

Lastflussmonitoring im Stromnetz mit künstlicher Intelligenz

Alfons HABER¹, Klaus NAGL², Werner SCHÖFFER³

¹HAW Landshut, Am Lurzenhof 1, D-84036 Landshut, +49 871-506 230, Fax + 49 (0)871-506 9230, Alfons.Haber@haw-landshut.de, www.haw-landshut.de,

²Consolinno Energy GmbH, Franz-Mayer-Straße 1, D-93053 Regensburg, +49 941 46297-521, k.nagl@consolinno.de, www.consolinno.de

³ARTEMES GmbH, Hauptplatz 105, A-8552 Eibiswald, Tel +43 3466 42071, werner.schoeffler@artemes.org, www.artemes.org

Kurzfassung:

Der Beitrag der dezentralen Erzeugungsanlagen zum Lastfluss im Stromnetz nimmt kontinuierlich zu, die Lastflussrichtungen ändern sich insbesondere in Abhängigkeit der Erzeugungssituation. Der Beitrag von den Erzeugungsanlagen verändert bzw. beeinflusst auch die Netzqualität, konkret im Verteilnetz die Spannungsqualität. Die veränderten Lastflüsse ändern den Netzbetrieb, die Netzplanung und die Einsatzplanung von Erzeugungsanlagen, die hier auch flexibel eingesetzt werden können. Für diese Bereiche ist es jedoch erforderlich, dass wesentliche Netzparameter bekannt sind. Im Verteilernetz ist die Erfassung von diesen Lastflüssen nicht vorgesehen, dies liegt u.a. im Aufwand und den Kosten.

Nachfolgend werden Beispiele für die Erfassung von Lastflüssen unter Einbeziehung der künstlichen Intelligenz dargestellt. Anhand dessen können bessere Aussagen zur Netzqualität erzielt und die Flexibilität von Erzeugungsanlagen erhöht werden.

Im Zusammenhang mit bisherigen Erfahrungen und Modellen der Lastflussmessungen werden unterschiedliche Methoden präsentiert. Dieses System der Messwerterfassung soll u.a. durch die Aggregation von Messpunkten, mit den zeitlichen Abstimmungen, äußerst schnell auf Schwankungen reagieren können, wodurch ein wesentlicher Beitrag zur Stabilität des Stromnetzes geliefert werden kann. Anhand der Messmethoden sollen wesentliche Parameter der Lastflüsse gemessen und zeitlich synchronisiert erfasst werden.

Es erfolgt somit eine Kombination aus Messtechnik und einer neuen Software. Mit Hilfe des Einsatzes von künstlicher Intelligenz [1] sollen selbstlernende Algorithmen entwickelt werden, welche die Netzqualität standardisiert bewerten und auch einen Beitrag zur Regelenergie liefern kann. So gilt es mittels der zu entwickelnden Schwarmintelligenz Daten zu aggregieren und den Netzbetreibern zur Verfügung zu stellen.

Keywords: Lastflussmonitoring, künstliche Intelligenz, Stromnetz, Flexibilisierungssysteme, Optimierungssysteme, Power Quality

1 Einführung

Die Versorgungssicherheit ist gefordert, wir benötigen immer mehr den Strom mit einer hohen Versorgungszuverlässigkeit, Qualität und Stabilität. Die zentralen und dezentralen Erzeugungsanlagen mit den Speichereinrichtungen beeinflussen den Lastfluss im Stromnetz kontinuierlich, die Lastflussrichtungen ändern sich insbesondere in Abhängigkeit der Erzeugungssituation, wobei hier auch das Aus- und Einspeichern von Energiespeichern zu berücksichtigen sind. Der Beitrag von den Erzeugungsanlagen verändert bzw. beeinflusst auch die Netzqualität, konkret im Verteilnetz die Spannungsqualität. Zusätzlich wird über die Lastflüsse aus und in das Übertragungsnetz die Systemstabilität beansprucht, die für die sichere Stromversorgung von größter Bedeutung ist.

