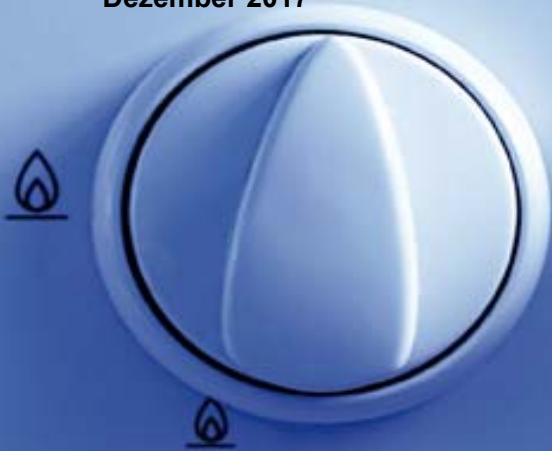


# QUARTERLY



## Vol.III 2017

Dezember 2017

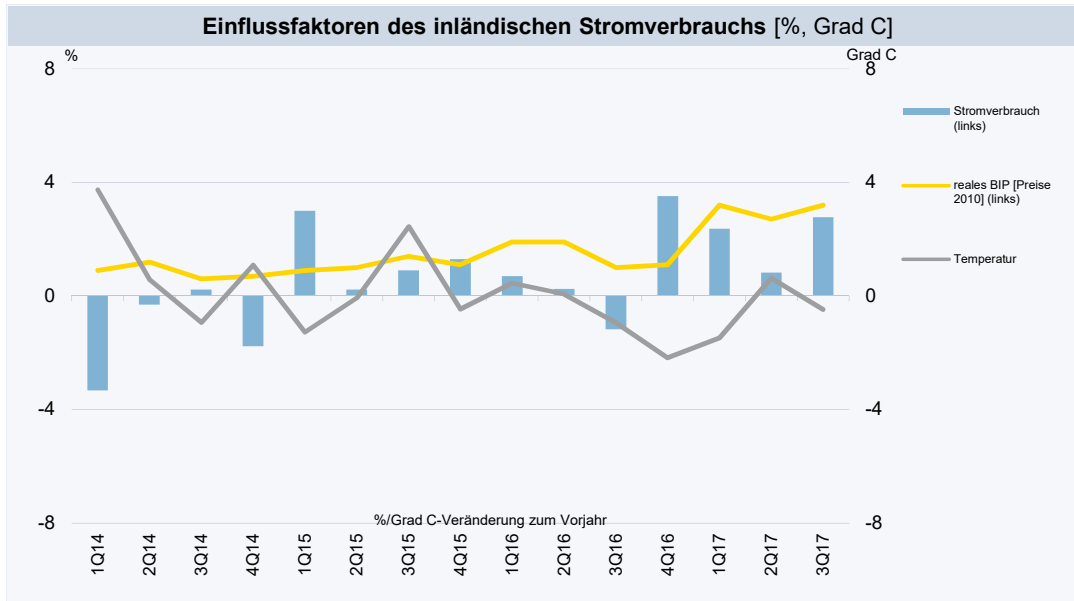


PROFITIEREN. WO IMMER SIE ENERGIE BRAUCHEN.

# Inhalt

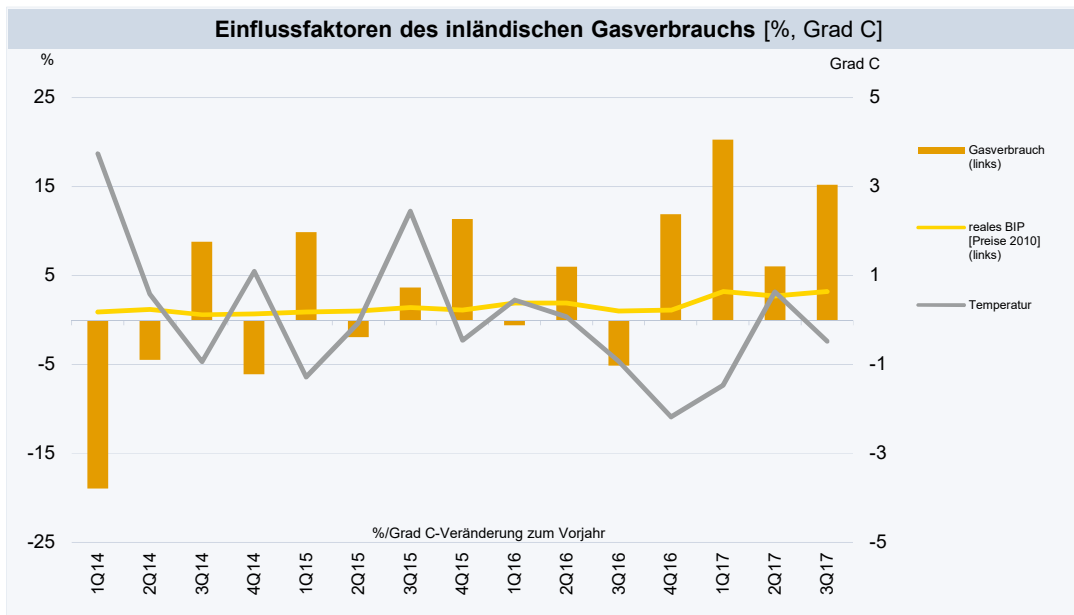
<b>Allgemeine Entwicklungen</b>	
Einflussfaktoren des Stromverbrauchs	03
Einflussfaktoren des Gasverbrauchs	03
Verbraucherpreisindex und Energiepreise	04
<b>Strom</b>	
<b>Mengen</b>	
Veränderung des Stromverbrauchs	05
Verbrauch und Aufbringung der Gesamten Elektrizitätsversorgung	05
Erzeugungskoeffizient der Laufkraftwerke	06
Speicherinhalt und Brennstofflagerstand	06
<b>Preise</b>	
Ausgleichsenergiekosten	07
Haushaltsstrompreis beim Lokalen Anbieter	07
Haushaltsstrompreise und Verbraucherpreisindex	08
Großhandelspreise (Futures- vs. Spotpreise)	08
Preisvergleich Strom und Primärenergieträger	09
<b>Gas</b>	
<b>Mengen</b>	
Veränderung der Erdgasabgabe	10
Erdgasbilanz	10
Speicherinhalt	11
Ausgleichsenergieabrufe	11
Handelsmengen am OTC	12
Gehandelte Menge an der Gasbörse	12
<b>Preise</b>	
Haushaltsgaspreis beim Lokalen Anbieter	13
Preisvergleich Gas und Rohöl	13
Ausgleichsenergiepreise	14
<b>Schwerpunktt Themen</b>	
Spark Spread	15

# Allgemeine Entwicklung



Quelle: E-Control, Statistik Austria, ZAMG

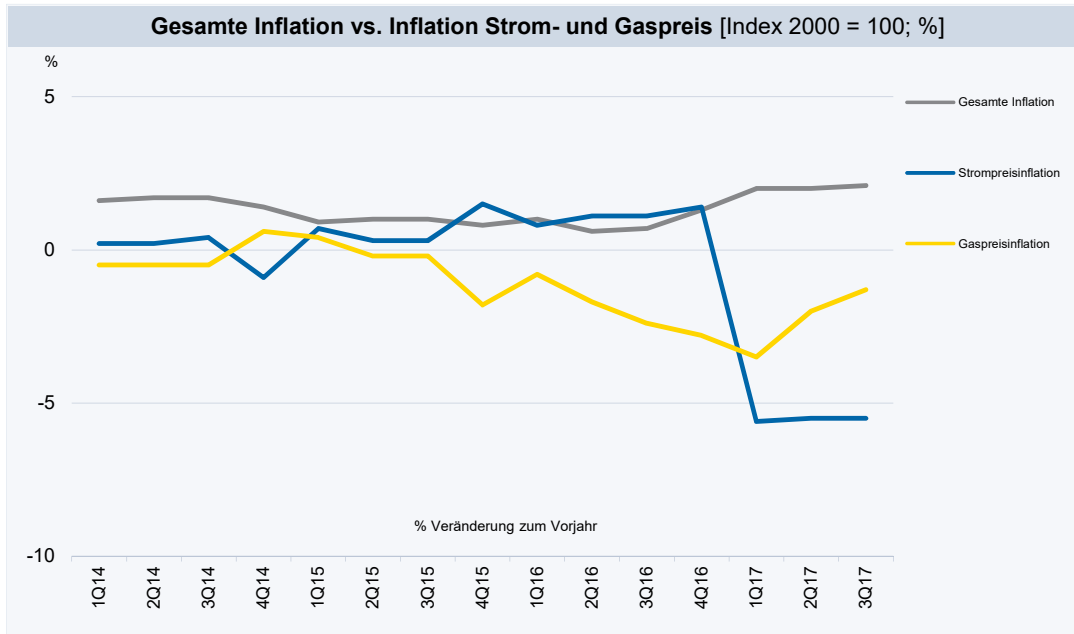
In Österreich wurden im dritten Quartal 2017 16,7 TWh Strom verbraucht. Verglichen mit dem Vorjahr bedeutet dies einen Anstieg um 2,8%. Die mittlere Temperatur ging gegenüber dem Vorjahr um 0,5°C zurück. Das reale BIP stieg um 3,2%.



