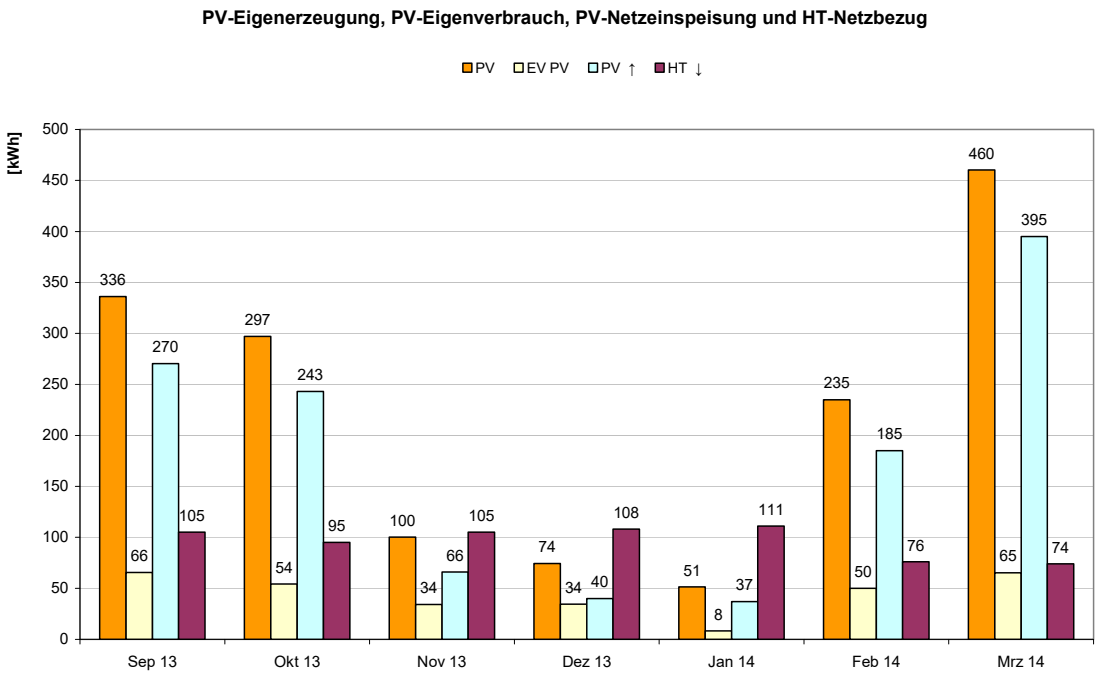
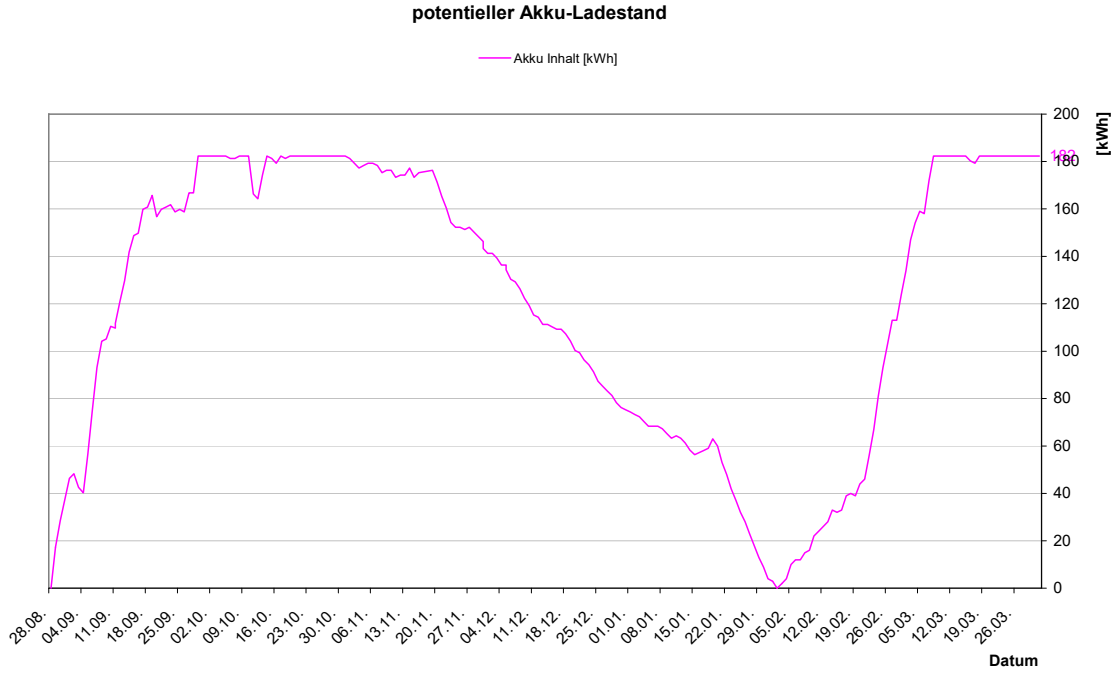
Vorschlag II für ein **"EEG 2016"**

