve als relative PFC in die Basisdaten-Datei „daten.xls“ einfügen und dann beliebige Preiskombinationen von Base- und Peak- Jahresterminkontraktpreisen testen. Wenn die Preisformel arbitragefrei ist, stimmen die ermittelten Preise in Spalte D im Tabellenblatt „Preise“ der Ausgabedatei immer mit den Preisen der zu prüfenden Preisformel überein.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
8		Betrachtungszeitraum	Typ	Preis	alpha	beta	Preis (Formel)	Differenz	
9		Jahr	Base	56,05	0,8255	0,1891	56,05	0,00	
10		Jahr	Peak	66,91	0,0000	0,9943	66,91	0,00	
11		Jahr	OffPeak	45,74	1,6094	-0,5754	45,74	0,00	
12		Quartal1	Base	60,68	0,8769	0,2178	60,68	0,00	
13		Quartal1	Peak	72,45	0,0000	1,0767	72,45	0,00	
14		Quartal1	OffPeak	49,21	1,7313	-0,6190	49,21	0,00	
15		Quartal2	Base	51,42	0,7902	0,1479	51,42	0,00	
16		Quartal2	Peak	60,49	0,0000	0,8989	60,49	0,00	
17		Quartal2	OffPeak	43,09	1,5161	-0,5421	43,09	0,00	
18		Quartal3	Base	50,81	0,7286	0,1868	50,81	0,00	
19		Quartal3	Peak	60,43	0,0000	0,8981	60,43	0,00	
20		Quartal3	OffPeak	41,26	1,4516	-0,5190	41,26	0,00	
21		Quartal4	Base	61,47	0,9055	0,2073	61,47	0,00	
22		Quartal4	Peak	74,50	0,0000	1,1072	74,50	0,00	
23		Quartal4	OffPeak	49,46	1,7403	-0,6222	49,46	0,00	
24		Januar	Base	62,09	0,8363	0,2705	62,09	0,00	
25		Januar	Peak	73,73	0,0000	1,0957	73,73	0,00	
26		Januar	OffPeak	49,50	1,7415	-0,6226	49,50	0,00	
27		Februar	Base	61,97	0,9191	0,2040	61,97	0,00	
28		Februar	Peak	73,80	0,0000	1,0968	73,80	0,00	
29		Februar	OffPeak	50,79	1,7870	-0,6389	50,79	0,00	

Abbildung 16: Ausschnitt Tabellenblatt „Preise“ (Ausgabedatei)

Hinweis:

Sollten Sie nicht wissen, wie aus absoluten PFCs relative PFCs generiert werden, können wir Ihnen das „intergia – rel-abs PFC-Tool“ empfehlen.

5.3 Price Forward Curves prüfen

Price Forward Curves (PFCs) werden verwendet um Lastgänge zu bepreisen. Im Kapitel 3.4.1 wurden bereits die Begriffe PFC und Arbitrage definiert, die Kriterien zur Erstellung einer arbitragefreien PFC vorgestellt und die Unterschiede zwischen absoluten und relativen PFCs erläutert.

Die Handelsabteilungen der Energielieferanten kaufen PFCs bei Dienstleistern oder erstellen eigene PFCs. Die Kalkulation von Strompreisen basiert maßgeblich auf der verwendeten PFC und ist deshalb als Betriebsgeheimnis nur wenigen Personen im Unternehmen (des Energielieferanten) zugänglich.

Umso wichtiger ist es, dass die PFC die Kriterien der Arbitragefreiheit erfüllt. Dies kann mit der Software geprüft werden. Die Prüfung erfolgt in drei Schritten:

1. Price Forward Curve formatieren

In der Regel werden von den Energielieferanten absolute PFCs im Stunden – Spaltenformat verwendet. Einige PFCs berücksichtigen die Sommer-/Winterzeit-Umstellung (23-25 Systematik), andere liefern für jeden Tag 24 Stundenpreise (24-24 Systematik). Die Software benötigt eine PFC im Stunden – Matrix-Format mit 24-24 Systematik. Diese ist in das Tabellenblatt „relPFC“ des betreffenden Betrachtungsjahres der Basisdaten-Datei „daten.xls“ einzufügen.