Der Netzbetrieb, die Netzplanung sowie die Einsatzplanung von Erzeugungsanlagen gilt es zu berücksichtigen, denn die veränderten Lastflüsse haben hier auch aufgrund des flexiblen Einsatzes Auswirkungen. Somit ist es insbesondere für diese Bereiche erforderlich, dass wesentliche Netzparameter erfasst und laufend bewertet werden. Im Verteilernetz ist die Erfassung von diesen Lastflüssen (noch) nicht vorgesehen (z.B. abgesehen von teilweisen „intelligenten“ regelbaren Ortsnetztransformatoren), dies liegt u.a. im Aufwand und den Kosten. Hieraus ergeben sich Anforderungen an ein Lastflussmonitoring, denn in Zukunft werden vermutlich auch kleine dezentrale Anlagen, wie Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen), Windkraftanlagen, Kraft-Wärmekopplungsanlagen (KWK-Anlagen), Wärmepumpen, Biogasanlagen oder Energiespeicher, noch einen gewichtigeren Anteil einnehmen und die Stromnetze stabilisieren. Damit übernehmen sie Aufgaben, die heute vor allem von großen, zentralen Kraftwerken wahrgenommen werden. Die technische Umsetzbarkeit erfordert jedoch, dass die Lastflüsse im besten Fall „online“, bezogen auf die Zeitnähe, bekannt sind. Hierzu gibt es bereits Forschungsfragen, ein Beispiel der Umsetzungsmöglichkeit wird nachfolgend dargestellt, welches ebenfalls mögliche künstliche Intelligenzen integriert.

2 Lastflussmonitoring

Der Lastfluss wird im Stromverteilnetz nur ganz selten bis nie gemessen. Es existieren vereinzelt z.B. Umspannwerke und Transformatorstationen, welche mit statischen Messwerterfassungen ausgestattet sind. Zeitnahe Messungen und das Erfassen der Lastflüsse inklusive die zugehörigen Richtungen existieren nur sehr bedingt.

Bei bestehenden Störungs- und/oder Power-Quality-Messsystemen werden Lastflussrichtungen miterfasst, eine Übertragung solcher Werte in die Messwerte sind selten. Somit gilt es, bei neuen Systemen zum Lastflussmonitoring die Messwerterfassungen u.a. durch die Aggregation von Messpunkten, mit den zeitlichen Abstimmungen, aufzubauen. Hierdurch kann äußerst schnell auf Schwankungen reagiert werden, wodurch ebenfalls ein wesentlicher Beitrag zur Stabilität des Stromnetzes geliefert werden kann. Anhand der Messmethoden sollen wesentliche Parameter der Lastflüsse gemessen und zeitlich synchronisiert erfasst werden. Somit können auch auftretende Engpässe im Stromverteilnetz lokalisiert und in weiterer Folge behoben werden. Dies kann u.a. über die Flexibilisierung von Lasten und Speichern erzielt werden.

Dazu ist es notwendig die dezentralen Erzeugungs-, Verbraucher- und Speicheranlagen in den benötigten zeitlichen Intervallen zu monitoren und dementsprechend die Daten auszuwerten und in Form von zu erwartenden Fahrplänen dem Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen. Die Daten und jeweiligen Prozesse stehen in komplexen Zusammenhängen und sind daher von einer künstlichen Intelligenz zu regeln. [1]

2.1 Lastfluss-Monitoringsysteme

Obwohl es eigentlich sehr einfach wäre, wird die Leistung in ihrem zeitlichen Verlauf – dem sogenannten Lastprofil, kaum erfasst. Als ein wesentlicher Grund, warum dies nicht geschieht, wird angegeben, dass die Leittechnik hauptsächlich für den Schutz und Betrieb der Netze vorgesehen ist. Dies zeigt einmal mehr, dass ein lastflussabhängiger Netzbetrieb (noch) nicht unbedingt im Fokus steht.

Dennoch gibt es heute schon sehr einfache und günstige Möglichkeiten, die Leistungswerte richtig zu erfassen und darüber hinaus auch die parallel so wichtigen Power Quality (PQ) Werte zu erfassen, wie nachfolgend auch dargestellt.

2.1.1 Einfache Leistungsmessgeräte

Bisher werden oft einfache Strommessgeräte in den Netzen eingesetzt. Da aber der gemessene Wert nur die Höhe des Stroms, nicht aber die Richtung des Energieflusses wiedergibt, reichen diese einfachen Messmittel in einem Energienetz, in welchem sich aufgrund von dezentralen Erzeugungseinheiten und Speichersystemen der Lastfluss in allen 4 Quadranten ausbilden kann, nicht mehr aus.