“Netzspeicher-Modell“ mit dezentraler EEG-Umlage

Eines ist allseits akzeptiert - die Zukunft der Energieversorgung ist dezentral. Die dezentralste Struktur der Energieversorgung ist, wenn jeder Verbraucher die von ihm benötigte Energie selbst produziert.

Nicht möglich wird es sein, kurzfristig den Eigenbedarf ohne Netzanbindung vollständig selbst zu decken. Anbei als Beispiel die elektrische Eigenproduktion eines Zweipersonenhaushalts im Winter 2013-2014 aus einer 5,46 kWp - PV-Anlage.





In der zweiten Grafik ist die erforderliche Größe einer Batterie dargestellt, die die vollständig netzunabhängige Inselversorgung in diesem Winter gewährleistet hätte. Es ist daraus erkennbar, dass bisher keine herkömmliche **Batterie** den Netzbezug dieses kleinen Haushalts an Hochtarif-Elektroenergie in Höhe von ca. 183 kWh in den drei Wintermonaten ersetzen könnte. Dazu käme ggf. der Niedertarif-Bezug für eine Wärmepumpen-Heizung und Warmwasserbereitung. Auch ein aktuelles E-Mobil hätte nur eine Speicherkapazität von maximal 80 kWh, was nicht genügen würde, stünde es zusätzlich als Hausstromspeicher zur Verfügung und würde nicht zum eigentlichen Zweck bewegt werden. Hinzu käme, dass diese große Batterie in der übrigen Zeit des Jahres nur sehr unzureichend genutzt würde, stünde sie nicht auch am Netz zur Verfügung.

Das Problem der Speicherung ist derzeit also noch unzureichend gelöst. Hier sollte ein neues EEG ansetzen und die Speicherfunktion des Netzes entwickeln helfen.

Denn das Netz kann als *Speicher* die erforderliche Ausgleichsfunktion technisch wie wirtschaftlich bereits heute leisten. Je mehr unterschiedlichster Teilnehmer am Netz sind, desto geringer ist die Gleichzeitigkeit von Produktion und Bedarf, und desto geringer sind die in Summe erforderlichen Ausgleichsmaßnahmen.

Netzspeicher-Modell

Wie könnte ein solches Netzspeicher-Modell aussehen? Es sollte jedem Bürger/Industrie-/Landwirtschafts-/Handwerksbetrieb etc. ermöglicht werden, eigen produzierten Strom oder auch Wärme und Brenngas in ein vorhandenes Netz einzuspeisen, sofern es sich um Überschüsse handelt und eine Einspeisung bei Einhaltung der üblichen Netz-Parameter (noch) möglich ist (Frequenz; Spannung; Vorlauftemperatur; Netzdruck; Gaszusammensetzung; Brennwert; Wobbe-Index; etc.). Eigennutzung geht dabei vor Einspeisung. Eine Vergütung für diesen Strom bzw. diese Wärme oder dieses Gas wird nicht gezahlt. Abgaben fallen ebenso nicht an.