Quelle: E-Control, Statistik Austria, ZAMG

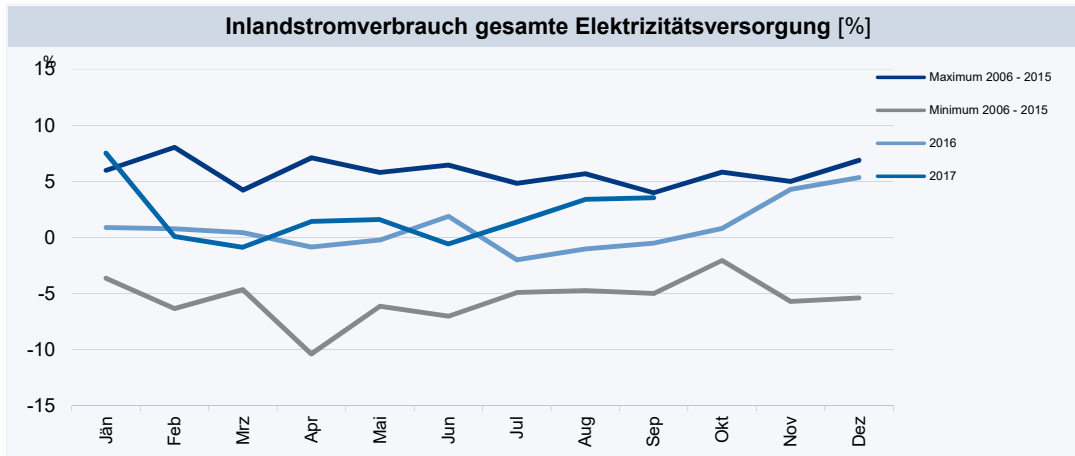
In Österreich betrug der Gasverbrauch im dritten Quartal 2017 14,0 TWh. Verglichen mit dem Vorjahr bedeutet dies eine Steigerung um 15,2%. Der Anstieg ist auf den höheren Einsatz der Gaskraftwerke zurückzuführen.

# Allgemeine Entwicklung



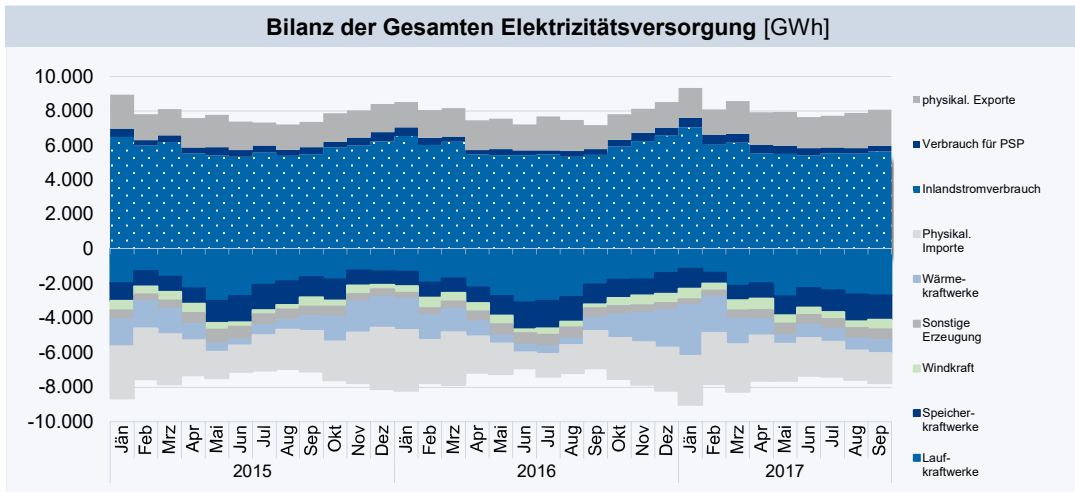
Im September 2017 betrug die Inflationsrate 2,4%. Sowohl bei Strom als auch bei Gas setzte sich die Deflation fort. Bei Strom lag diese, wie im 2. Quartal 2017, konstant bei 5,5%. Die Deflation bei Gas liegt seit Mai 2017 bei 1,3%.

# Strom / Mengen



Quelle: E-Control

Insgesamt wurden in den ersten drei Quartalen 52,4TWh im Inland verbraucht, was einer Steigerung um 2,0% oder 1,0TWh entspricht. Auffällig ist, dass mit Ausnahme der Monate März und Juni, die Rückgänge um 0,9% bzw. 0,6% verzeichneten, in allen Monaten ein Verbrauchszuwachs gegeben war. Selbst im Februar, der infolge des Schalttags im Vorjahr einen Verbrauchsanstieg von nur 0,1% aufwies. Quartalsweise betrachtet war der höchste inländische Verbrauchszuwachs im dritten Quartal mit 2,8% bzw. 0,5TWh gegeben, gefolgt vom ersten Quartal mit 2,4% bzw. 0,4TWh, wobei dieser Zuwachs zur Gänze auf den sehr verbrauchsstarken Jänner mit einem Zuwachs von 0,5TWh bzw. 7,5% zurückgeht. Lediglich das zweite Quartal hatte mit 0,8% bzw. 0,1TWh eine vergleichsweise geringe Verbrauchssteigerung zu verzeichnen. Wesentlichen Einfluss auf die Entwicklung des Stromverbrauchs hatte die Witterung. Die monatsmittlere Temperatur lag im Jänner mit -1,5°C deutlich unter der des Vorjahrs, während die mittlere Temperatur im Juni und August um 2 Grad deutlich über der des Vorjahres lag. Über den Einfluss des Klein-kundenbereichs hinaus war auch das höhere Wirtschaftswachstum für die Verbrauchsentwicklung ausschlaggebend.

