

# Flexibilisierung der Energiesysteme für nachhaltige Versorgung

Günther Brauner

Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe / TU Wien, Gusshausstrasse 25/370,  
Tel.: +43 1 58801 37310, E-Mail: g.brauner@tuwien.ac.at, www.ea.tuwien.ac.at

## Kurzfassung:

Zur Begrenzung des Klimawandels und wegen der begrenzten Reichweiten der fossilen Ressourcen besteht derzeit international eine starke Tendenz den Anteil der erneuerbaren Energien (EE) an der Elektrizitätsversorgung massiv zu erhöhen. Da die Wasserkraft in Europa bereits in einem bedeutenden Ausmaß ausgebaut ist, werden zukünftig Windenergie und insbesondere Photovoltaik einen starken Ausbau erfahren. Wegen der kurzen Volllaststundenzahlen, die bei Windenergie bei etwa 2.000 h/a liegen und bei PV bei etwa 800 h/a kommt es hierdurch zu einem starken leistungsorientierten Ausbau der Energiesysteme. Die thermischen Kraftwerke werden zukünftig zunehmend anstelle von Grundlast mehr in Richtung flexibel einsetzbare Mittel- und Spitzenlast gehen müssen. Der Ausbau der Pumpspeicher und der Netze stellen weitere Notwendigkeiten dar. Im Folgenden werden die Fragen zum optimalen Ausbau und Betrieb des Gesamtsystems behandelt.

Keywords: Energiesysteme, Nachhaltigkeit, Flexibilisierung, Energienetz

## 1 Voraussetzungen

Die Europäische Union geht in ihrem Klimaschutzpaket „20 20 by 2020“ [3] von einer Minderung des Elektrizitätsbedarfs in den Sektoren Haushalt, Verkehr, Gebäude und Industrie von 20%, bezogen auf den Mehrbedarf ohne Effizienzmaßnahmen aus. Weiterhin wird eine Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren Energien am gesamten Endenergiebedarf auf 20% und eine Minderung der Treibhausgasemissionen um 20% gegenüber 1990 gefordert. Derzeit geht in der EU die Tendenz zu einer stärkeren Minderung der Treibhausgasemissionen auf 30% bis 2020 und verbunden damit zu einem höheren Anteil der EE. Die Tendenz geht derzeit zu Maßnahmen, die eine Effizienzsteigerung durch Ablösung der fossilen Energieträger durch die Endanwendung von Elektrizität gehen.

Der Europäische SET-Plan (Strategic Energy Technology Plan) [4] soll eine Verminderung der Kohlenstoffintensität im Sektor Energieanwendung bringen und effiziente Energietechnologien fördern. Neben Initiativen auf den Gebieten Bioenergie, CO<sub>2</sub>-Speicherung, Wasserstoff und Brennstoffzelle und Smart Cities, sind insbesondere die Initiativen für ein Europäisches Elektrizitätsnetz sowie für die Entwicklung von Wind- und Solarenergie aus der Sicht der Elektrizitätswirtschaft von Bedeutung.

In der Solar-Initiative sollen die Wirkungsgrade und die Lebensdauer von PV-Systemen und die Geräte zur Netzanbindung verbessert und in ihren Kosten gesenkt und so die Massenfertigung vorbereitet werden. Daneben sollen Solarthermische Technologien weiterentwickelt und als kosteneffiziente Kraftwerken Verbreitung finden.

In der Wind-Initiative soll die Windenergie wettbewerbsfähig gemacht und die offshore-Windpotenziale sowie die Netzanbindung großer Windparks vorbereitet werden. Solar und Windenergie werden daher in der nächsten Dekade bedeutende Wachstumsraten aufweisen. Im Folgenden soll ihr Einfluss und die daraus resultierenden Anforderungen auf die Elektrizitätsnetze sowie auf den Betrieb der Kraftwerke betrachtet werden.