Weiter sollte es ebendiesen Produzenten auch ermöglicht werden, *diesen* Strom bzw. dieselbe Menge Wärme oder Gas zeitversetzt an derselben Anschlussstelle dem Netz wieder zu entnehmen. Auch dieser Energie-Bezug kostet wiederum nichts. Abgaben sind nicht fällig. Die Entnahme sollte innerhalb eines Jahres möglich sein, für den Ausgleich guter/schlechter Solar-/Wind-/landwirtschaftlicher Ertrags-Jahre kann diese Frist auch auf z.B. 3 Jahre erweitert werden. Danach verfällt der Überhang - er wird zum Gewinn des Netzbetreibers. Mehrverbrauch ist zum Marktpreis zu bezahlen.

Die Klein-Produzenten werden also bemüht sein, eine individuelle Erzeugungskapazität aufzubauen, die den Jahres-Eigenbedarf minimal überdeckt. Damit entstehen flächendeckend die für eine dezentrale Energiestruktur gerade benötigten, *vernünftigen* PV-/Solarthermie-/Biogas-Anlagen, mit z.B. 3 - 4 kW_{Elt} Peak für einen Haushalt. Aber auch die Industrie und andere Energieverbraucher werden beginnen, sich selbst zu versorgen – ähnlich BMW am Standort Leipzig mit 4 eigenen Windkraftanlagen.

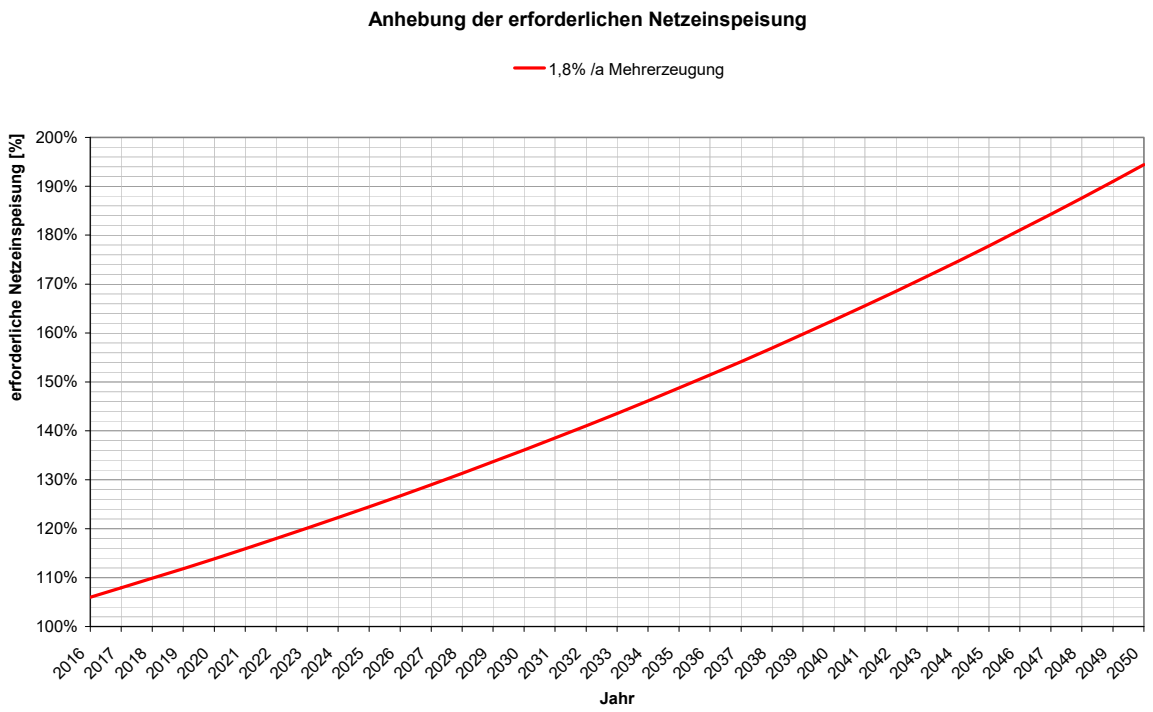
Die vorhandenen Produzenten können dem neuen EEG *freiwillig* beitreten. Sie werden dies spätestens dann tun, wenn es für sie wirtschaftlich ist, der Netzbezug des Reststroms also mehr kostet, als die Vergütung der überschüssigen Eigenerzeugung bringt. Damit reduziert sich die vorhandene EEG-Umlage ebenfalls.