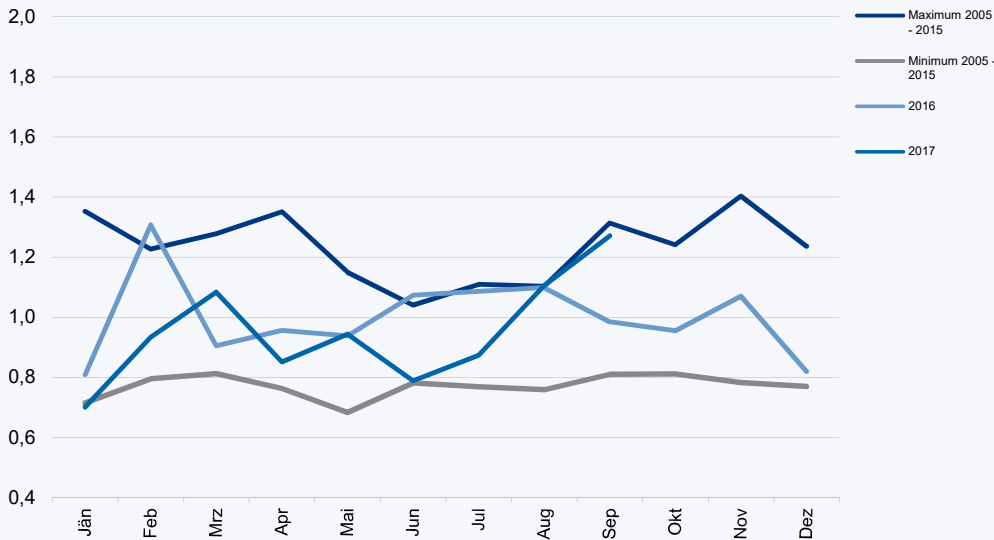


Quelle: E-Control

Mit Ausnahme der Monate März, Mai und September war die Erzeugung der Laufkraftwerke durchwegs unter der des Vorjahrs und ging um insgesamt 1,5TWh oder 7,3% zurück. Die stärksten Rückgänge waren dabei im Juni mit 26,9% oder um 0,9TWh sowie im Juli mit 20,3% bzw. 0,6TWh gegeben, wobei der Februar, nicht zuletzt infolge des fehlenden Schalttags, mit einem Rückgang um 29,7% bzw. 0,6TWh ebenfalls sehr stark zu Buche schlägt. Die Erzeugung der Speicherkraftwerke ging in den ersten neun Monaten um insgesamt 3,3% bzw. 0,3TWh zurück, wobei der Jänner aufgrund der Verbrauchs- und Deckungs-situation einen Erzeugungszuwachs um 0,3TWh bzw. 38,4% verzeichnete. Die Wärmekraftwerke wurden um 36,7% oder 2,9TWh mehr eingesetzt als im Vorjahr, wobei die höchsten Zuwächse im ersten Quartal mit 41,4% bzw. 1,9TWh sowie im dritten Quartal mit 38,4% bzw. 0,6TWh gegeben waren, wobei auch das zweite Quartal mit einem Zuwachs von 23,1% bzw. um 0,4TWh vergleichsweise hohe Einsätze verzeichnete. Die Windkraftwerke speisten um 24,6% bzw. 0,9TWh mehr ein, wohingegen die sonstige Erzeugung um 3,5% bzw. 0,2TWh zurückging. Das Nettoaustauschsaldo erhöhte sich um 0,2TWh, wobei die physikalischen Importe um 2,0TWh oder 10,6% und die physikalischen Exporte um 12,3% bzw. 1,8TWh anstiegen.

# Strom / Mengen

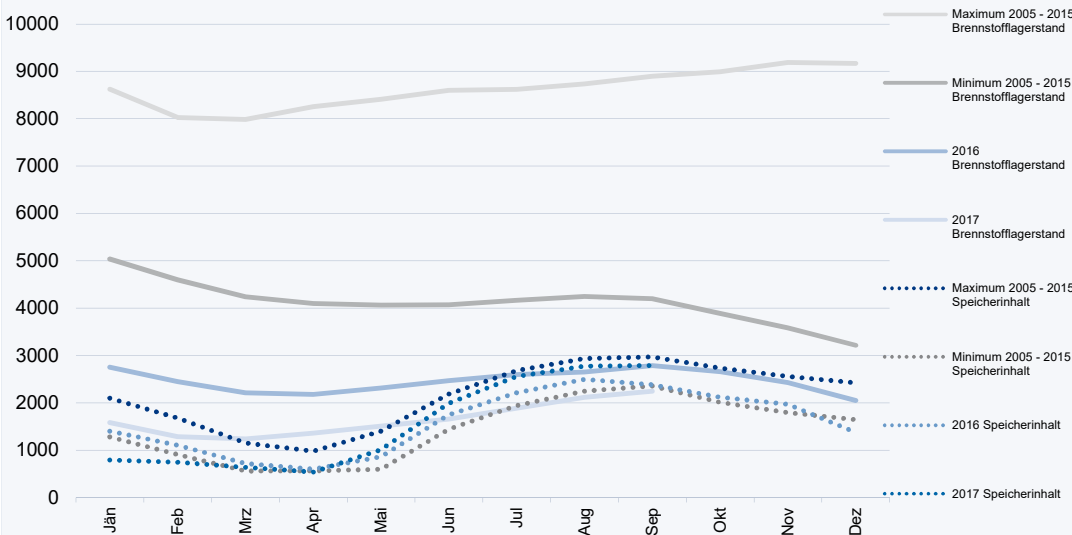
Erzeugungskoeffizient der Laufkraftwerke



Quelle: E-Control

In den ersten drei Quartalen lag der Erzeugungskoeffizient der Laufkraftwerke bei 0,95 und damit um 5%-Punkte unter dem langjährigen Mittel- bzw. Erwartungswert. Allerdings betrug er im Vorjahr 1,02 und war somit um 7%-Punkte höher. Mit Ausnahme der Monate März, August und September war das Wasserdargebot und damit der Erzeugungskoeffizient niedriger als zu erwarten, wobei er nur im März deutlich über dem des Vorjahres und im Mai sowie im August leicht darüber lag.

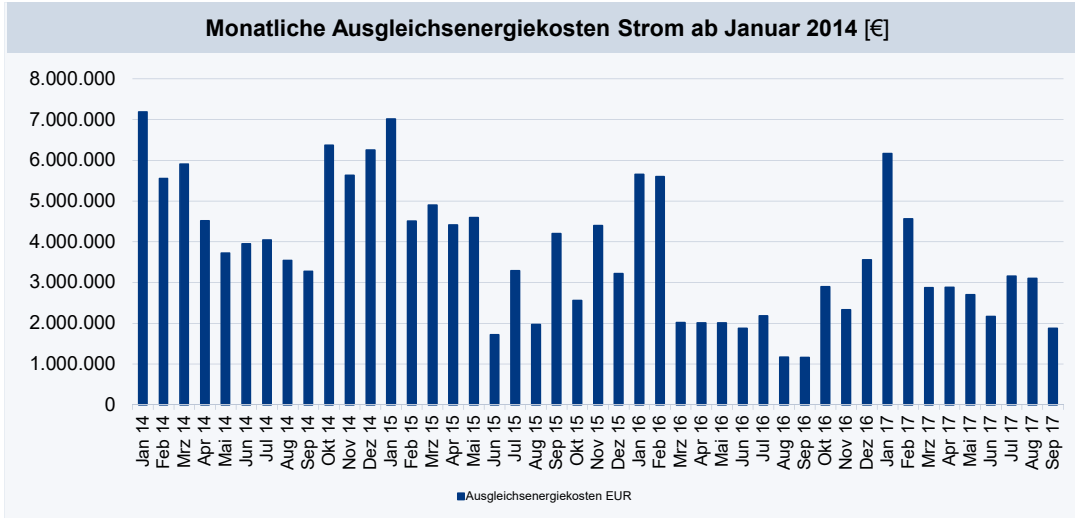
Inhalt der Jahresspeicher und Brennstofflager zum Monatsletzten [GWh]



Quelle: E-Control

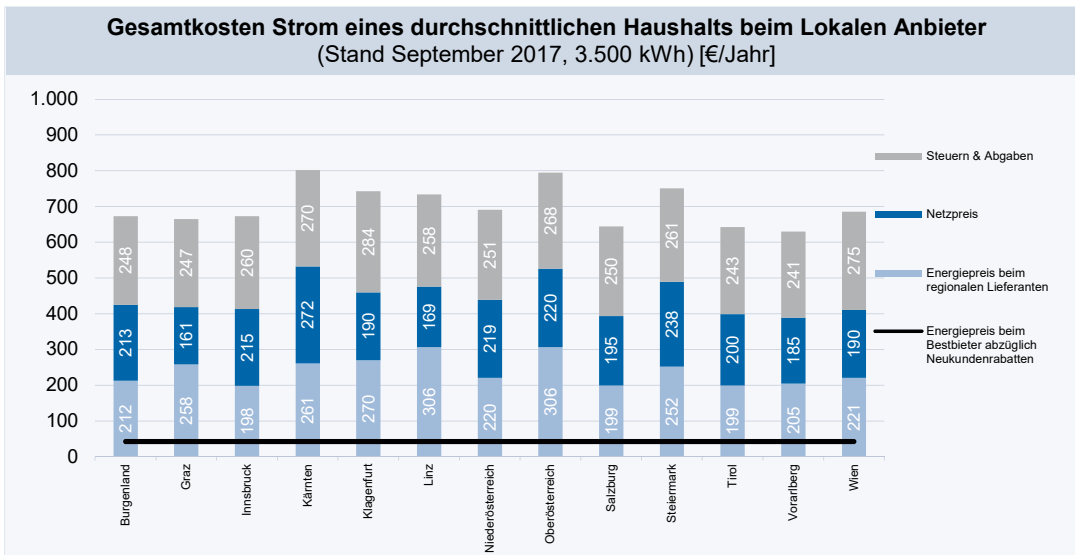
Ende September waren in den Großspeichern insgesamt 2,8TWh vorrätig, was einem Füllungsgrad von 87,2% entspricht. Damit sind gegenüber dem gleichen Stichtag des Vorjahres um insgesamt 0,4TWh oder 12,6%-Punkte mehr in den Speichern vorrätig. Bei den Wärmekraftwerken der öffentlichen Erzeuger waren feste und fossile Brennstoffe mit einem Wärmeäquivalent von 2,2TWh gelagert, um 0,5TWh weniger als im Vorjahr.