Einfache Energiezähler, siehe Abbildung 1 beherrschen heute den 4-Quadrantenbetrieb und sind für den Betrieb an Strom- und Spannungswandlern konstruiert. Weiters verfügen sie über geeignete Schnittstellen, um in Monitoringsysteme oder auch in Leitsysteme integriert zu werden. Ist die Verrechnung ein Thema, sind diese sogar mit MID Zertifikat (MID – Measuring Instruments Directive) erhältlich. Andere Varianten beherrschen sogar einfache Power Quality Funktionen und auch die Erfassung von Spannungsschwankungen. Das entspricht zwar nicht immer der PQ Messvorschrift [2], aber für eine effiziente Betriebsführung ist das auch nicht unbedingt notwendig.



Abbildung 1: Energiezähler Serie AM-2 von ARTEMES

Weiters gibt es kostengünstige Datenverdichter (Datahub, Datenkonzentrator), siehe Abbildung 2, welche mehrere Zähler zusammenfassen können und somit den Datenstrom vereinfachen. Diese verfügen auch über einen lokalen Speicher und lokale Intelligenz, um auch Smart Grid Steuerfunktionen zu übernehmen. Eingebaute Webbrowser erlaube einen direkten lokalen Zugriff auf die Daten um eventuell regional Informationsbildschirme zu gestalten. Ein zentraler Server erfasst zusätzlich alle Zähler und mit geeigneter Software können ungünstige Betriebszustände erkannt werden. Moderne Methoden des automatischen Lernens (Machine Learning) und in weiterer Folge mit der künstlichen Intelligenz könnten hier bereits in Energienetzen zur Früherkennung von Engpässen helfen Blackout-Gefahren im Stromnetz zu vermeiden.



Abbildung 2: Datenkonzentrator AM-2-Datahub von ARTEMES

2.1.2 Power Quality Relais

Im Gegensatz zu den einfachen Leistungsmessgeräten sind die sogenannten Power Quality Relais, siehe Abbildung 3, mit mehr Rechenleistung ausgestattet und oft auch für mehrere Kanäle gebaut (z.B. mehrere Eingänge für die Erfassung von multiplen Stromnetzabzweigen). Neben den Energiewerten in den bereits genannten 4 Quadranten bestimmen diese Messgeräte auch die gängigen Power Quality Parameter. Neben den Oberschwingungen und der Unsymmetrie sind dies im wesentlichen Spannungsschwankungen samt Flicker und Einsenkungen - die Frequenz nicht zu vergessen.

Solche Relais werden oft nur lokal für kurze Zeiträume betrieben und im Bedarfsfall ausgelesen. Eine Integration in Monitorsysteme und ein ständiges Auslesen und permanentes Bewerten mit statistischen Methoden und einfachen Kennzahlen (z.B. KPQ – Kubischer Power Quality Index nach [3]) erlaubt eine Früherkennung von Ausreißern und Trendbeobachtungen. Die Effekte sind meist nur durch Langzeitbeobachtungen zu erkennen, aber wesentlich für eine Aussage der Entwicklung der Spannungsqualität.



Abbildung 3: Stationäre PQ Messgeräte AM-4 von ARTEMES

Moderne Power Quality Relais verfügen über viele Kanäle um mehrere Abzweige im Stromnetz gleichzeitig zu erfassen und somit die Basis für die künstliche Intelligenz zu schaffen. Neben den Power Quality Funktionen erledigen sie auch die Aufgaben von PFRs (Power Fault Recorder, Störschreiber), Frequenzmessgeräten und Leistungsmessgeräten.