Nicht allen wird es möglich sein, eine Solar-/Wind-/Biogas-Anlage ausreichender Leistung auf ihrem Grundstück zu installieren. Diese sind willkommene Verbraucher des *kostenfreien* Überschussstroms. Mit strukturierten Tarifen werden sie vom Netzbetreiber interessiert werden, gerade bei hohem Anfall Strom/Wärme/Brenngas aus dem Netz zu entnehmen. Alternativ können BHKW installiert werden, die wiederum Tarif-gesteuert ihren Strom-

/Wärmeüberschuss in ein Netz abgeben. Wiederum alternativ kann die Erzeugung an einem anderen Ort geschehen, als der Verbrauch, z.B. durch Einkauf in einen (Bürger-)Solar-/Windpark, etc. In diesem Fall sind die Durchleitungskosten zusätzlich zu erzeugen und einzuspeisen. Kurze Entfernungen zwischen Erzeugung und Verbrauch werden so angestrebt werden, die Windenergieanlagen in Ortsnähe werden breiter toleriert werden.

Die Netzbetreiber haben die Möglichkeit, mit dem kostenfrei eingespeisten Strom regional oder an der Börse zu handeln, müssen aber ihre Versorgungsaufgabe zeitversetzt wahrnehmen, und kostenfrei zurückliefern. Dies erfordert ggf. die Installation von regionalen Speicher-/Ersatzproduktionskapazitäten oder einen regionalen/überregionalen Ausgleich.

Gestartet wird mit einem mit dem neuen **EEG** gesetzlich vorzugebenden Verhältnis von Einspeisung zu Bezug in Höhe von z.B. 1,06:1. Mindermengen, also physisch fehlender, kostenfreier Strom im Netz muss – z.B. an der Börse für gegenwärtig 2-3 ct - zugekauft werden. Diese Kosten werden auf alle zahlenden Stromverbraucher des jeweiligen Netzbetreibers dezentral umgelegt.



Die von den Produzenten zu erbringende, gesetzlich geregelte Überproduktion in Höhe von einigen Prozent über dem eigenen Rückbezug steigt wiederum für Neuanschließer mit jedem Jahr um ein(ige) Prozent an. Im Beispiel startet man z.B. mit 6% erforderlicher Überproduktion für Neuanschließer im Jahr 2016. Neuanschließer im Jahr 2017 müssen 1,8 %, also insgesamt 107,908% des aus dem Netz zurückbezogenen Stroms einspeisen, 2018 dann 109,85%, etc. Es werden sich also alle Verbraucher dafür interessieren, möglichst schnell z.B. eine *kleine* PV-Anlage zu installieren. Denn irgendwann wird die Mehrerzeugung dann so teuer sein, dass es günstiger wird, verbrauchseffizientere Geräte oder einen eigenen Batterie-/Wärme-/Gas-Speicher zu installieren, als in die größere Erzeugung zu investieren, etc. Der Energieverbrauch wird damit mittelfristig automatisch auch zurückgehen.