Hinweis:

Wenn Ihr PFC-Dienstleister die PFC nicht im für diese Software notwendigen Format liefert, können wir Ihnen ein individuell angepasstes Formatierungs-Tool zur Verfügung stellen.

2. Base-Band hochladen

Es ist ein Lastgang hochzuladen, dessen Werte für jeden ¼ h – Wert gleich ist (Base-Band).

Hinweis:

Der im Lieferumfang der Software enthaltene Lastgang „Testlastgang.xls“ enthält ausschließlich den Wert „1“ und ist deshalb sehr gut geeignet, weil Sie so in der Ausgabedatei im Tabellenblatt „LG_Daten“ zusätzlich erfahren, wie viele Stunden das Jahr, die einzelnen Quartale und die einzelnen Monate haben. Diese Information ist z. B. interessant, um die Kennzahl „Auslastungsgrad“ nachvollziehen zu können.

3. Software starten und das Tabellenblatt „Preise“ prüfen

Sie müssen dann die Lastgangprognose entsprechend des Betrachtungsjahres der zu prüfenden PFC wählen. Betätigen Sie den „START“-Knopf und es erscheint die Ausgabedatei. Wenn die PFC arbitragefrei ist, entsprechen die Preise in der Spalte D des Tabellenblatts „Preise“ den der PFC zu Grunde liegenden Terminmarktpreise für die betreffenden Quartale und Monate. Die verwendeten Terminmarktpreise sind in der Regel die Settlement-Preise der EEX.

Arbitragefreie PFCs reduzieren die Preisrisiken und leisten so einen wichtigen Beitrag, Strompreise für Lieferanten und Kunden zu optimieren.

Hinweis:

Ein weiteres interessantes Tool ist der „intergia – PFC-Transformator“. Dieses Tool passt ihre absolute PFC den aktuellen Terminmarktpreisen an. So benötigen Sie nur noch 1 – 12 absolute PFCs pro Jahr und können ihre PFC noch genauer analysieren.

5.4 Strompreise durch Lastverschiebungen optimieren

Wenn Industrieunternehmen von Lastmanagement sprechen, meinen sie in der Regel die Senkung der Leistungspreiskosten durch Spitzenlastoptimierung. Das Anreizsystem „Leistungspreis“ ist so angelegt, dass Netznutzer weniger Netzentgelte zahlen müssen, wenn sie ihren Lastgang „glätten“. So gesehen ist das in Kapitel 3 diskutierte „Denkmuster der alten Welt“, dass der Strompreis desto günstiger ist, je gleichmäßiger das Verbrauchsverhalten ist, doch nicht ganz falsch.

Dieser Widerspruch besteht, weil die Leistungspreis-Systematik teilweise zu Fehlanreizen führt. Erstens gibt es Netzkunden, die ihre Lastspitzen nur in Zeiten aufweisen, wenn das Netz nur wenig genutzt wird (nämlich in der Nacht). Hier hat der Gesetzgeber reagiert und den § 19 StromNEV (individuelle Netzentgelte) ergänzt. Zweitens gibt es Netznutzer, die über einen sehr gleichmäßigen und flexiblen Verbrauch verfügen. Diese Netzkunden nutzen ihre Flexibilitäten aber nicht, weil sie sonst höhere Leistungspreiskosten zahlen müssten. Kühllhäuser könnten beispielsweise ihren Stromverbrauch in Zeiten hoher Spotmarktpreise reduzieren und in niedrigere Preisphasen verlagern. Sie könnten auch ihren Verbrauch in Zeiten hoher Netzlasten senken, wenn der Verteilnetzbetreiber hohe Leistungspreiskosten gegenüber dem vorgelagerten Netzbetreiber zu zahlen hat. Das Anreizsystem „Leistungspreis“ sorgt aber dafür, dass die Netzkunden höhere Leistungspreiskosten zahlen müssten, wenn sie den Verteilnetzbetreiber unterstützen.