2.1.3 Phasor Measurement Unit (PMU) - Monitoring

Um die Ausbreitung von störenden Effekten effizient zu bewerten, reicht eine Messung alleine nicht mehr aus. Man muss die Daten aus mehreren Messstellen zusammenführen können und hier stellt sich unmittelbar die Frage nach einem zeitlichen Zusammenhang. Hierfür sind synchrone Messwerterfassungen notwendig, welche meist mit GPS Signalen generiert werden. Nicht nur der Zeitstempel reicht hier aus, sondern auch die exakte Zeitgleichheit der Abtastpunkte um die sogenannten Phasoren [4] richtig berechnen zu können. Der somit mögliche Winkelvergleich zwischen Netzpunkten gibt Auskunft über die Verzerrungen entlang der Leitung und schnelle Betrachtungen erlauben die dynamische Netzstabilität zu beurteilen, siehe Abbildung 4.

Wurden solche Systeme in der Vergangenheit meist nur in Übertragungsnetzen und hier meist nur für statische Betrachtungen eingesetzt, so werden diese Systeme heute vermehrt auch in Verteilnetzen und zum Netzwiederaufbau genutzt.

Neben den klassischen 50Hz-Vektoren kommen auch immer mehr Oberschwingungsbetrachtungen ins Blickfeld zeitsynchroner Messungen. Auch diese bilden dynamische Lastflüsse aus, welche zu kritischen Zuständen führen können.

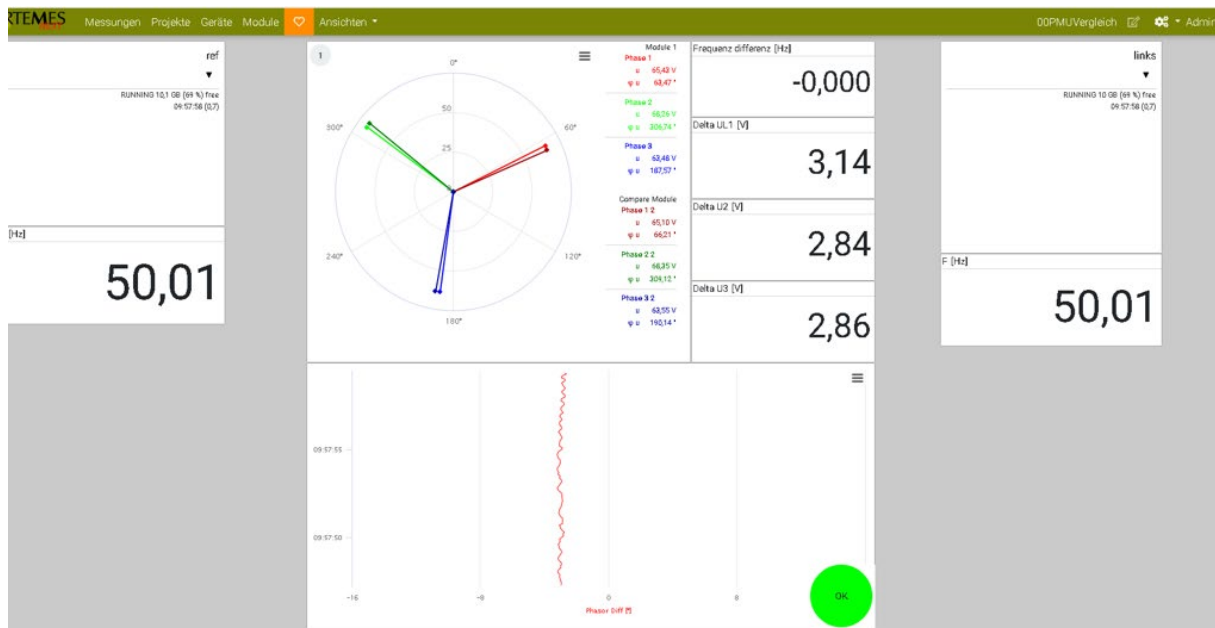


Abbildung 4: Phasorenvergleich zwischen 2 Messstellen, Abbildung vom Softwaremodul AS-PMU ARTEMES

2.1.4 Höherfrequente Messungen

Oberschwingungen nach der Netzqualitätsnorm EN 50160 [5] werden bis 1,25 kHz betrachtet. Die Schaltfrequenzen moderner leistungselektronischer Geräte bei Verbrauchsanlagen im Stromnetz sind aber bereits heute im Bereich von 20 kHz. Aufgrund der rasanten Entwicklung der neuen Leistungselektronik mit SiC und GaN Technologien kann man eine weitere Erhöhung der Schaltfrequenzen erwarten, wie auch das Beispiel in Abbildung 5 zu den höherfrequenten Schwingungen durch PV Wechselrichter zeigt.