Österreich hat eine Energiestrategie entwickelt [5], um die im Energie- und Klimapaket der Europäischen Union verabschiedeten Ziele erfüllen zu können. Diese sehen für Österreich vor, dass der Anteil der Erneuerbaren Energieträger am Bruttoendenergieverbrauch bis 2020 auf 34 % erhöht werden und gleichzeitig die Treibhausgasemissionen in Sektoren, die nicht dem Emissionshandel (Nicht-ETS) unterliegen, im gleichen Zeitraum um mindestens 16 %, bezogen auf die Emissionen des Jahres 2005, reduziert werden. Weiterhin soll die Energieeffizienz bis 2020 um 20 % im Vergleich zum Referenz-Szenario verbessert werden. Neben einem Ausbau der Wasserkraft, die allerdings nur noch ein begrenztes Restpotenzial von etwa 13 TWh/a hat, stellen insbesondere in Zukunft die Windenergie und die Photovoltaik die größten Zukunftspotenziale für die nachhaltige Elektrizitätserzeugung dar. Österreich hat derzeit etwa 1.000 MW an Windenergieanlagen mit einem Ertrag von 2 TWh/a errichtet und wird weitere 700 MW zubauen. Im Bereich der Photovoltaik fehlen noch Förderprogramme für eine breite Einführung, da hier der relative Förderungsbedarf im Vergleich zur Windenergie oder gar Wasserkraft deutlich höher liegt.

## 2 Windenergie und ihr Einfluss auf die Energiesysteme

Die Windenergie stellt eine reife Technologie mit bereits großer Verbreitung und hohen Wachstumsraten dar. Onshore werden bereits die für die Aufstellung geeigneten Flächen knapp. Die Offshore-Windenergie steht kurz vor einer breiten Einführung.

