

## **E-Control: Netzentgeltstrukturen – ein Blick nach Europa**

Wir haben uns einige Länder, die mit dem Smart Meter Rollout schon weit fortgeschritten sind, im Detail angesehen und die jeweiligen Pläne für künftige Netzentgeltstrukturen analysiert.

### **Norwegen**

#### **Norwegen Vorreiter bei E-Mobilität**

Norwegen plant, den Rollout von Smart Metern mit 2019 abzuschließen. Norwegen kann seinen Strombedarf zu fast 100% aus Wasserkraft abdecken. Die Elektromobilität wird in Norwegen – nicht zuletzt aufgrund des Wasserkraftanteils – stark gefördert. Derzeit werden rund ein Viertel aller neu zugelassenen E-Autos in Europa nach Norwegen verkauft. Da Elektroautos Strom aus dem Netz beziehen, aber auch einspeisen können, führt diese Entwicklung vor allem zu einem starken Anstieg von dezentralem Verbrauch in Norwegen.

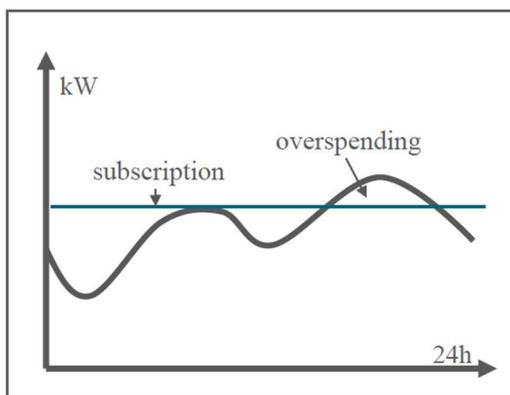
Im Gegensatz zu Österreich, wo die E-Control die Netzentgelte festsetzt, können die Verteilernetzbetreiber in Norwegen ihre Netztarife selbst festsetzen und sind in ihrem Handlungsspielraum sehr großzügig. Meistens werden die Netzentgelte für Haushalte aber ähnlich wie in Österreich eingehoben, das heißt über einen jährlichen Pauschalbetrag und eine sogenannte Arbeitskomponente (Verrechnung je verbrauchter Kilowattstunde kWh).

#### **Verursachungsgerechtigkeit kommt zu kurz**

Das System in Norwegen hat den Nachteil, dass der Verursachungsgerechtigkeit nicht ausreichend Genüge getan wird. Das Laden eines E-Autos kann, wenn nicht gesteuert, sehr hohe Lastspitzen im Netz erzeugen. Das Stromnetz muss darauf ausgerichtet sein, diese Spitzen zu jeder Zeit bewältigen zu können. Bei einer verstärkten Durchdringung der E-Mobilität

kann es erforderlich werden, einzelne (Orts-)Netze zu verstärken. Die Verursacher der Lastspitzen würden über eine pauschalierte Leistungsabrechnung genau so viel zu bezahlen haben, wie jeder andere Netzkunde – die entstehenden Mehrkosten werden daher sozialisiert. In Norwegen wurde daher der Entschluss gefasst, dass für Kunden auf der Niederspannungsebene ein leistungsorientierter Tarif in kWh/h eingeführt wird. Das bedeutet, dass nun auch der Zeitpunkt, wie viel Strom aus dem Netz gezogen wird, für die Ermittlung der Netzkosten herangezogen wird, und nicht mehr der Stromverbrauch über einen längeren Zeitraum wie etwa ein Jahr.

Norwegen untersucht derzeit ein Modell der “unbedingten Bestelleistung”, das bedeutet eine garantierte Leistung. Hierbei wird beabsichtigt, dass Kunden einen Anteil der notwendigen Anschlussleistung, die sie „unbedingt“ benötigen, bestellen können. Bei dieser unbedingten Leistung ist ein Eingriff des Netzbetreibers nicht möglich. Der Kunde zahlt hierfür den Standardleistungspreis. Es wird von vornherein für einen Standardkunden eine Leistung von 5 kWh/h angenommen, der Kunde kann seine unbedingte Anschlussleistung aber nachträglich verändern. Allerdings wird bei einer Überschreitung der bestellten Leistung der Kunde pönalisiert, was bedeutet, dass der Kunde einen deutlich höheren Leistungspreis zu bezahlen hat, wenn dieser über seine angegebene Standardleistung bezieht. Für die Arbeitskomponente, dh den Verbrauch in kWh, wird weiterhin ein Cent pro kWh Betrag verrechnet, der sich an den Grenzkosten des Netzbetriebes orientiert.