# Strom / Preise



Quelle: APCS

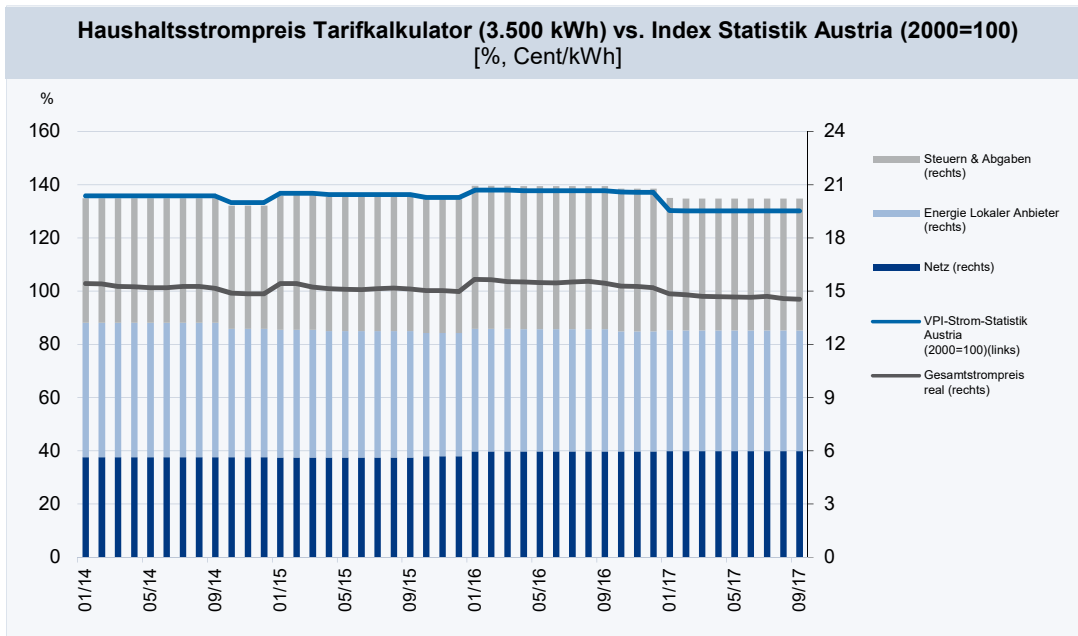
Wie schon in den ersten beiden Quartalen lagen die österreichischen Ausgleichsenergiekosten auch im dritten Quartal 2017 beträchtlich über dem Wert des Vergleichszeitraumes 2016. Die Gesamtkosten im Ausmaß von 8,1 Mio. € bedeuten darüber hinaus auch einen Anstieg von 5% im Vergleich zum Vorquartal. Diese Erhöhung ist besonders beachtlich, da im dritten Quartal (aufgrund der zugrundeliegenden Saisonkomponenten) zumeist ein unterjähriges Kostenminimum erreicht wird – erstmals seit drei Jahren ist dies nicht der Fall. Ausschlaggebend waren hierbei vor allem der auftretende Rekordwert des ungewollten Austauschs und die beachtliche Zunahme der Kosten für Primärregelung.



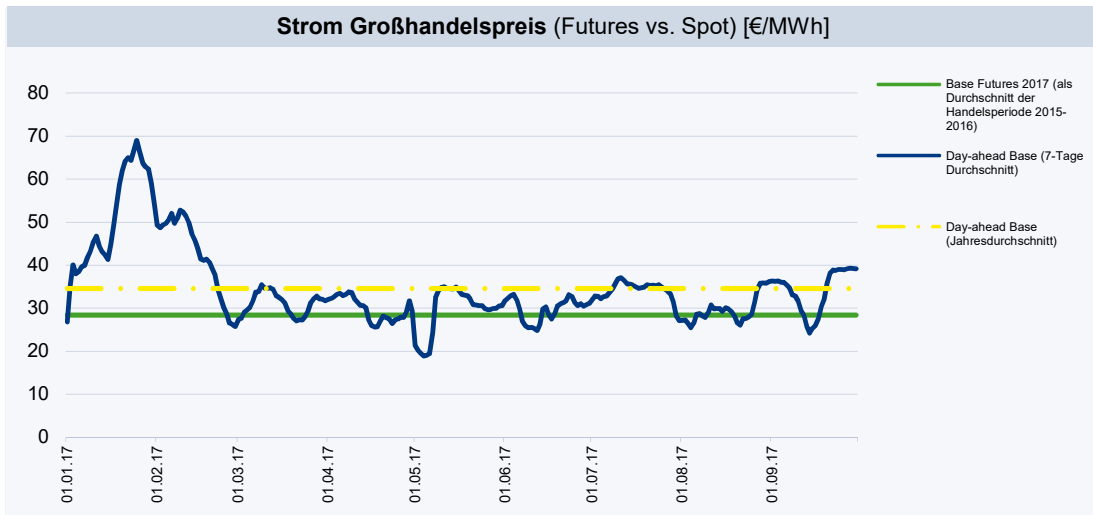
Quelle: E-Control

In der obenstehenden Grafik sind zum einen die jährlichen Gesamtkosten eines durchschnittlichen Stromkunden beim regionalen Lieferanten und zum anderen die Höhe des Energiepreises beim jeweils günstigsten Lieferanten abgebildet. Demnach können Haushaltskunden in Oberösterreich bei einem entsprechenden Lieferantenwechsel am meisten einsparen (insgesamt etwa 316 €/Jahr bei einem Verbrauch von 3.500 kWh).

# Strom / Preise



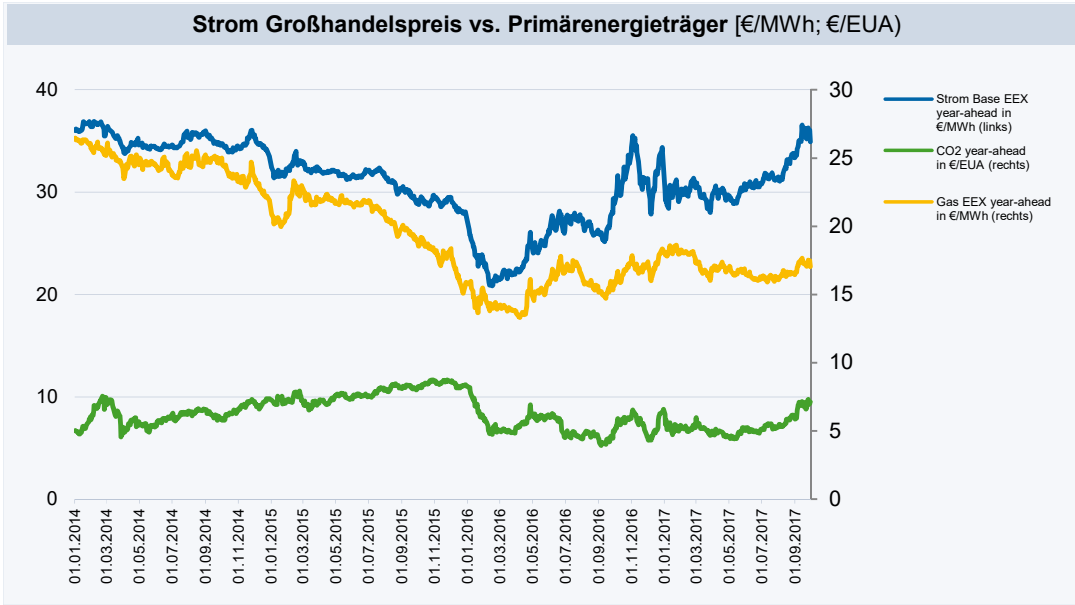
Die Haushaltsstrompreise sind im dritten Quartal des Jahres stabil geblieben. Im September betrug der gewichtete Durchschnitt wie im Vorquartal 20,22 Cent/kWh nominal bzw. mit 14,57 Cent/kWh real, etwas weniger als im Vorquartal. Im Vergleich zum Vorjahr ergibt sich eine Kostenentlastung von 3,4 Prozent nominal und 6 Prozent real.