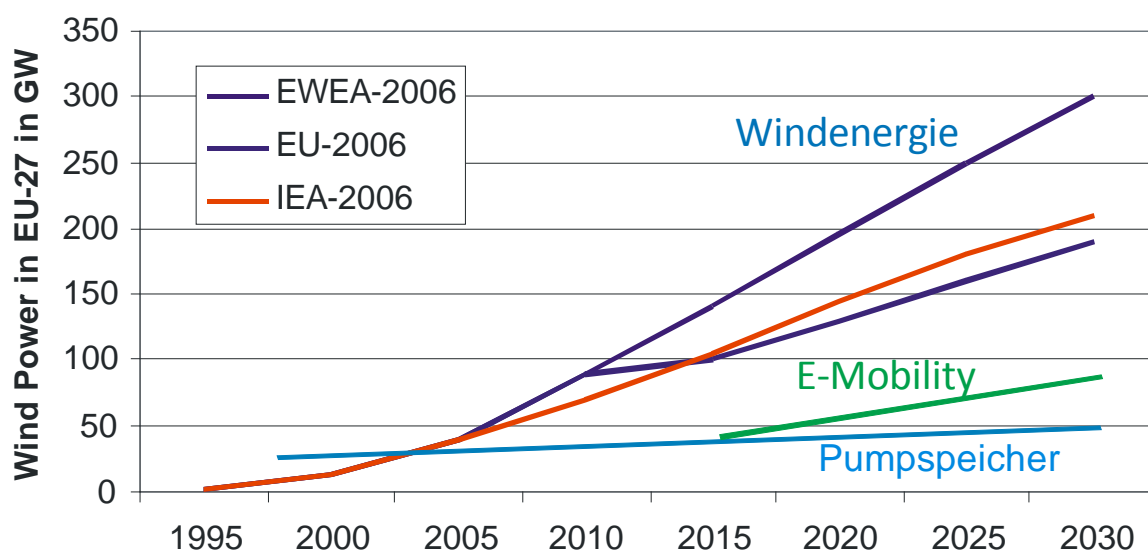


Abbildung 1 Entwicklung der Windenergie und der Speicherleistungen

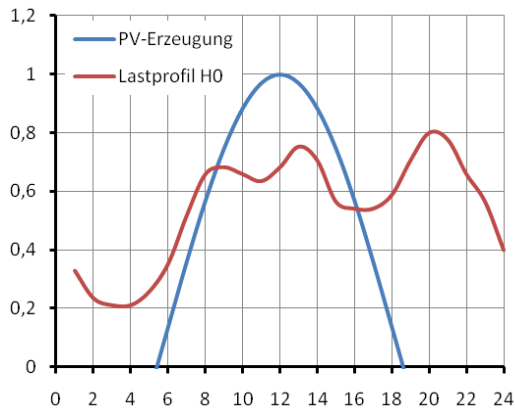
Wie **Abb. 1** zeigt, wird die Windenergie wahrscheinlich in Europa bis zum Jahr 2030 auf eine installierte Leistung von etwa 300 GW anwachsen. Dabei werden etwa 60 % an Land und 40 % Offshore installiert. Da bisher die Prognosen häufig hinter den tatsächlichen Entwicklungen zurückblieben, sind höhere Installationen bis etwa 400 GW durchaus möglich. Vergleichsweise liegen die Leistungen der Pumpspeicher weit darunter, derzeit sind etwa 35 GW an Pump-Turbinenleistung in Mitteleuropa installiert. Die Speicherzeitkonstante ist etwa 6,6 bis 8 Stunden und reicht gerade für einen Ausgleich von kurzfristigen Erzeugungsfuktuationen aus. Bis 2030 werden voraussichtlich bis etwa 50 GW installiert sein, das ist immer noch wesentlich weniger als sich allein aus den Windinstallationen ergibt. Auch eine weitgehende Durchdringung der Elektromobilität mit etwa 30 %-Anteil am Automobilbestand würde das Problem der Speicherung nicht lösen, da einerseits die Speicherkapazitäten nur teilweise zur Verfügung stehen, weil entweder die Akkumulatoren teilweise geladen sind oder die Rückspeisung aus den Elektromobilen kaum eine ausreichende Akzeptanz bei den Fahrzeughaltern finden wird.

Aus der Sicht der elektrischen Energiesysteme stellen Windenergieanlagen mit Einheitsleistungen von 2 bis demnächst 8 MW zentral Erzeugungsanlagen dar, die daher an 110-kV- und insbesondere 380-kV-Übertragungsnetze angebunden werden müssen.

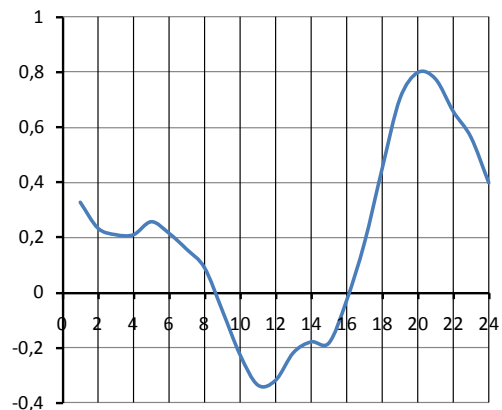
### 3 PV und ihr Einfluss auf die Energiesysteme

Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) werden überwiegend an Gebäuden auf Dächern und an Fassadenflächen installiert. Großtechnische Installationen auf landwirtschaftlichen Flächen sind aus Gründen des Landschaftsschutzes und zur Erhaltung der Nahrungs- und Biomasseproduktion zukünftig eher nicht zu erwarten und werden daher hier nicht betrachtet. Die verbrauchsnahe Installation an Gebäuden bietet auch Vorteile hinsichtlich des Netzausbaus, da ein Teil der Energie dezentral genutzt werden kann. Dies gilt nur solange die Installationsleistungen etwa bei ein bis zwei kW je Haushalt bleiben, da sie dann mit der planerischen Anschlussleistung des Niederspannungsnetzes kompatibel sind. Bei höheren Installationsleistungen kann die exportierte Spitzenleistung der PV die geplante Anschlussleistung übertreffen und es ist eine Verstärkung der Niederspannungsnetze einschließlich der Verteilungstransformatoren erforderlich.