Das Modell ist in der Praxis einfach umsetzbar, es wird lediglich ein Vorwärts-/Rückwärtszähler benötigt mit einer zusätzlichen Anzeige, die zum Jahresende ein leichtes Plus aufweisen sollte. Die neuen Produzenten bekommen schon aus Eigeninteresse einen Bezug zur eigenproduzierten/-verbrauchten Energie, indem sie diese Anzeige aufmerksam

verfolgen werden. Es wird automatisch Verbrauchsdisziplin eintreten, ein Reboundeffekt ist praktisch auszuschließen.

Durch die steigende erforderliche Mehrproduktion werden die Netzbetreiber zunehmend interessiert, entstehende Differenzen zwischen Erzeugung und Bezug selbst auszugleichen, neben strukturierten Verbrauchern auch strukturierte Produzenten - Wind; PV; (Biogas)-BHKW; Batteriespeicher etc. - an ihr Netz zu nehmen.

Zentrale Strukturen und überregionale Netze werden dann ihre Bedeutung verlieren. Es sei denn, sie sorgen selbst für die Abnahme von von ihnen erzeugtem / transportiertem Strom / Brenngas / Wärme (Selbstvermarktung). Je weiter diese Produzenten von den Verbrauchern entfernt sind, desto höher die Durchleitungskosten, desto effizienter müssen sie produzieren, oder umso uninteressanter werden sie.

Es herrscht Netz-Parität – es wird Energie mit demselben Preis in das Netz eingespeist, wie sie zurück bezogen werden kann, nämlich zu **0,00 Euro/kWh**. Weiter kann man auch darunter verstehen, dass es zunehmend eine **Parität zwischen erneuerbarer Einspeisung und Bezug** geben muss. Diese Funktion des Ausgleichs soll das Netz / sein Betreiber übernehmen. Damit der Netzbetreiber zunehmend auch etwas von seinen Dienstleistungen hat, erhält er von den Modell-Teilnehmern je nach Anschlussdatum der Anlagen am Netz anwachsend mehr zusätzlichen Strom/Wärme/Gas eingespeist, als er zeitversetzt entsprechend zurückliefern muss.

Der Netzbetreiber muss die Zusatzbezüge über die Börse oder anderweitig binden, den Börsenpreis, den Transport- und die Verteilungskosten bezahlen und auf alle von ihm versorgten Kunden umlegen. Die Preisfindung erfolgt seitens des Netzbetreibers für sein Versorgungsgebiet. Dabei ist es aus hiesiger Sicht kein Problem sondern ein Vorteil, wenn dieser Alternativstrom an der Börse von abgeschriebenen, preiswerten Produzenten erworben und zu dem EEG-Teilnehmer durchgeleitet wird. Dies wird schließlich die dezentrale EEG-Umlage reduzieren. Wie zeitnah die korrekte Höhe des Bezugspreises von der Börse auf die Nicht-EEG-Teilnehmer umgelegt wird, für die gerade kein kostenfreier EEG-Strom im jeweiligen Netzgebiet zur Verfügung steht, obliegt dem Netzbetreiber. Es liegt jedoch in seinem eigenen Interesse, den tatsächlichen Energiepreis zeitnah zu ermitteln und umzulegen, um nicht im Nachgang ggf. mit gravierenden Preiserhöhungen für Unmut und Wechselwilligkeit bei seinen Kunden zu sorgen.

Je höher die Bezugskosten von Dritten und je niedriger der (Börsen)preis für den Verkauf von Überschüssen aus dem eigenen Versorgungsgebiet, desto mehr ist **der Netzbetreiber interessiert, für Alternativen zu sorgen, organisatorischer wie physischer Art** - durch strukturierte Verbraucher und strukturierte Produzenten, mit *smart grid* sowie ggf. durch Speicherlösungen, bei zusätzlich ständig abnehmendem Einkaufspreis. Hier gibt es ein Preisoptimum aus der Distanz und der Anzahl der alternativ versorgten Verbraucher. Teuere auf den einzelnen Verbraucher bezogene, schlecht ausgelastete Lösungen - wie Hausbatteriespeicher, und auch weit vom einzelnen Verbraucher entfernte Produzenten - wie Großkraftwerke (ohne Kraft-Wärme-Kopplung) und Offshor-Windparks, werden dadurch zunehmend an Bedeutung verlieren.