Im Vergleich zum Vorquartal stieg der durchschnittliche Preis des Base-Produkts im 3. Quartal von 30 €/MWh auf 33 €/MWh. Als Indikator für ein moderat steigendes Strompreisniveau kann auch die Entwicklung in der zweiten Septemberhälfte herangezogen werden – erstmals seit März festigte sich im Kurzfristhandel auf Basis des 7-Tage-Durchschnitts ein Preisniveau von etwa 40 €/MWh. Über das ganze Jahr betrachtet bleibt der Durchschnittspreis des Base-Produkts somit deutlich über dem gehandelten Wert des Futures für 2017.



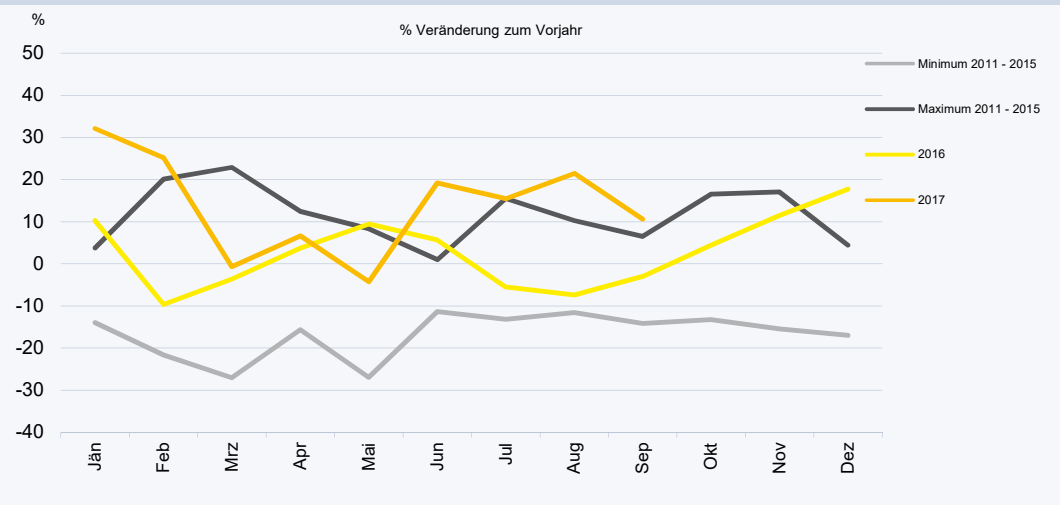
# Strom / Preise



Im Future-Handel zeigte sich im dritten Quartal ein stetiger Aufwärtstrend. Das Strom-Base-Produkt für 2018 stieg von 31 €/MWh im Juli auf 36 €/MWh im September. Als ein Treiber für die Erwartung steigender Preise kann nun auch die Entwicklung im CO2-Handel angesehen werden. Obwohl von steigenden CO2-Preisen auszugehen war, überrascht das Ausmaß dieses Anstiegs. Im Vergleich zum Quartalsbeginn erhöhte sich der Zertifikatswert für 2018 um etwa 37% und lag im September bereits bei 7 €/EUA. Im Zusammenspiel mit zuletzt wieder steigenden Gas-Futures wird ein anhaltender Preisanstieg im Stromgroßhandel wahrscheinlicher.

# Gas / Mengen

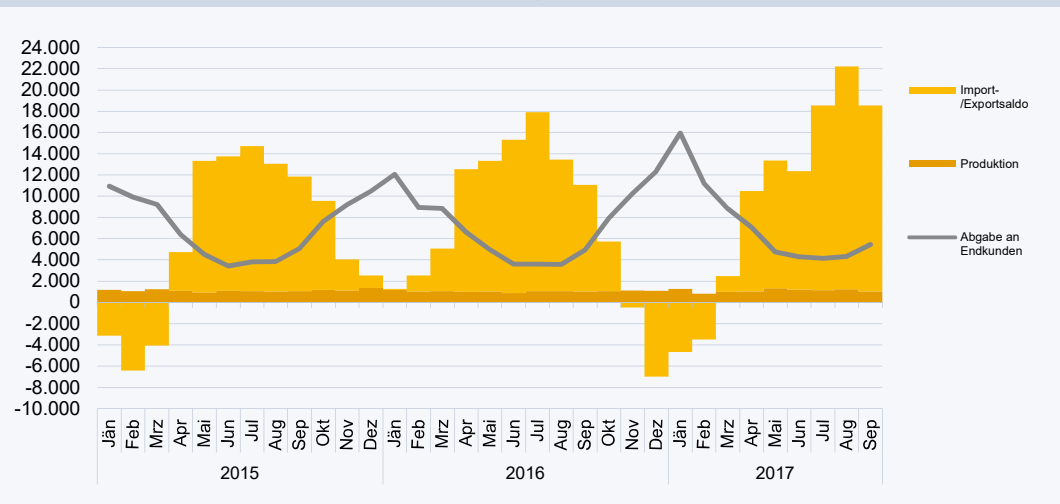
Monatliche Veränderung der Erdgasabgabe [%]



Quelle: E-Control

Die Abgabe an Endverbraucher betrug in den ersten drei Quartalen 2017 insgesamt 66,3TWh und war damit um 9,9TWh oder 15,4% höher als im Vorjahr. Stärkste Verbrauchszuwächse waren in den Hochwintermonaten Jänner und Februar - trotz des fehlenden Schalltags - mit 32,1% (3,9TWh) bzw. 25,1% (2,3TWh) zu verzeichnen, was insbesondere auf den höheren Einsatz für Wärme direkt bei den Haushalten aber auch indirekt in den KWK-Anlagen zurückzuführen ist. Ebenfalls sehr hohe Zuwächse bei der Endabgabe waren im Juni mit 19,2%, im Juli mit 15,4%, im August mit 21,5% und im September mit 10,5% gegeben, wobei diese Zusatzmengen von insgesamt 2,5TWh nahezu ausschließlich auf den erhöhten Einsatz der gasbefeuerten Wärmekraftwerke der öffentlichen Erzeuger zurückzuführen sind.

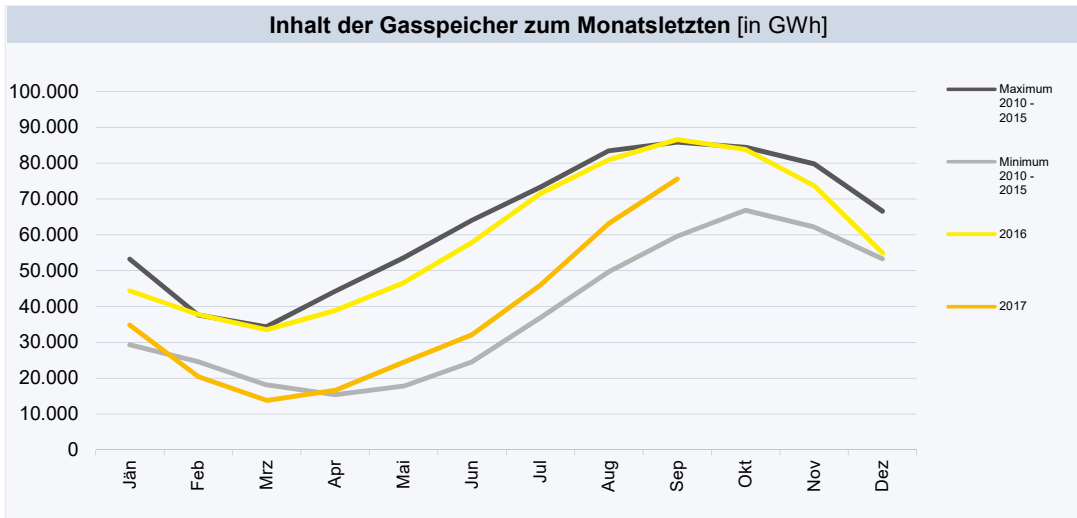
Monatliche Erdgasbilanz [GWh]