Die Herausforderungen der Energiewende und die Einführung von intelligenten Netzen (Smart Grid) werden hier ein Umdenken erfordern.

In diesem Zusammenhang sollte auch der Begriff „Grundlastfähigkeit“ überdacht werden.

*Denkmuster der alten Welt:
Wir brauchen grundlastfähige Kraftwerke.*

*Richtig ist aber:
Wir brauchen bedarfsgerechte Erzeugung. Grundlast-Kraftwerke sind nur eingeschränkt regelbar. Wenn viel kostenloser und CO₂-freier Windstrom erzeugt wird und der Verbrauch relativ gering ist, gibt es an der EEX schon teilweise negative Strompreise. Die Kraftwerksbetreiber sind also bereit für die Abnahme ihres Stroms zu zahlen, damit sie ihr Kraftwerk nicht ganz abschalten müssen. Aus „Grundlastfähigkeit“ wird „Mindestabnahmebedürftigkeit“.*

In den Unternehmen werden steuerbare Verbraucher und Erzeuger, elektrische und thermische Speicher und unterbrechbare Prozesse in Zukunft einen wichtigen Beitrag zur Energiewende leisten. Energielieferanten und Netzbetreiber werden Angebote für direkt steuerbare Flexibilitäten unterbreiten und solche, die nicht direkt unter Vertrag genommen werden können, werden durch variable Tarife „motiviert“, Strom bedarfsgerecht ein- oder auszuspeisen.

*Definition Flexibilitäten:
Sammelbegriff für steuerbare Verbraucher und Erzeuger, elektrische und thermische Speicher und unterbrechbare Prozesse.*

Heute bieten Energielieferanten noch keine variablen Tarife an, die direkt an die Spotmarktpreise gekoppelt sind. Aber trotzdem können Unternehmen zumindest den Strompreis für die Verhandlung des nächsten Stromlieferungsvertrags positiv beeinflussen. Bisher wurde im vorliegenden Handbuch nur die Wirkung von Zusatzinformationen auf den Lastgang, die Lastgangprognose und somit auch auf den Strompreis diskutiert. Noch wirksamer ist es aber, wenn der Lastgang durch Lastverschiebungen der im Unternehmen existierenden Flexibilitäten aktiv optimiert wird.

Sie können mit der Software das Strompreisoptimierungspotential durch Lastverschiebungen analysieren. Dies erfolgt in drei Schritten:

1. Lastgang anpassen

Um den Einfluss auf den Strompreis abschätzen zu können, sind die vorhandenen Flexibilitäten und deren Lastverschiebungspotential zu untersuchen. Wichtig sind insbesondere die Verschiebeleistung und die Verschiebedauer. Der Lastgang ist entsprechend des Verschiebepotentials anzupassen. Dazu sollten vorab die Spotmarktpreise der letzten 12 Monate analysiert werden.

*Hinweis:
Zur Anpassung von Lastgängen empfehlen wir das „intergia – Lastverschiebungs-Tool“.*

2. Lastgänge bepreisen

Nutzen Sie die Software, wie in Kapitel 4.1 ausführlich beschrieben. In den Ausgabedateien finden Sie im Tabellenblatt „Preise“ in der Zelle „D 9“ den Jahres-Energielieferpreis. Bilden Sie die Differenz zwischen dem Preis des regulären Lastgangs und des angepassten Lastgangs. Die Preisdifferenz multipliziert mit der Gesamt-Verbrauchsmenge ergibt das Strompreisoptimierungspotential für den Energielieferpreis (Spotmarktoptimierung).

