Echtzeitanforderungen des Energiesystems

Überlegungen zu Anforderungen und Diskussionsstand in Deutschland

[redacted] Easy Smart Grid, 28.01.26

Im Zuge der Energiewende nimmt die Bedeutung einer netz- und systemdienlichen Einbindung der Nutzer (und insbesondere von deren energetischer Flexibilität) schnell zu. Aus vielen Gründen soll diese im Normalfall auch nicht mehr über eine Steuerung durch den Netzbetreiber o.ä. erfolgen, sondern marktlich über dynamische Preiskomponenten, für die „Netzdienlichkeit" also z.B. über dynamische Netzentgelte. Damit können und sollen Netzengpässe entlastet und die Anforderungen an den Netzausbau reduziert und verzögert werden.

Da für den effizienten Schutz der Netzbetriebsmittel die aus dem Strommarkt bekannten Viertelstunden nicht ausreichen, wurde von der BNetzA hierfür „Echtzeit" ins Spiel gebracht und als Spezifikation dafür „60 Sekunden" vorgeschlagen. Es gibt aber auch viele Akteure, die entsprechend den aktuellen Strompreisen 15 Minuten nutzen wollen (beim „Dimmen" nach 14a EnWG ist als Reaktionszeit eine Minute vorgegeben, zwischenzeitlich relaxiert worden).

Man stelle sich nun vor, eine IKT-Infrastruktur 2.0 (bezogen auf die Version 1.0 der aktuellen SMGw) würde sowohl auf Netz-/Systemseite als auch bei den Netznutzern aufgebaut und ausgerollt, die eine Kommunikation dynamischer Preiselemente jede Minute (also die ambitioniertere Version der beiden obengenannten) an die Netznutzer sowie deren weitgehend automatisierte Echtzeitreaktion darauf ermöglichen würde. Man stelle sich weiterhin vor, dass im Interesse sowohl der geringsten Kosten für die Netznutzer als auch das System eine möglichst weitgehende Einbindung von Flexibilitäten erfolgt ist, also im Falle von Haushalten der Betrieb von Wärmepumpen oder BHKW, E-Autoladern, Hausgeräten, PV-Batterien und das Laden von Akkus soweit möglich preisgeführt und damit Energiekostenoptimierend erfolgt (entsprechend bei gewerblichen/industriellen/Infrastrukturanwendungen).

Stellen wir uns weiterhin vor, dass aus irgendeinem Grund (Netzbetrieb, Spinnerei von Elon Musk, Cyber-Angriff von Putin etc.) eine Situation entsteht, bei der diese Preiskomponente minütlich schwankt, also eine Rechteckschwingung erzeugt. Dies stellt eine zulässige Betriebsart dar. Damit wird neben der Grundschwingung von 1/120 Hz eine unbegrenzte Zahl ungerader Harmonischer erzeugt (Fourier-Zerlegung mit 3/120 Hz, 5/120 Hz, 7/120 Hz,… https://de.wikipedia.org/wiki/Rechteckschwingung), was aufgrund der Reaktion der Netznutzer auch tatsächliche Leistungen mit diesen Frequenzen in das europäische Energienetz injiziert.

Nun ist bekannt, dass es im europäischen Verbundnetz Schwingungen gibt, bei denen Energie zwischen verschiedenen Gebieten ausgetauscht wird (gekoppeltes schwingungsfähiges System). So gibt es z.B. eine kontinentale Ost-West-Schwingung, die entsprechend dem ENTSO-E Factual Report vom 03.10.25 zum „Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025" (S. 10) mit 0,21 Hz dem Blackout unmittelbar vorausging und zum Versuch verschiedener TSO-Netzleitwarten führte, diese zu dämpfen.

Die Frequenz dieser Schwingungen entspricht der 25. Harmonischen, welche unser obiges „Echtzeitsystem" mit 60 Sekunden-Aktualisierung erzeugt. Anstatt solche Schwingungen zu dämpfen, muss also befürchtet werden, dass das so spezifizierte Echtzeitsystem im Gegenteil Schwingungen

anregen kann und damit die Instabilität und Blackoutgefahr erhöht. Zwar besitzt die 25. Harmonische nur 1/25 der Amplitude der Grundfrequenz. Benachbarte Frequenzen können aber ebenfalls anregen, Nichtlinearitäten im Energiesystem können weitere solche potentiell destabilisierenden Anregungen erzeugen, und niederfrequentere Schwingungsmodi könnten ebenfalls angeregt werden.

Weniger bekannt ist bisher der aktuell in der internationalen Regulierungswelt diskutierte neue Begriff „LIBL" (Large Inverter Based Load). Er wurde erfunden, um das für Stromnetze neuartige Verhalten insbesondere großer KI-Rechenzentren zu beschreiben, wenn sie -definiert durch die Trainingsaufgabe – schnell hunderttausende von Rechnerkernen aktivieren und wieder herunterfahren und dabei Leistungsgradienten bis zu einigen hundert MW ins Netz injizieren.

Zwar kann man zusätzliche Netzbetriebsmittel installieren, um die bereits bestehenden Risiken (siehe „Grid Incident…") sowie die durch das obige System generierten zu kompensieren. Das würde natürlich zu zusätzlichen Kosten und Systemkomplexität führen.

Wir schlagen alternativ dazu vor, die Netzleitstellen mit der Möglichkeit auszustatten, „dynamische Preiskomponenten zur Systemstabilisierung" zu generieren, die von Netznutzern empfangen und genutzt werden können, um aktiv solche Schwingungen bedämpfen könnten. Diese müssten natürlich eine höhere zeitliche Auflösung haben, im obigen Fall maximal etwa 2 Sekunden. Dass dies technisch einfach umsetzbar wäre, hat Easy Smart Grid mit Sekundenauflösung plausibilisiert, mit der neben der Erzeugung von Regelleistung auch dynamische Netzentgelte mit hinreichender Auflösung generiert werden könnten, um auch beim Auftraten von LIBL-Effekten Schäden an der Netzinfrastruktur zu reduzieren oder gar zu verhindern.. Ein Hauptziel neben der schnelleren und günstigeren Umsetzung der Energiewende wäre dabei die Vermeidung sowohl massiver „Stranded Investments" der den Zukunftsanforderungen nicht entsprechenden IKT-Infrastruktur als auch die Vermeidung einer zusätzlichen vermeidbaren Umsetzungsschleife, die nicht nur viel Zeit kosten, sondern auch die Koordination einer zusätzlichen Migrationsstufe erfordern würde.

Ein solches System, das nur eine Bandbreite benötigt, die Fernschreiber schon vor 100 Jahren leisten konnten (1B/Sec), kann natürlich auch die vorgeschlagenen 60 Sekunden und bestehenden 15 Minuten (sowie die 30 Minuten in UK) abbilden. Es kann die Grundlage für ein regenerativ versorgtes Energiesystem werden, das minimale Kosten für Speicherinvestitionen, Netzausbau und Systemmanagement erzeugt und zudem deutlich höhere Effizienz und Resilienz ermöglicht. Auch eine Abrechnung solch zeitlich hochaufgelöster Preise ist denkbar einfach, wenn (z.B. im datensparsamen Tarifanwendungsfall) die Verknüpfung von Preis und Menge sekündlich in einem „Smart meter" erfolgt (man würde diese Funktion nicht „intelligent" nennen müssen) und diese Daten z.B. viertelstündlich bereits aggregiert ans Backend übertragen werden.