Die regionalen Potenziale der verbrauchernahen Installation von PV-Anlagen können daher relativ einfach anhand der Siedlungsdichten und damit anhand der Bevölkerungszahl je Bundesland ermittelt werden. PV-Anlagen werden daher zuerst zu einer starken Auslastung der Nieder- und Mittelspannungsnetze führen. **Abb. 2** zeigt hierzu die PV-Erzeugung und das H0-Lastprofil eines Haushalts in einer energieaktiven Siedlung. **Abb. 3** zeigt die Differenz zwischen der PV-Aufbringung und dem Haushaltsbedarf, die auch als Ausgleichsenergie bezeichnet werden kann. Am Morgen steigt mit dem Sonnenaufgang auch die Last an, was aus der Sicht der Energienetze günstig ist. Am Abend trifft die zurückgehende PV-Produktion mit dem abendlichen Lastanstieg zusammen, wodurch sich beide Gradienten addieren und ein hoher rasch wachsender Bedarf an Ausgleichsenergie entsteht, der aus dem überlagerten Energiesystem in das Niederspannungsnetz geliefert werden muss.

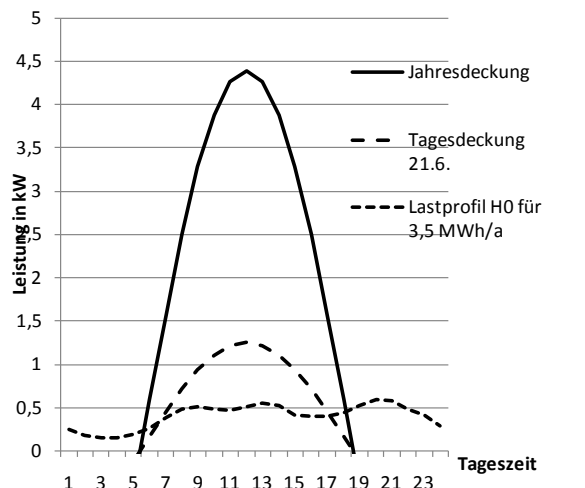


**Abb. 2** Erzeugungs- und Lastprofil einer energieaktiven Siedlung am 21. Juni



**Abb. 3** Ausgleichsenergie einer energieaktiven Siedlung

**Abb. 4** zeigt den Einfluss unterschiedlicher Deckungsraten auf die zu installierende PV-Leistung je Haushalt. Für einen Jahreselektrizitätsbedarf von 3.500 kWh ist eine PV-Leistung von etwa 4,4 kW zu installieren.

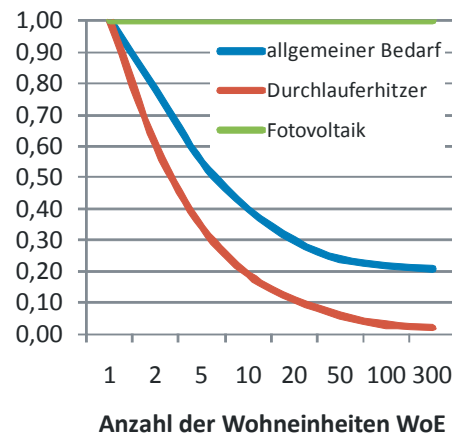


**Abbildung 4** Erzeugungsprofil einer Energieautarken Siedlung mit unterschiedlichen Deckungsraten

Für die Deckung des Tagesbedarfs am 21. Juni bei an einem klaren Tag mit vollem Sonnendargebot sind es 1,3 kW. Das Bild verdeutlicht die Problematik der leistungsorientierte Erzeugung, denn zur Deckung des Jahresbedarfs ergeben sich im Sommer hohe Überschussleistungen, die entweder von benachbarten Anwohnern ohne PV verwendet, dezentral in zusätzlichen Anwendungen wie Elektro-Mobil und solarem Kühlen mit Kältepumpe direkt verbraucht oder über das Niederspannungsnetz exportiert und in den überlagerten Netzebenen verteilt werden können und zu einer Minderung des Einsatzes von thermischen Kraftwerken führen und in Pumpspeichern für einen Tag-Nacht-Ausgleich gespeichert werden können.