Quelle: E-Control

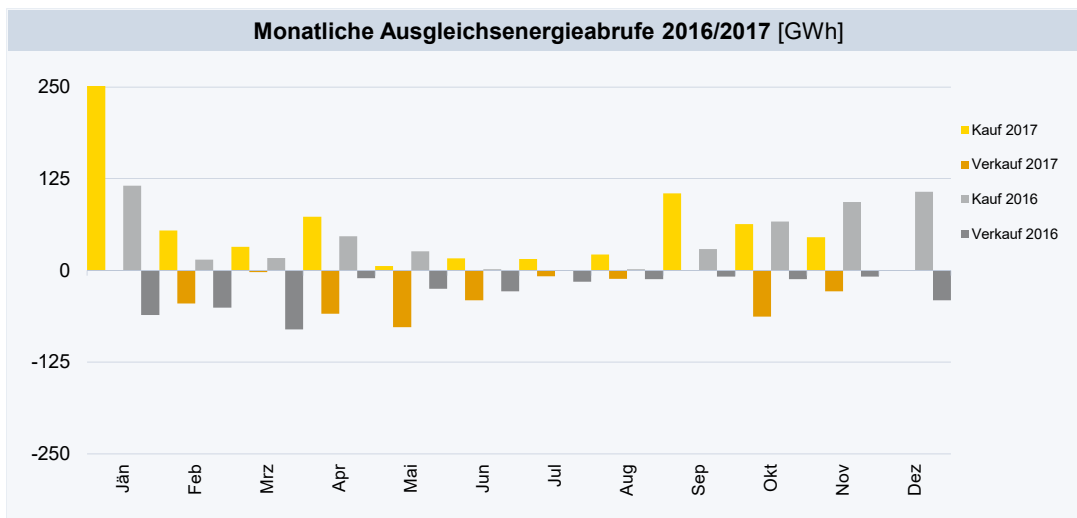
Die inländische Produktion wurde um 8,3% bzw. 0,8TWh gegenüber den ersten neun Monaten des Vorjahrs gesteigert, an biogenen Gasen wurden um 14,8% (0,014TWh) mehr ins Netz eingespeist. Während in die Speicher um 18,0% oder 10,6TWh mehr eingepresst wurde, erhöhte sich die Entnahme um 77,0% oder 20,8TWh. Auffallend, dass die höchsten Steigerungsraten bei der Entnahme im ersten Halbjahr gegeben waren - sie lagen zwischen 64,8% im März und 212,5% im April - während die Entnahme im dritten Quartal um 66,7% zurückging. Die Erdgasimporte erreichten 424,7TWh und verzeichneten mit einem Zuwachs um 13,1% bzw. 49,2TWh nahezu die gleiche Veränderung wie die Exporte, die sich um 17,3% bzw. 50,5TWh auf 342,9TWh erhöhten.

# Gas / Mengen



Quelle: E-Control

Mit Ende September waren in den Erdgasspeichern in Österreich insgesamt 75,6TWh (6,8MrdNm<sup>3</sup>) gelagert, was einem Füllungsgrad von 79,6 % entspricht. Dies ist ein deutlich niedrigerer Speicherstand als zum Vergleichszeitpunkt des Vorjahres mit 86,6TWh Inhalt bzw. 91,2% Füllungsgrad. Anzumerken ist, dass die gegenwärtigen Speichervorräte immer noch 78,2% der Abgabemenge an Endverbraucher in den letzten 12 Monaten entsprechen und die Nettoeinpresung noch nicht abgeschlossen scheint. Darüber hinaus war der Speicherstand im September des Vorjahres der bisher höchste und entsprach mehr als der Abgabe an Endkunden in 12 Monaten.

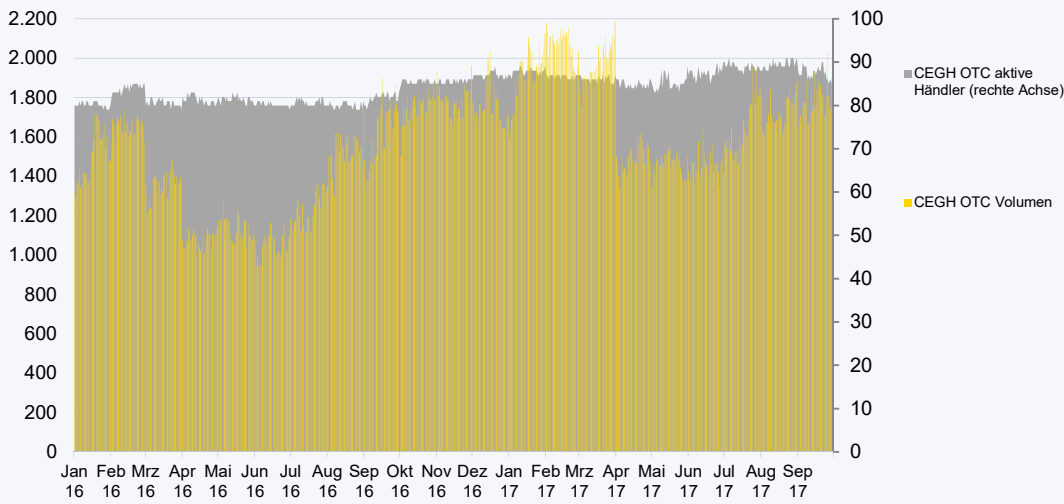


Quelle: AGCS, E-Control

Das dritte Quartal zeigte im Vergleich zum Vorjahr deutlich höhere Zukäufe an Ausgleichsenergie; das deutet auf eine systematische Unterspeisung des Systems in diesem Zeitraum hin. Die Verkäufe an Ausgleichsenergie reduzierten sich auf gut 50% des Vorjahresniveaus (Kauf: Q3-2016: 31 GWh & Q3-2017: 142 GWh; Verkauf: Q3-2016: 36 GWh & Q3-2017: 20 GWh).

# Gas / Mengen

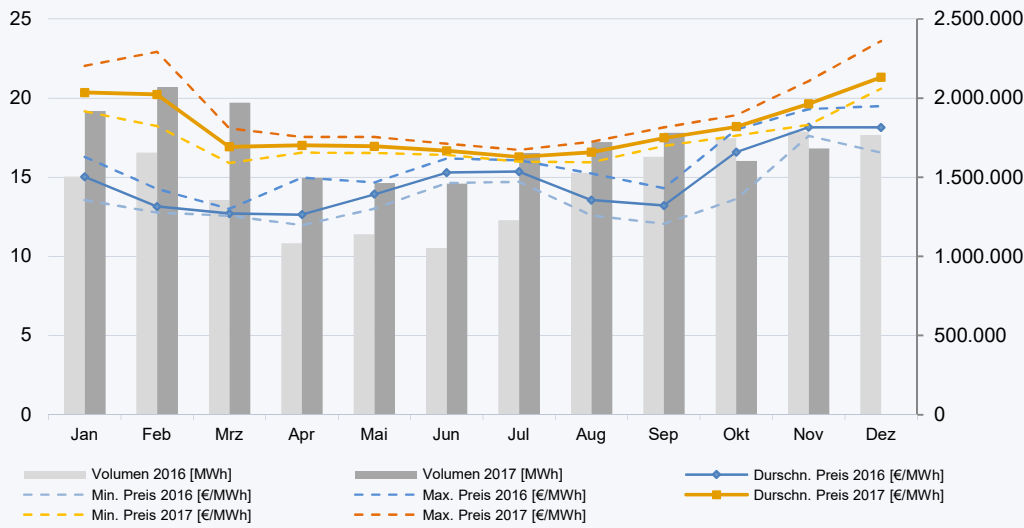
Entwicklung gehandelter Mengen OTC [GWh]



Quelle: CEGH

Das OTC-Handelsvolumen stieg in Q3-2017 um etwa 18% im Vergleich zum Vorjahr und war nahe dem Niveau des Q4-2016 (Q3-2016: 134,3 TWh; Q3-2017: 158,1 TWh). Die Zahl der aktiven CEGH OTC Händler lag in Q3-2017 auf dem gleichen Niveau wie Ende Q3-2016 (etwa 80 - 90 Händler)