Oberschwingungen im Bereich bis 150 kHz werden künftig die Herausforderung sein und bereits heute existieren diese vielfach in den Netzen ohne bekannt zu sein [6]. Die Messung dieser kann aber mit herkömmlichen Messgeräten und induktiven Wandlersystemen nicht mehr durchgeführt werden und erfordert neben schnelleren Messgeräten auch kapazitive Teiler in den Netzen, siehe Abbildung 6.

Da die Datenflut bei der Messung im gesamten Frequenzbereich sehr hoch wird, sind auch hier entsprechende Algorithmen zur Datenverdichtung und Filterung bereits am Messsystem erforderlich. Eine Mischung aus Trenderkennung und Schnellaufzeichnung im Bedarfsfall ist hier zielführend.

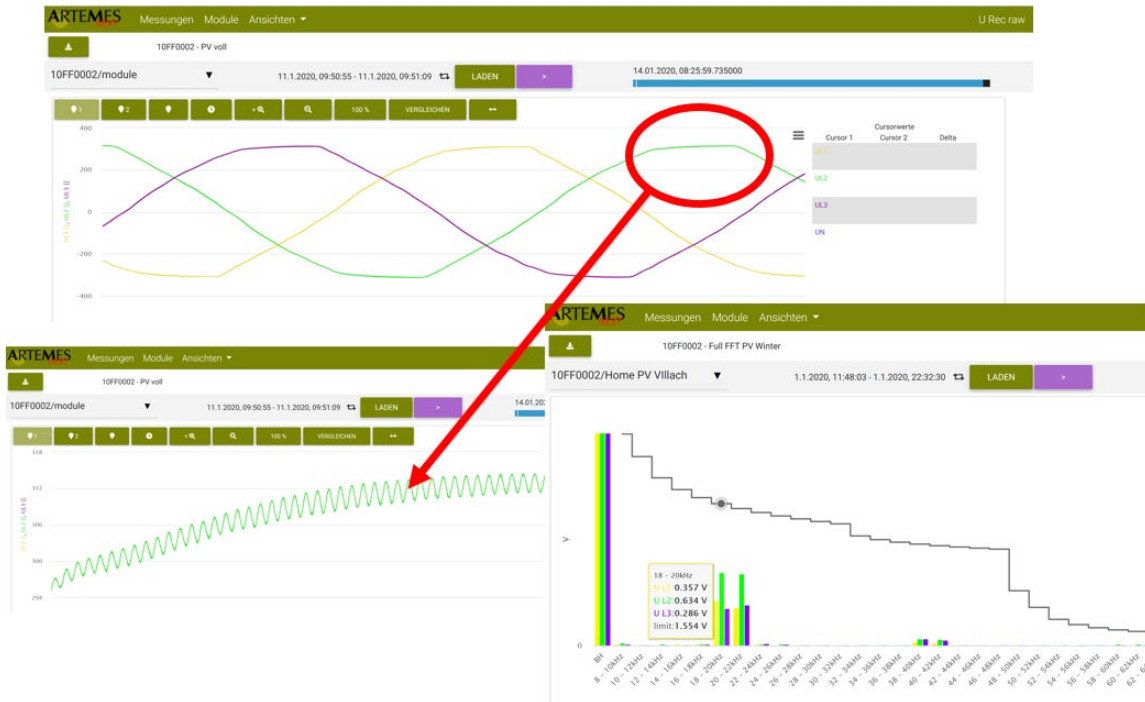


Abbildung 5: Höherfrequente Schwingungen durch PV Wechselrichter und Spektrum mit Grenzwerten nach IEC 61000-2-2 [6]



Abbildung 6: Kapazitive Teiler für 110kV und Messgerät AM-10-PA2H von ARTEMES

2.2 Flexibilisierungssysteme

Neben der Power Quality ist es entscheidend in der Energiewirtschaft und Netzwirtschaft, insbesondere in der Vermarktung, die Fahrpläne von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen zu betrachten und in den Analysen zu den Stromnetzen zu berücksichtigen. Als Beispiel kann hier die Meldung eines Day Ahead Fahrplans an einen Direktvermarkter angeführt werden. Diese Fahrpläne sind für ein zukünftiges stabiles Versorgungssystem jedoch noch zu erweitern um sogenannte Flexibilitätsfahrpläne um Dienste und Koordination mit den Netzbetreibern zu ermöglichen.