Da auch die zu installierende Mehrerzeugungskapazität sukzessive steigt, **wird sich der potentielle Kleinproduzent a) sputen mit seiner Anlage ans Netz zu kommen,** und/oder **b) ggf. nach Alternativen zu einer seinen Eigenverbrauch übersteigenden, großen Erzeugungsanlage suchen**, z.B. also nach individuellen Speicherlösungen oder sparsameren Verbrauchsgeräten.

Aber auch **Nichtproduzenten** werden in Zukunft noch gebraucht - als Abnehmer von Überschüssen. Auch sie **partizipieren durch zunehmende Einspeisung und über strukturierte Tarife** von fallenden Strompreisen.

Fazit

Jedes beliebige **EEG-Modell sollte ein Ziel verfolgen**. Im ursprünglichen **EEG war es das Erreichen der Netz-Parität** - der Gleichheit von Netzbezugs- und Produktionskosten. Nun fehlt noch der **Ausgleich zwischen volatiler Erzeugung und tatsächlichem Verbrauch**. **Dieses Ziel sollte ein neues EEG vordringlich verfolgen** - neben dem weiteren EE-Ausbau also **Wege zum Netz-Ausgleich stimulieren**. Mit dem aktuellen Batterie-Zuschuss wird dies nur ungenügend erreicht. Diese Mittel würden im Netzspeicher-Modell nicht mehr benötigt.

Ebenso **sollte jede *Subvention* für alle Teilnehmer berechenbar sein**. Mit der Vorgabe langfristiger Anpassungsfaktoren für die erforderliche zusätzliche Netzeinspeisekapazität bis 2050 ist dies möglich, sowohl für die potentiellen Produzenten als auch für die Netzbetreiber.

Risikobewertung

Es ist nicht zu befürchten, dass im Zieljahr 2050 der Überschussstrom ggf. nur noch an wenige übrig gebliebene, nicht selbst produzierende Verbraucher verkauft werden kann, woraus sich die Netzbetreiber refinanzieren müssen. Hier werden **neue, möglichst strukturierte Verbraucher wie z.B. die E-Mobilität** und **Heizungswärmepumpen** für eine Abnahme der steigenden Überschüsse sorgen. *Marktkräfte* werden einen solchen Ausgleich ermöglichen – billiger Strom, preiswerte E-Fahrzeuge und Wärmepumpen und/oder teuere fossile Energieträger.

Angst vor ***regionalen Wirtschaftsmonopolen*** in Form von Netzbetreibern, z.B. vor Stadtwerken muss man nicht haben, da die erzeugte Energie schließlich auch an Dritte - andere Akteure am jeweiligen Markt, kostenfrei geliefert und von diesen auch *zurück* bezogen werden kann, die dann dem regionalen Netzbetreiber eine staatlich regulierte Durchleitungsgebühr bezahlen müssten, diese also nicht zum Gebietsschutz missbraucht werden kann. Diese Marktakteure könnten die Mehrkosten wiederum nur auf ihre eigenen, nicht am EEG teilnehmenden Kunden umlegen, die sich aber am Markt ihren Versorger frei aussuchen könnten.

Durch den **Wettbewerb** unter allen Marktakteuren **um die verbliebenen Nichtproduzenten** würden alle Versorger, auch die *öffentlichen* gezwungen sein, wirtschaftlich zu denken und zu handeln, um diesen Verbrauchern einen möglichst niedrigen Energiebezugspreis bieten zu können, der niedriger ist, als der von anderen Versorgern, und günstiger, als die Umstellung auf EEG-Einspeisung.