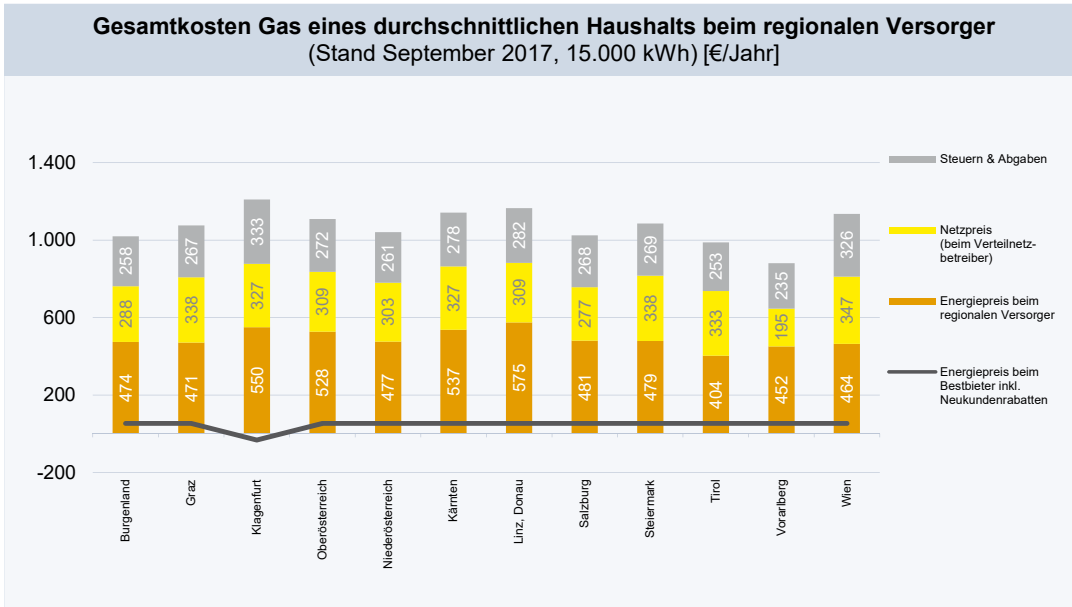
Entwicklung CEGH Day-Ahead OTC [€/MWh | MWh]



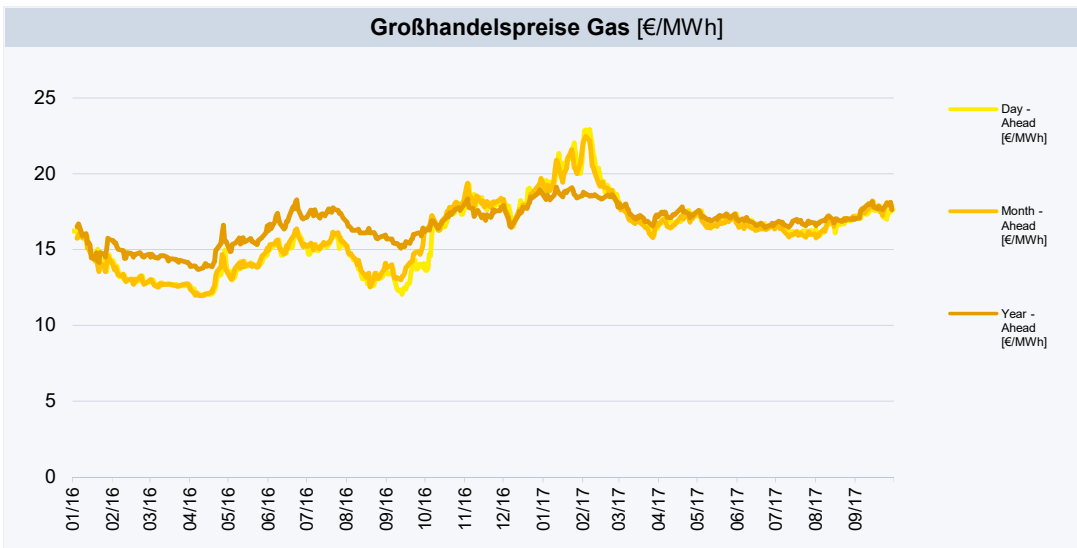
Quelle: CEGH

Die mit Q2-2017 einsetzende Seitwärtsbewegung (im Wesentlichen auf stabile Temperaturen, das Einspeicherverhalten und die Preisentwicklung anderer Rohstoffe wie z.B. Kohle und CO<sub>2</sub> zurückzuführen) hat sich in Q3-2017 fortgesetzt. Erst gegen Ende des Q3-2017 setzte ein saisonbedingter Preisanstieg ein. Im Vergleich zu Q3-2016 war Q3-2017 durch eine deutlich niedrigere Volatilität gekennzeichnet.

# Gas / Preise

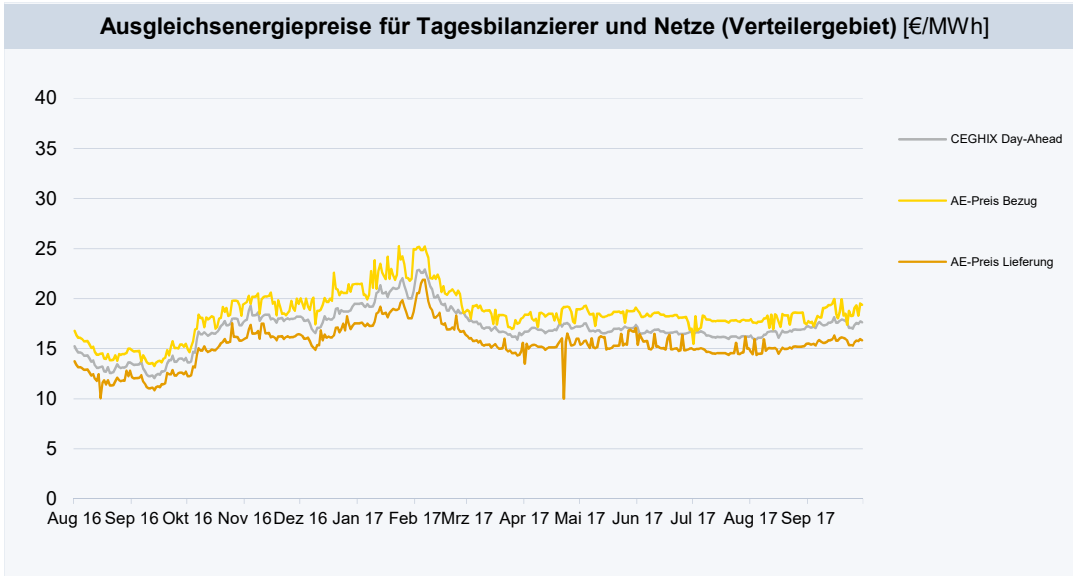


Im dritten Quartal betrug das Einsparpotenzial beim Wechsel zum günstigsten Anbieter je nach Region zwischen 421 Euro/Jahr (Vorquartal 386 Euro/Jahr) in Tirol und 700 Euro/Jahr (Vorquartal 687 Euro/Jahr) in Klagenfurt.