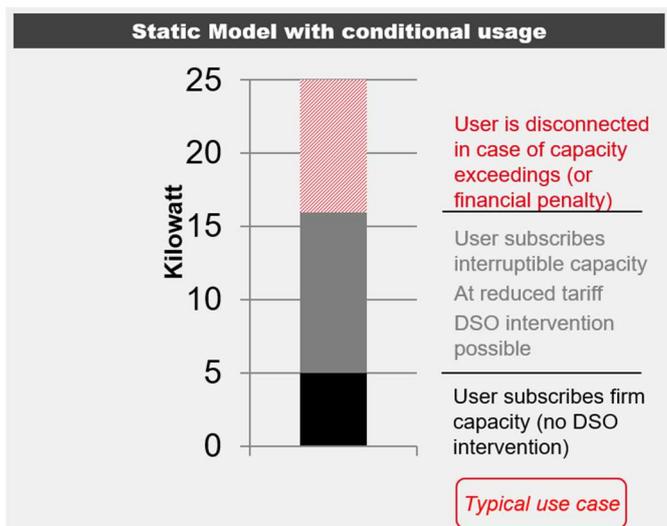
**Abbildung 1: Darstellung der bestellten Leistung und Leistungsüberschreitung (Eriksen 2018)**

Norwegen schließt heuer den vollständigen Rollout von Smart Meter ab. Dann verfügt der Netzbetreiber über genaue Lastprofilaten seiner Kunden. Weiters soll heuer noch eine öffentliche Konsultation stattfinden, an dessen Ende dann genauere Details dieses Tarifmodells feststehen sollen.

## **Luxemburg**

### **Kunden in Luxemburg sollen gewünschte Leistung bestellen**

Luxemburg wählt ein ähnliches System wie Norwegen und geht hierbei noch einen Schritt weiter. Konkret überprüft Luxemburg die Einführung eines 3-gliedrigen Systems aus einem verbrauchsabhängigen Tarif und einer sogenannten „bedingten und unbedingten Bestelleistung“. Der verbrauchsabhängige Tarif orientiert sich wie gehabt an den verbrauchten kWh pro Jahr. Als Leistungskomponente kann der Kunde eine unbedingte, also garantierte, bzw. bestellte Leistung angeben. Diese Leistung steht dem Kunden permanent zur Verfügung. Darüber hinaus kann der Kunde eine bedingte, heißt abschaltbare, Leistung bestellen. Hier hat der Netzbetreiber also die Möglichkeit, die Leistung bei Bedarf abzuschalten. Als Gegenzug für diese nicht garantierte Verfügbarkeit erhält der Kunde einen vergünstigten Preis. Sofern der Kunde diese bedingte Leistung überschreitet, kommt eine „Overspending Charge“ zum Zug. Hier wird der nicht vereinbarte Leistungsbezug mit erhöhten Tarifen pönalisiert.



**Abbildung 2: Modell der "bedingten Bestelleistung" (ILR 2018)**

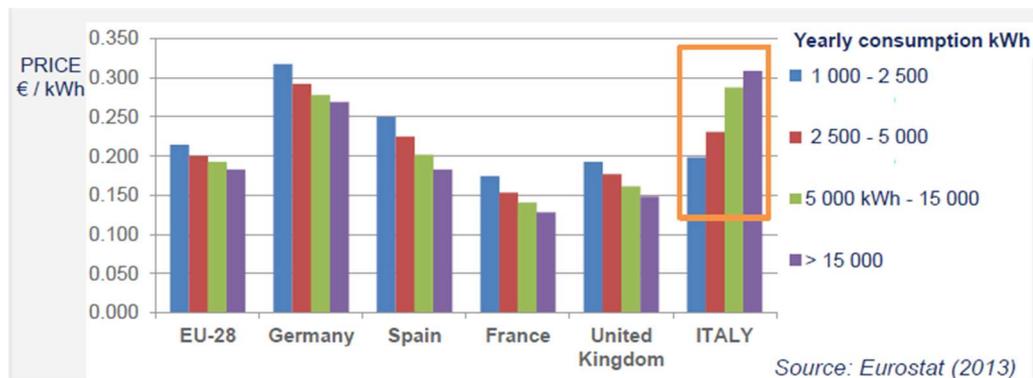
### Details noch in Diskussion

Auch in Luxemburg wird über die Details zum neuen Tarifsysteem noch diskutiert. Viele Punkte sind noch nicht ausgearbeitet. Das heißt, dass die genaue Höhe der Tarife noch in Abstimmung ist. Weiters ist es noch unklar, wie der Kunde weiß, in welcher Höhe er die garantierte bzw. bestellte Leistung ermitteln soll, oder ob der Netzbetreiber ihm diesbezüglich Vorschläge machen soll. Das neue Modell soll ab nächstem Jahr in Konsultation gebracht werden. Die technischen Voraussetzungen für das neue Tarifsysteem, also Smart Meter, die Viertelstundendaten aufzeichnen, sollen ebenfalls flächendeckend bis dahin gegeben sein.