3. Leistungspreiskosten berücksichtigen

In der Ausgabedatei finden Sie im Tabellenblatt „LG_Daten“ in der Zelle „H 7“ die Jahres-Höchstlast. Da beide Lastgänge auf stündlichen Leistungswerten basieren, sollten die Spitzenlast-Werte wieder relativ gut vergleichbar sein. Bilden Sie die Differenz zwischen dem Spitzenlast-Wert des angepassten Lastgangs und des regulären Lastgangs. Die Lastdifferenz multipliziert mit dem Leistungspreis ergibt die entstehenden Zusatzkosten, die das Strompreisoptimierungspotential entsprechend senken.

Idealerweise sollten Spitzenlastoptimierung und Spotmarktoptimierung kombiniert werden. Für eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sind außerdem noch Zusatzkosten für die Infrastruktur (Energiemanagementsystem, Kommunikationstechnik, etc.) zur Steuerung der Flexibilitäten zu berücksichtigen.

Hinweis:

Spotmarktpreise werden täglich dayahead auf der Internetseite der EEX veröffentlicht. Die Preise können auch komfortabel über den FTP-Server der EEX als csv- oder xml-Datei heruntergeladen werden (dieser Service ist aber kostenpflichtig).

Wichtiger Hinweis:

Die berechneten Strompreisoptimierungspotentiale können von den tatsächlichen Einsparungen abweichen. Es gibt durchaus Unterschiede zwischen den von den Energielieferanten verwendeten PFCs. Trotzdem bieten die berechneten Ergebnisse eine gute Orientierung.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB	AC	AD	AE	AF
1	von:	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00							
2	bis:	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00							
384	November	200	200	200	200	200	200																									
385	Dezember	200	200	200	200	200	200																									
386																																
387	Vorschlag																															
388	von:	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00							
389	bis:	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00							
390	Januar	200	200	200	200	200	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
391	Februar	200	200	200	200	200	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
392	März	200	200	200	200	200	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
393	April	200	200	200	200	200	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
394	Mai	200	200	200	200	200	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
395	Juni	200	200	200	200	200	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
396	Juli	200	200	200	200	200	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
397	August	200	200	200	200	200	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
398	September	200	200	200	200	200	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
399	Oktober	200	200	200	200	200	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
400	November	200	200	200	200	200	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
401	Dezember	200	200	200	200	200	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
402																																
403	Lastverschiebung																															
404	von:	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00							
405	bis:	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00							
406	1	200	200	200	200	200	200																									
407	2	200	200	200	200	200	200																									
408	3	200	200	200	200	200	200																									
409	4	200	200	200	200	200	200																									
410	5	200	200	200	200	200	200																									
411	6	200	200	200	200	200	200																									
412	7	200	200	200	200	200	200																									
413	8	200	200	200	200	200	200																									
414	9	200	200	200	200	200	200																									
415	10	200	200	200	200	200	200																									
416	11	200	200	200	200	200	200																									
417	12	200	200	200	200	200	200																									
418																																
419																																
420																																
421																																

Abbildung 17: Ausschnitt „intergia – Lastverschiebungs-Tool“

5.5 Bewertung der Stromeinkaufs-Performance

Im 1. Kapitel wurde bereits erwähnt, dass Stromeinkauf technische, juristische und wirtschaftliche Kenntnisse verlangt. Die Verhandlung der Preiskomponente „Ergielieferpreis“ ist nur eine von mehreren Aufgaben eines Stromeinkäufers.

Die Software „intergia – Strompreisoptimierung“ unterstützt den Stromeinkäufer primär bei der Optimierung des Ergielieferpreises. Diese Preiskomponente ist allerdings sehr wichtig, weil sie die einzige ist, die der Stromeinkäufer im liberalisierten Strommarkt frei verhandeln kann.

Netzentgelte sowie Steuern und Abgaben sind geregelt in Gesetzen, Verordnungen, etc., die ständig angepasst, ergänzt und erweitert werden.

Im vorliegenden Handbuch wurden die Optimierungspotentiale für den Ergielieferpreis aus der Sicht eines Stromproduktentwicklers vorgestellt.