**Abb. 5** zeigt die Gleichzeitigkeitsfaktoren verschiedener Endanwendungen im Niederspannungsnetz in Abhängigkeit von der Zahl der Wohneinheiten. Für einen einzelnen Haushalt muss die Hausanschlussleitung für dessen Spitzelastbedarf ausgelegt sein. Am

einspeisenden Transformator muss dagegen nicht die Summe der Spitzenleistung der einzelnen Haushalte, sondern ein sich aus der statistisch gleichzeitigen Nutzung ergebender geringerer Leistungsanteil vorgehalten werden. Dies drückt der Gleichzeitigkeitsfaktor aus.



**Abbildung 5** Gleichzeitigkeitsfaktor verschiedener Endanwendungen

Für den allgemeinen Haushaltsbedarf (mittlere Kurve in Abb. 5) müssen ab einer Zahl von 100 Haushalten beispielsweise nur 20 % der anteiligen Spitzenlast je Haushalt am einspeisenden Transformator vorgehalten werden. Bei Durchlauferhitzern (untere Kurve) sind es sogar nur etwa 3 %. Anders verhält sich die PV. Da die Sonne gleichzeitig in einer Siedlung aufgeht, werden auch alle zur Sonne ausgerichteten PV-Module gleichzeitig Elektrizität einspeisen. Diese hohe Gleichzeitigkeit führt zu einer linearen Überlagerung und kann leicht zu einer Überlastung der Niederspannungsnetze führen. Dieser Fall ist bereits gegeben, wenn etwa 2 bis 3 kW an PV je Haushalt installiert werden. Da andererseits etwa 80% der Netzkosten bei den Niederspannungsnetzen liegen und die Netzüberlastungen nur auf wenige Tage oder Wochen im Jahr beschränkt sind, erscheint ein adäquater Ausbau der Niederspannungsnetze für die mögliche PV-Spitzenlast nicht wirtschaftlich. Es sind daher zukünftig Technologien und Lastcharakteristiken gefragt, die einen möglichst hohen Anteil diese regenerativen Überschussenergie lokal verwenden können z.B. für Solares Heizen und Kühlen, für Elektromobilität und für ein mittels Demand-Side-Management gesteuertes Verbrauchsverhalten.

#### 4 Vergleich der Nachhaltigen Erzeugungstechnologien

Unter der Voraussetzung, dass die zu installierenden EE die gleiche jährliche Energiemenge liefern müssen, wird im Folgenden ein Vergleich der Technologien gemacht. Als Referenz werden Flusskraftwerke betrachtet, die bei einer mittleren jährlichen Volllaststundenzahl von etwa 4.600 eine Referenz-Installationsleistung von 100 % darstellen sollen. Bei Onshore Windenergie ist für die gleiche Jahresenergie bereits die 2,3-Fache Leistung zu installieren und bei Fotovoltaik sind es sogar 570 %. Die EE stellen daher eine stark leistungsorientierte Beanspruchung der Energiesysteme dar, d.h. es sind Übertragungsleitungen mit relativen

hohen Grenzleistungen erforderlich und es müssen auch Speichertechnologien angewendet werden, die hohe Leistungen in kurzen Zeiträumen ausgleichen können.

Technologie	Vollaststunden [h/a]			relative Installationsleistung	gesicherte Mindestleistung
	min.	max.	Referenzwert	%	%
Flusskraftwerk	4.000	4.900	4.600	100	40
Onshore-Wind	1.700	2.400	2.000	230	0
Offshore-Wind	3.000	4.000	3.500	130	0
Fotovoltaik	700	850	800	570	0
Geothermie	7.000	8.000	7.500	60	100
Biomasse	3.000	6.000	4.000	120	100

**Tabelle 1** Vollaststunden der EE und zu installierende Leistungen für gleiche Jahresenergie

Der Übergang zur überwiegend nachhaltigen Versorgung ist daher mit neuen Herausforderungen für die klassischen Energiesysteme verbunden:

- Flexibilisierung des Energiemanagements in der Endanwendung, um insbesondere Situationen mit hohem erneuerbarem Energiedargebot beherrschen zu können. Insbesondere im Sommer mit großem solaren Überschussangebot und geringem Wärmebedarf werden solares Kühlen mit Kältepumpen und Elektromobilität interessant.
- Ausbau von Speichertechnologien insbesondere von Pumpspeicherkraftwerken. Die klassische Bauweise von Pumpspeichern als Jahresspeicher war durch relativ große Oberseen und kleine Unterseen charakterisiert. Die Oberseen sollten das aufgenommene Schmelzwasser und die jahreszeitlichen Niederschläge über das Jahr abgeben und benötigten für Pumpvorgänge relativ kleine Unterseen. Zukünftig werden viele Pumpspeicher mit relativ großen Pumpenturbinen mit Gesamtleistungen von 300 bis 1000 MW aufgerüstet. Daher wären großvolumige Unter- und Oberseen günstig, um große Energiemengen im Wälzbetrieb verarbeiten zu können.
- Ausbau der Verteilungsnetzkapazitäten für einen stärker leistungsorientierten Netzbetrieb. Für die Einbindung der PV in die Nieder- und Mittelspannungsnetze sind kostengünstige Netzerweiterungen gefragt, um die Netzkapazitäten ohne aufwendige Grabungsarbeiten zu ertüchtigen. Eine Verkürzung der Netzlängen durch zusätzliche Mittelspannungs-Transformatorstationen und eine Erhöhung der Nennspannungen der Mittelspannungsnetze – sofern dies noch möglich ist - erscheinen die kostengünstigsten Maßnahmen.
- Im Übertragungsnetz sind zur Integration großer Windparks und zur Bereitstellung von Regel- und Ausgleichsenergie aus leistungsstarken Pumpspeicherkraftwerken sowie aus flexibel einsetzbaren thermischen Kraftwerken Netzverstärkungen

notwendig. Einerseits können die bisherigen 220-kV-Übertragungsnetze in ihrer Kapazität durch Umstellen auf 380kV in ihrer Übertragungskapazität etwa verdreifacht werden. Weiterhin ist ein Ausbau der 380-kV-Netze oder der Ausbau von zusätzlichen Höchstspannungs-Gleichstromverbindungen oder –Wechselspannungsverbindungen mit höheren Betriebsspannungen als Europäisches Supergrid langfristig notwendig.

- Flexibilisierung der thermischen Kraftwerke. Da Erzeugungssituationen möglich sind, bei denen nur ungenügende Einspeiseleistungen aus Wind- und Photovoltaik vorhanden sind, sind neben den Pumpspeicherkraftwerken, - die nur kurzfristig im Zeitraum von wenigen Stunden diese Perioden überbrücken können - thermische Kraftwerke weiterhin erforderlich. Sie müssen in der Lage sein, die volle Spitzenleistung einschließlich einer Reserve in der Regelzone zu erbringen und weiterhin auch längerfristige Flautesituationen zu überwinden. Da zukünftig der Vorrang der erneuerbaren Energien vor den fossilen Energieträgern gelten wird, müssen diese Kraftwerke flexibel einsetzbar sein.

## 5 Flexibilisierung der thermischen Kraftwerke

### 5.1 Bisherige Aufgabe der Thermischen Kraftwerke

Die Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken wird bisher aus Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerken bereitgestellt.

**Grundlastkraftwerke** wie z.B. Laufwasserkraft-, Braunkohle- und Kernkraftwerke fahren durch und nehmen kaum an der Regelung teil. Die thermischen Grundlastkraftwerke sind auf hohe Wirkungsgrade und eine geringe Zahl von An- und Abfahrvorgängen ausgelegt.

**Mittellastkraftwerke** fahren über längere Perioden durch, nehmen aber an der Regelung teil und gleichen Leistungsschwankungen aus. Typische Mittellastkraftwerke sind Kohleblöcke und Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke.

**Spitzenlastkraftwerke** werden zur Zeit der Höchstlast eingesetzt und nach wenigen Stunden wieder abgeschaltet. Typische Kraftwerke dieses Typs sind Pumpspeicherkraftwerke, Spitzenlast-Gasturbinen, Dieselmotorkraftwerke.