### Italien ist anders

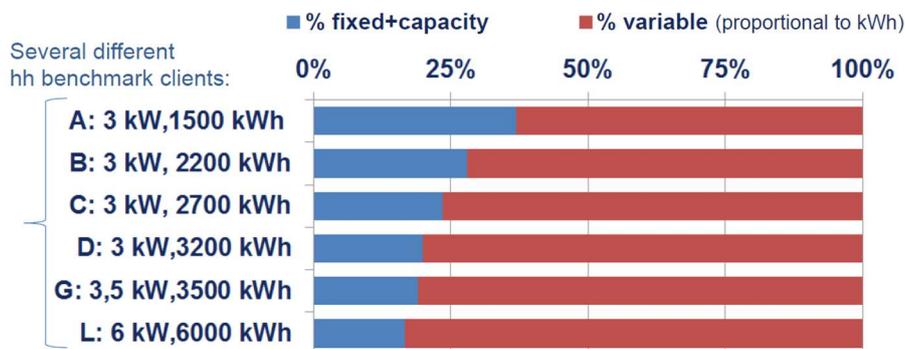
#### Italien ist anders

Italien wählt einen etwas anderen Weg und ist das einzige EU-Land mit einem progressiven Tarif. Das heißt, dass mit steigendem Jahresverbrauch der Tarif ebenso steigt. Italien unterscheidet dabei in unterschiedlichen Größenklassen (bis 2.500 kWh, 2.501-5.000 kWh, 5.001-15.000 kWh, größer als 15.001 kWh pro Jahr). Diese Struktur wirkt auf ca. 50% der Energiekosten eines typischen italienischen Haushalts, da neben den Netzentgelten auch Ökostrom- und andere Abgaben progressiv abgerechnet werden. In der restlichen EU ist es allerdings üblich, dass mit steigendem Verbrauch die variablen Kosten pro kWh sinken:



**Abbildung 3: Progressives Tarifsystem (Lo Schiavo et al 2018)**

Aus diesem Grund plant Italien die Einführung eines 3-gliedrigen Tarifs. Anders aber als in Luxemburg wird es keine abschaltbare Kapazität als dritte Komponente geben, sondern es wird eine Kombination aus Grundpauschale (Euro pro Jahr), Leistungstarif auf Basis einer Vertragsleistung (Cent / kW) und einen Arbeitstarif (Cent / kWh) geben. Dabei ist auffallend, dass der Leistungsanteil an den Gesamtkosten eines Haushaltes insbesondere bei kleinen Haushalten aufgrund der Pauschalkomponente recht hoch ausfällt.“, was einen Schwachpunkt im geplanten System darstellt.



**Abbildung 4: Leistungsanteile im neuen Tarifsystem (Lo Schiavo et al 2018)**

Eine Überschreitung der Vertragsleistung wird tariflich nicht geahndet. Italien hat historisch bedingt „Breaker“ installiert, welche die Stromzufuhr bei einer Leistungsüberschreitung abschalten. Der Strom kann danach einfach vom Kunden selbst über den Smart Meter wieder eingeschaltet werden. Zur besseren Information über die Leistungswerte müssen in jeder Rechnung die Maximalleistungen in jedem Monat ausgewiesen werden.

Der Kunde kann im Zuge dessen seine Vertragsleistung auch jährlich anpassen.

## **Niederlande**

### **Keine Abrechnung nach kWh in den Niederlanden**

In den Niederlanden wurden schon 2009 kapazitätsbasierte Tarife für kleine Strom- und Gasverbraucher eingeführt. Das bedeutet, dass die Anschlusskapazität für die Leistungsbemessung herangezogen wird. Die Kapazität der Nutzer beträgt bis zu 3\*80 A für Strom und bis zu 40 m<sup>3</sup> / h für Gas. Die meisten Haushaltskunden im Strom werden auf eine 3\*25 A Sicherung eingestuft. Konkret bedeutet dies, dass in den Niederlanden Haushaltskunden nur mehr einen fixen Betrag pro Jahr für Netzentgelte bezahlen – eine Abrechnung nach Arbeit bzw. Nutzungsvolumina (in kWh oder m<sup>3</sup>) gibt es nicht mehr.