Um die Stromeinkaufs-Performance bewerten zu können ist es wichtig, dass nicht „Äpfel mit Birnen“ verglichen werden. Die Aussagekraft ist gering, wenn einfach nur die Stromkosten der letzten Jahre miteinander verglichen werden. Die verbrauchte Strommenge bestimmt maßgeblich die Stromkosten. Die Unternehmen sollten auf Energieeffizienz achten, aber der Stromeinkäufer kann den Verbrauch selbst nicht beeinflussen. Eine bessere Kennzahl ist der Strompreis. Aber auch dieser enthält Bestandteile, die der Stromeinkäufer nicht beeinflussen kann (z.B. Steuern und Abgaben). Es sei an dieser Stelle erwähnt, dass es auch ein Strompreisoptimierungspotential durch Ausnutzung der gesetzlichen Möglichkeiten gibt, die aber folgend nicht weiter vertieft wird.

Für die optimale Vergleichbarkeit von Strompreisen empfehlen wir schon für die Einholung von Angeboten, dass Stromlieferverträge so ausgestaltet werden, dass nur der Ergielieferpreis angeboten wird und alle anderen Preiskomponenten so übernommen werden, wie sie gesetzlich vorgeschrieben und vom Verteilnetzbetreiber veröffentlicht werden.

Der Ergielieferpreis wird u. a. durch folgende Faktoren (ergänzt um die Einflussmöglichkeiten der Stromeinkäufer) bestimmt:

- Verbrauchsstruktur (Flexibilitäten für Lastverschiebungen nutzen)
- Entwicklung der Börsenpreise (Marktbeobachtung)
- Einkaufszeitpunkt(e) (Risikodiversifikation, Trancheneinkauf)
- Lastgangprognose (Zusatzinformationen liefern)
- Angebotsbindefristen (Verwendung von Preisformeln)

Die Bewertung der Stromeinkaufs-Performance teilt sich auf in langfristige und kurzfristige Kriterien. Kurzfristige Kriterien beziehen sich auf den konkreten Ausschreibungsprozess. Dies beinhaltet u. a. die Anzahl der eingeholten Angebote, die Dauer der Ausschreibung bzw. die im Strompreis enthaltenen Bindefristaufschläge und die Qualität der vorab durchgeführten Lastganganalyse. Langfristige Kriterien sind z. B. die Reaktion auf Entwicklung der Börsenpreise, insbesondere die Wahl der Einkaufszeitpunkte und die aktive Anpassung der Verbrauchsstruktur durch Lastverschiebungen der vorhandenen Flexibilitäten.

Die Software leistet auch Beiträge zur Bewertung der Stromeinkaufs-Performance. In Kapitel 4.2.3 wurde bereits erläutert, wie näherungsweise die Margen der Ergielieferanten ermittelt werden können. Außerdem können die Lastgänge der vergangenen Jahre in das nächste Lieferjahr prognostiziert und mit den aktuellen Preisdaten kalkuliert werden. Die ermittelten Preise geben einen Hinweis darauf, wie sich das Verbrauchsverhalten im Sinne einer Lastgang-Optimierung entwickelt und ob die aktive Steuerung von Flexibilitäten zu einer Strompreis-Optimierung führt (hierfür sollten die Lastgänge der einzelnen Flexibilitäten gemessen werden).

Hinweis:

Stromeinkäufer ist nicht gleich Stromeinkäufer. Je nach Stromverbrauch und Anteil der Stromkosten an den Gesamtkosten steht der Strompreis mehr oder weniger im Fokus der Unternehmen. Festzustellen ist, dass bei einem hohen Stromverbrauch (größer 10 GWh) auch kleine Anpassungen des Lastgangs schon zu erheblichen Einsparungen der Stromkosten (größer 1000 €) führen. Jeder Stromeinkäufer muss individuell entscheiden, wie viel Zeit und Arbeit er in die Optimierung des Strompreises investieren möchte bzw. welche Kosteneinsparungen den geleisteten Zusatzaufwand rechtfertigen.

6 Fehlerbehebung - FAQ

Exklusiv für Software-Kunden

7 Haftungsausschluss

Exklusiv für Software-Kunden