Der Einsatz der Kraftwerke erfolgt nach den am Vortrag angemeldeten Fahrplänen. Abweichungen von diesen Fahrplänen werden als Regel- und Ausgleichsenergie aus sekundär geregelten Kraftwerken eingespeist. Durch den zunehmenden Anteil der regenerativen Energie war es erforderlich geworden, dieses Verfahren durch die Einführung des „Intra-day“-Handels flexibler zu gestalten.

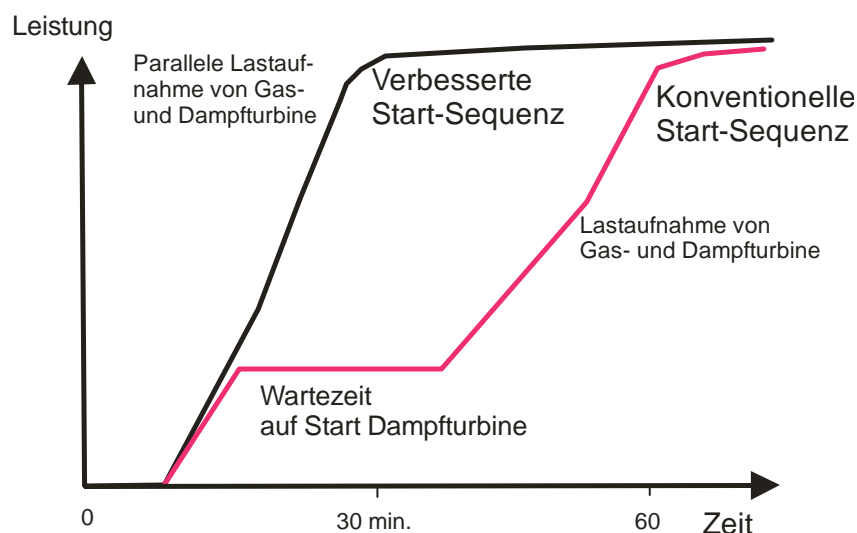
### 5.2 Zukünftige Aufgaben der Thermischen Kraftwerke

Die massive Einspeisung von erneuerbaren Energiequellen wird zukünftig überwiegend die Grundlastkraftwerke verdrängen. Einerseits erhalten die EE Einspeisevergütungen und können daher ohne Ausgleichszahlungen nicht vom Netz genommen werden, andererseits benötigen sie wegen ihres fluktuierenden Erzeugungsverhaltens entsprechend der

Erzeugungssituationen ein Mindestkontingent an regelbaren Mittellastkraftwerken, um die Versorgungssicherheit gewährleisten zu können

Zukünftig sind Erzeugungssituationen möglich, bei denen infolge eines hohen regenerativen Dargebots theoretisch alle thermischen Kraftwerke verdrängt werden können. Entsprechend der Wahrscheinlichkeiten der zu erwartenden Erzeugungsgradienten durch Änderungen des Wind- oder Solarpotenzials sind derzeit thermische Mindestreserven im Netz zur Blindleistungsbilanzierung, für die Netzstabilität und die Erhaltung der Netzübertragungskapazitäten erforderlich. Es wird derzeit daran gearbeitet, die regenerativen Energiequellen zusammen mit Speichertechnologien in die Lage zu versetzen, dieses Regel- und Ausgleichsvermögen bis hin zur vorübergehenden Abschaltung bei Überangebot bei den EE direkt zu ermöglichen.