Sinkender Verbrauch führt zu unvergüteter Überproduktion.

Eher kompensiert sinkender Verbrauch aber die **Degradation der Erzeugungsanlagen**, der von den Produzenten weniger nachhaltig auch durch Zubau und Ersatz kompensiert werden könnte, um sinkende Einspeisung und zusätzliche kostenpflichtige Abnahme aus dem Netz zu vermeiden.

Steigender Verbrauch kann mit einer erweiterten Produktionsanlage kompensiert werden.

Der mit Aufnahme der Einspeisung einmal erworbene **Grad an erforderlicher Überproduktion** ist gesetzlich zugesichert und gilt unbegrenzt solange fort, wie die Einspeisung von diesem Anschluss nachhaltig aufrechterhalten wird, ist mit dem Grundstück und der Produktionsanlage praktisch vererb- und veräußerbar.

Vorteile des Modells:

1. Die Energieversorgung wird maximal dezentralisiert.
2. Es entsteht eine Vielzahl ausschließlich *vernünftiger*, am eigenen Verbrauch orientierter Produktionsanlagen.
3. Die Kosten des Modells sind für (nahezu) jeden Haushalt erschwinglich - eine entsprechende PV-Anlage kostet derzeit < 6.000 Euro. Die Investition amortisiert sich. Kreditfinanzierung ist möglich.
4. Überkapazitäten werden minimiert, ohne den Zubau künstlich begrenzen zu müssen. Dies spart Volksvermögen. Gleichzeitig wird die Überlastung der Netze vermieden.
5. Es fließt kein Geld an die Produzenten, das Modell funktioniert unbar. In Zukunft entfallen Energiekosten in Höhe der eigenen Produktion.
6. Den (an der Börse) zuzukaufenden Differenzstrom muss der Netzbetreiber mit einer dezentralen EEG-Umlage auf seine Nichtproduzenten umlegen. Der Börsenpreis sinkt.
7. Die dezentrale EEG-Umlage sinkt mit dem Marktpreis. Auch die bestehenden Produzenten werden dem neuen EEG beitreten.
8. Die neuen Produzenten investieren in eigener Verantwortung und in eigenem Interesse, eher früher als später, weil ihre Investition gesetzlich abgesichert ist.
9. Die Netzbetreiber und anderen Marktakteure werden automatisch interessiert, für strukturierte Produktion und strukturierten Verbrauch in ihrem Versorgungsgebiet zu sorgen, um stets aufnahme- und lieferfähig zu sein. Staatlicher Forderung und Förderung bedarf es dafür nicht mehr.
10. Die Kosten für die Klein-Produktionsanlagen und Netz-Batteriespeicher werden weiter sinken.
11. Deren Hersteller werden einen zweiten, nachhaltigen Boom erleben.
12. Zentrale Strukturen und überregionale Netze werden an Bedeutung verlieren. Die Kosten für ihren Ausbau können in das dezentrale System umgelenkt werden.
13. Große Energieversorger bekommen eine Chance weitgehend dezentral zu überleben, ohne regional neue Erzeugungsmonopole entstehen zu lassen.
14. Es gibt keinen Unterschied, das Modell gilt universell für alle Netz-gebundenen Energieformen, für Strom und Wärme, ja selbst für (Bio-/E-)Gas ist dieses Modell ebenso denkbar und gewünscht.
15. Das Modell funktioniert ohne weitere staatliche Eingriffe, es walten weitestgehend Marktkräfte, angeregt durch eine einzige staatliche Rahmenbedingung. Es muss nicht mehr gesetzlich nachjustiert werden.
16. Energie wird für Jedermann verständlich - sie *kommt nicht aus der Steckdose*, sie wird automatisch sparsam verbraucht werden, alternative Produktionsanlagen werden offen toleriert werden.