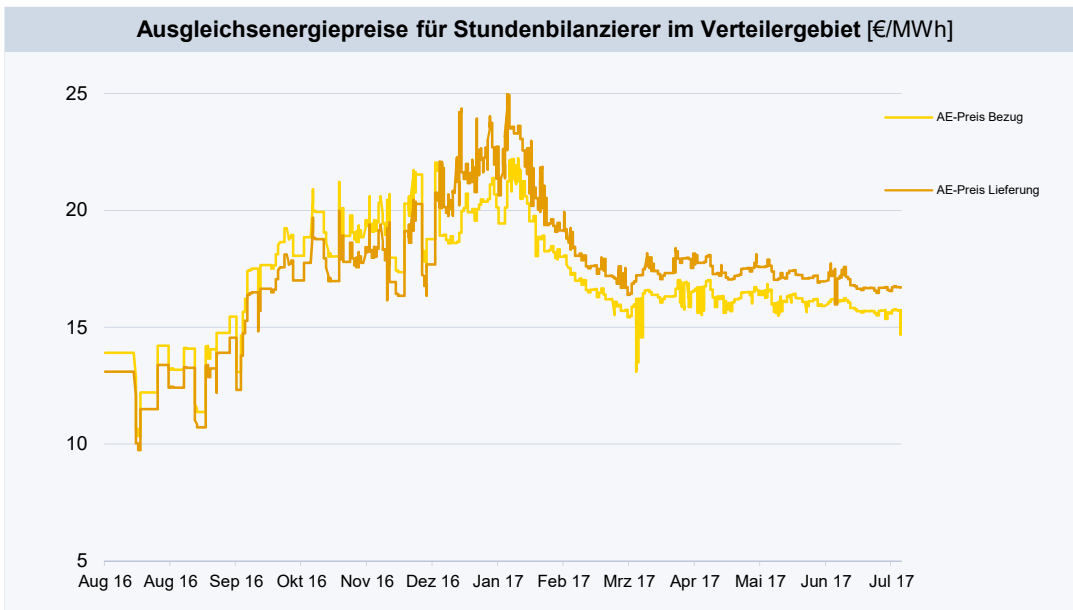
Zu Jahresbeginn war die Preisentwicklung am kurzen Ende der Kurve wohl u.a. witterungsbedingt von einer hohen Nachfrage geprägt. Entsprechend stiegen Day-Ahead und Month-Ahead Preise in dieser Zeit deutlich über die 20 EUR/MWh Marke. Die langfristigen Year-Ahead Geschäfte blieben davon weitgehend unbeeindruckt. Mit Q2-2017 kehrten auch die kurzfristigen Preise wieder auf das Niveau der langfristigen Produkte zurück und entwickelten sich recht stabil seitwärts.

# Gas / Preise



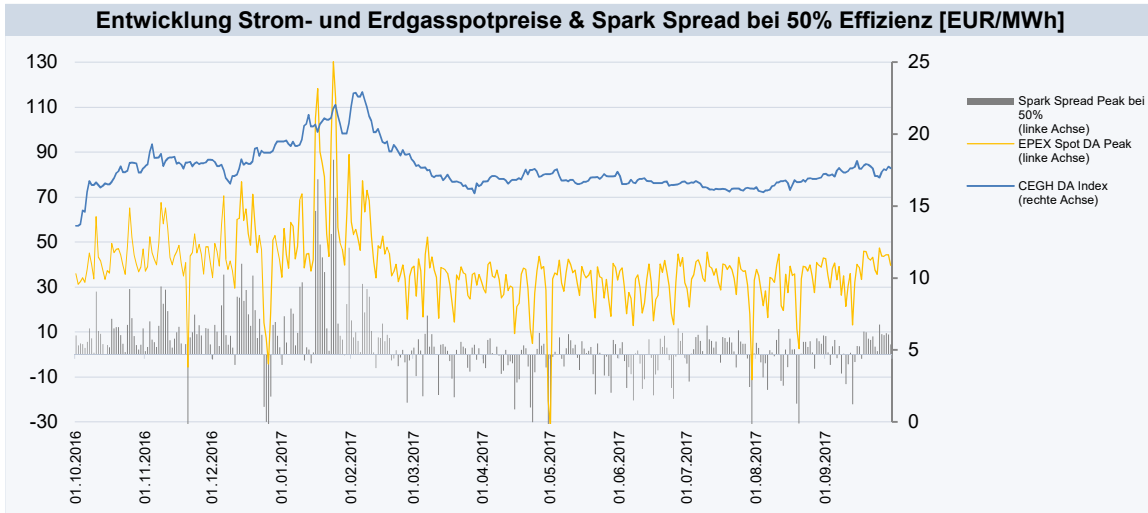
Quelle: AGCS

Die Ausgleichsenergiepreise für Stunden- und Tagesbilanzierer entwickeln sich parallel zu den CEGHIX Preisen. Seit dem Frühjahr hat sich entsprechend den Börsepreisen eine stabile Seitwärtsbewegung ausgebildet. Erst gegen Ende Q3-2017 zogen die Preise an.

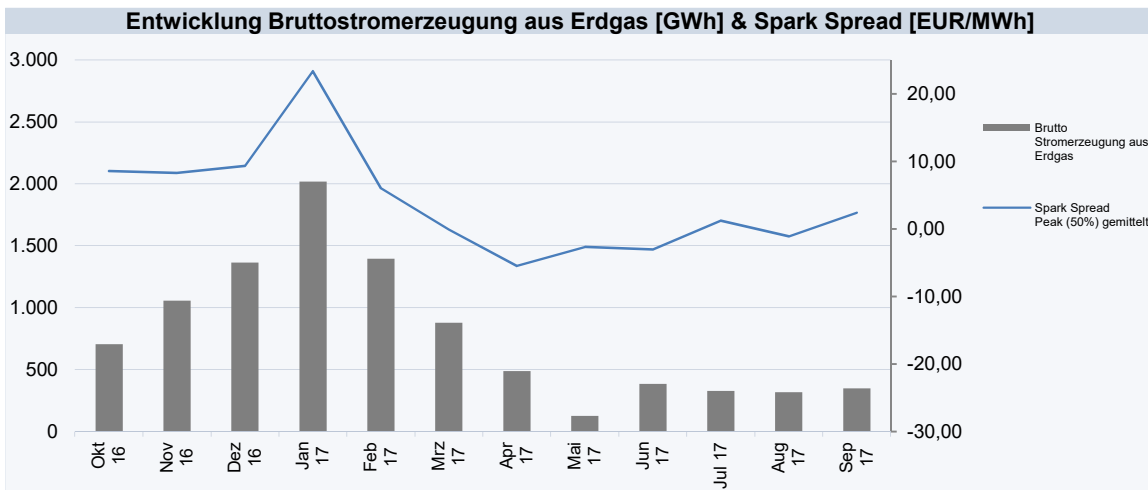


Quelle: AGCS

# Schwerpunktthema: Spark Spread



Die obige Abbildung zeigt die Entwicklung der Großhandelspreise für Strom (Day-Ahead Peak) und Gas (Day-Ahead) in Österreich. In Q4/2016 und Q1/2017 ist ein typisch saisonaler Anstieg der Gaspreise zu erkennen; auch die Strompreise erreichten gerade im Januar 2017 aufgrund der angespannten Versorgungssituation auf europäischer Ebene besonders hohe Werte. Als Maßzahl für die Rentabilität von Gaskraftwerken dient ein (Dirty) Spark Spread unter Annahme eines Effizienzgrades von 50%. Dieser Spark Spread ist im gleichen Zeitraum primär durch die Strompreisentwicklung getrieben und führte zu einem weitestgehend positiven Spread. Ab Q2/2017 nahm die Volatilität sowohl der Strom- als auch der Gaspreise ab und es stellte sich eine stabile Seitwärtsbewegung ein.



In der Winterperiode Q4/2016 bis Q1/2017 lässt sich die Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus Erdgas anhand einer analogen Entwicklung des Spark Spread (s.o.) nachvollziehen. Die unterschiedliche Entwicklung zwischen diesen Größen im 2. und 3. Quartal 2017, nämlich ein Anstieg des mittleren Spark Spread, der nicht im gleichen Ausmaß von einem Anstieg der Bruttostromerzeugung aus Erdgas begleitet war, lässt Rückschlüsse auf zusätzliche Einflussfaktoren (Wartungsarbeiten, eingegangene vertragliche Kraftwerksverpflichtungen, Verfügbarkeit inländischer bzw. ausländischer Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern, etc.) zu.

## **Impressum**

Ansprechperson: Mag. Esther Steiner, Tel.: +43 1 24 7 24 704, E-Mail: [esther.steiner@e-control.at](mailto:esther.steiner@e-control.at)

Das Produkt und die darin enthaltenen Daten sind urheberrechtlich geschützt. Alle Rechte sind der Energie-Control Austria vorbehalten. Die Vervielfältigung und Verbreitung der Daten sowie deren kommerzielle Nutzung sind ohne deren vorherige schriftliche Zustimmung nicht gestattet. Weiters ist untersagt, die Daten ohne vorherige schriftliche Zustimmung der Energie-Control Austria ins Internet zu stellen, und zwar auch bei unentgeltlicher Verbreitung. Eine zulässige Weiterverwendung ist jedenfalls nur mit korrekter Quellenangabe "Energie-Control Austria" gestattet.

© Energie-Control Austria

Wien, Dezember 2017