Die Hauptgründe für die Einführung kapazitätsbasierter Tarife in den Niederlanden ist einerseits die Tatsache, dass die Netzkosten im Wesentlichen von der Kapazität des Netzes und nicht von den Nutzungsvolumina abhängen. Zweitens sind die Verwaltungskosten für den Netzbetreiber erheblich niedriger, da keine Volumendaten erforderlich sind und die Abrechnung vereinfacht wurde. Das hat natürlich Konsequenzen. Durch die Systemumstellung profitieren Verbraucher mit einem relativ hohen Verbrauch im Vergleich zu ihrer Kapazität von den Kapazitätstarifen. Auf der anderen Seite sind Verbraucher mit einem relativ niedrigen Verbrauch mit höheren Kosten konfrontiert. Infolgedessen kann dies die Anreize für die Energieeffizienz verringern, wenn die Netztarife nicht von kWh oder m<sup>3</sup> abhängen. Konsumenten haben nur die Möglichkeit ihre Anschlusskapazität zu verringern und bezahlen dann auch weniger Kapazitätspauschale.

Bei der Einführung der kapazitätsbasierten Tarife im Jahr 2009 waren noch keine Smart Meter verfügbar.

## **Deutschland**

### **In Deutschland bestimmt der Netzbetreiber**

In Deutschland gibt es knapp 900 Netzbetreiber, wovon ein Großteil (ca. 800) weniger als 100.000 Kunden versorgt. Anders als in Österreich, wo die Netzentgelte zentral von der E-Control erlassen werden, gibt die Regierung in Zusammenarbeit mit dem Bundesrat Sekundärgesetze (Verordnungen) aus, die u.a. den Rahmen für die Tarifstruktur vorgeben. Der deutsche Regulator, die Bundesnetzagentur, genehmigt wie die E-Control die Kosten der Netzbetreiber, führt ein Effizienzbenchmark durch und berechnet die zulässigen Einnahmen als Erlösobergrenze. In weiterer Folge aber wandeln die Netzbetreiber die Erlösobergrenze in eine Preisblatt- und Tarifstruktur um.

Da jeder Netzbetreiber seine Tarifstrukturen selbst bestimmt, kann man keine Aussagen für einen typischen Tarif für Privatkunden sowie kleine und große Gewerbe- und Industriekunden treffen. Viele Netzbetreiber verrechnen für Haushalte aber eine Pauschale sowie ein Arbeitsentgelt in Cent/kWh und für größere Kunden ein Leistungsentgelt nach kW und ebenso ein Arbeitsentgelt.

### **Strom dort verbrauchen, wo er erzeugt wird**

Deutschlands Netzentgeltstruktur bekam aber aus einem anderen Grund verstärkt internationale Aufmerksamkeit. Deutschland hat sogenannte „vermiedene Netzentgelte“, bei denen es sich um Zahlungen für dezentrale Einspeisungen handelt. Diese Zahlungen werden aus den Netzkosten finanziert. Bei der Einführung von vermiedenen Netzentgelten wurde angenommen, dass lokal erzeugter Strom auch lokal verbraucht werden würde. Das bedeutet, dass dezentrale Einspeiser keine übergeordnete Netzstruktur nutzen, was theoretisch dazu führt, dass die Gesamtnetzkosten gesenkt werden können. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie kam aber zur Erkenntnis, dass diese Annahme immer weniger stimmte: Dezentral im Norden erzeugter und eingespeister Wind- und Solarstrom wird in die Verbrauchszentren nach Süden und Westen transportiert, wofür Netze gebraucht werden. Im Deutschland-Schnitt entfallen mittlerweile ungefähr 10

Prozent der Netzkosten auf die vermiedenen Netzentgelte, in einzelnen Netzgebieten sogar bis zu über 20 Prozent.<sup>1</sup>

### **Kosten sind gestiegen**

Um diese Kostensteigerungen in den Griff zu bekommen wurde 2017 ein Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (NEMoG) beschlossen, das mit Verordnung ab 2018 umgesetzt wurde. Unter anderem werden für volatile Erzeugungsanlagen ab 2020 die vermiedenen Netzentgelte auslaufen. Vermiedene Netzentgelte gibt es bis dahin auch nur für alte Anlagen bzw. solche, die noch bis 1. Jänner 2023 in Betrieb gehen. Um die starke Kostenbelastung der vermiedenen Netzentgelte abzuschwächen, wurde die Höhe der vermiedenen Netzentgelte auf den Wert von 2016 gedeckelt. Diese Entwicklungen sind für die europäische E-Wirtschaft besonders interessant, da oftmals von Energieerzeugern aus anderen europäischen Mitgliedsländern der Appell zur Einführung von vermiedenen Netzentgelten kam. Die praktische Erfahrung Deutschlands bzw. die langsame Kursänderung lassen aber den Schluss zu, dass dieses Modell weniger geeignet erscheint, um die Herausforderungen der Zukunft an die Netzentgeltstrukturen bewältigen zu können.

---

<sup>1</sup> BMWI 2019.