Die thermischen Kraftwerke sind zukünftig wesentlich flexibler einzusetzen als bisher [1], [2], [6]. Wegen des Vorrangs der EE müssen sie häufiger an- und abgefahren werden, z.B. müssen bei Sonnenaufgang zurückgefahren und bis zum Sonnenuntergang hochgefahren werden. Insbesondere bei starker Verbreitung von PV-Anlagen sind größere Erzeugungsgradienten als bisher möglich, da die Globalstrahlung bei Sonnenaufgang in etwa 30 Minuten ganz Österreich erreicht und bei Sonnenuntergang ähnliche Erzeugungsgradienten entstehen. Zukünftig sind daher weniger preiswerte Grundlastkraftwerke gefragt, sondern solche die mit hohen Leistungsgradienten einsetzbar sind. **Abb. 6** zeigt, wie bei einem modernen Kombikraftwerk durch eine verbesserte Start-Sequenz für den Heißstart hohe Leistungsgradienten erzielt werden können.



**Abbildung 6** Flexibel einsetzbares Kombikraftwerke [6]

Bei der konventionellen Start-Sequenz eines Gas-und-Dampfkraftwerks wird zunächst die Gasturbine hochgefahren. Die Abhitze der Gasturbine wird in einem Dampferzeuger umgesetzt und es muss abgewartet werden, bis genügend Frischdampf zur Lastaufnahme der Dampfturbine zur Verfügung steht. Bei dem im Abb. 6 dargestellten Verfahren wird mit dem Start der Gasturbine gleichzeitig aus einem Dampfspeicher die Dampfturbine



vorgewärmt. Hierdurch erfolgt die Lastaufnahme von Gas- und Dampfturbine ohne Wartezeit und es sind Startzeiten von etwa 30 Minuten möglich.

## 6 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Der massive Ausbau von Windenergie und Photovoltaik wird, um die notwendigen Energiemengen bereitstellen zu können, wegen der kurzen Volllaststundenzahlen zu hohen Installationsleistungen führen. Ab dem Jahr 2020 sind bei den derzeitigen Ausbauzielen in einigen Ländern der EU Erzeugungssituationen möglich, bei denen mehr Erzeugungsleistung am Netz ist, als der Spitzenlast des Netzes entspricht. Die Kapazitäten der mitteleuropäischen Pumpspeicher und der bis dahin vorhandenen Batteriekapazitäten der Elektromobile reichen nicht aus, um diese Überschussenergie aufzunehmen.

Die thermischen Kraftwerke müssen zur Bilanzierung flexibler einsetzbar sein, d.h. häufiger An- und Abgefahren werden, höhere Leistungsgradienten fahren und mit niedriger Mindestlast betrieben werden können. Grundlastkraftwerke werden durch flexibler einsetzbare Mittellastkraftwerke abgelöst werden. Insbesondere bei forciertem Ausbau der PV sind am Abend bei Rückgang des solaren Dargebots und bei Anstieg der Abendlast die höchsten Leistungsgradienten im Netz zu erwarten. Bei ungünstiger Überlagerung von Wind- und Solarenergie sind hohe Leistungsgradienten zu erwarten, die flexibler einsetzbare Kraftwerke und flexibler beeinflussbare Verbraucher erfordern. Wenn Kraftwerke mit hohen Lastfolgegradienten eingesetzt werden, kann hierdurch die Anzahl der einzusetzenden Kraftwerke minimiert werden.

### Literatur

- [1] Brauner, G., Tomschi, U.: "Regel- und Ausgleichsenergie großer Windparks mit Gasturbinen". 9. GMA/ETG-Fachtagung Netzregelung und Systemführung: „Systemführung bei hoher Netzauslastung - wie führen wir Markt und Physik zusammen?“ 5. - 6. März 2008, München.
- [2] Brauner, G.: Flexibilisierung des thermischen Erzeugungsparks – ein wichtiges Element des Klimaschutzes. 8. Schwetzingener Energie-Dialog, 16. März 2010.
- [3] EU\_2008: "20 20 by 2020 – Europe's climate change opportunity". EU Commission 2008.
- [4] EU\_SET\_Plan: "The European Strategic Energy Technology Plan: SET-Plan –Towards a low-carbon future". European Union, 2010.
- [5] Energiestrategie Österreich. Lebensministerium und Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend, 2010.
- [6] Balling, L., Tomschi, U., Pickard, A., Meinecke, G.: Fast cycling and grid support capability of combined cycle power plants. Power Gen-Europe, Amsterdam 2010.