Dazu wird neben den zu erwartenden Fahrplänen vom Netzbetreiber ein Flexibilitätsfahrplan erstellt, in dem er mögliche Abweichungen vom bisherigen Fahrplan einsehen kann. Dieser hat die Möglichkeit, diese prognostizierten Fahrpläne in einem koordinierten Prozess zu buchen und dementsprechend abfahren zu lassen um sein Netz zu stabilisieren. Da die Anlagen in bestehende Prozesse eingebunden sind übernimmt die Koordination und Abstimmung mit den jeweiligen anderen Anforderungen, wie z.B. gesicherte Versorgung, sowie die Erzeugung der Flexibilitätsfahrpläne in weiterer Folge eine künstliche Intelligenz. Die Fahrpläne werden in einem rollierenden System aktualisiert und dem Netzbetreiber 36h bis 15 min vor Erbringungszeit ständig aktualisiert zur Verfügung gestellt. Zudem findet eine Koordination zwischen den unterschiedlichen Verantwortlichkeiten und Anforderungen statt (Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber). [7]

2.3 Optimierungssysteme

Als Beispiel für Lastflussänderungen im Stromnetz können auch Optimierungen von z.B. Speichern bei Netzknoten, z.B. Verbrauchern, in der künstlichen Intelligenz der Stromnetze zum Einsatz kommen. Erfolgt der Bezug von Energie aus dem Netz (netzgekoppelt), so wird dieser als *Einspeicherung* bezeichnet. Das Gegenteil davon, also die *Ausspeicherung* bedeutet die Einspeisung von Energie ins Netz, auch wieder netzgekoppelt. Der dritte Betriebsmodus *Inselnetz* umfasst eine lokale Energieversorgung mit den beiden erst genannten Betriebsmodi, welche dadurch nicht in Verbindung zum Netz steht und auf die somit im weiteren Verlauf der Masterarbeit nicht weiter eingegangen wird, vgl. [8] Schwerpunktmäßig wird hier auf die Ein- und Ausspeicherung verwiesen, welche hier direkt auf das Netz wirken. Wichtig ist in diesem Zusammenhang ebenfalls die leistungs- und richtungsmäßige Erfassung der Lastflüsse, die hier beim Monitoring einfließen.

Im Zusammenhang mit einem Speichermanagement, siehe [8], sind unterschiedliche Einsatzmöglichkeiten von Speichern bekannt, wie kunden-, markt- und netzdienlich. Als netzdienlich wird eine Art von Speichermanagement bezeichnet, bei welcher das öffentliche Stromnetz entlastet wird. Dies kann beispielsweise dadurch erreicht werden, wenn ein Teil des überschüssigen Stroms von dezentralen Erzeugungsanlagen mithilfe von Speichern, z.B. Akkumulatoren, gespeichert wird. Andernfalls würde dieser Strom komplett ins Netz eingespeist werden und würde so zu einer Erhöhung der Spannung und zu einer erhöhten Netzbelastung führen. Bei der Betrachtung von mehreren Netzknoten gilt es zusätzlich die Gleichzeitigkeitsfaktoren, bezogen auf Verbraucher, Erzeuger und Speicher zu berücksichtigen. So kann über die jeweilige Betriebsstrategie u.a. eine zeitlich- und

leistungsbegrenzte Speicherung, eine wichtige Optimierung in Bezug auf den netzdienlichen Einsatz genannt werden.

Als Beispiel wird hier eine zeitlich- und leistungsbegrenzte Speicherung von Akkumulatoren (Batterien) in Kombination mit PV-Anlagen dargestellt, welches über die Rückspeisung, also die Erzeugungsspitzen, das Netz entlasten soll. Diese Betriebsweise des Speichers basiert auf dem verzögerten Laden des Speichers, es handelt sich hierbei um eine netzdienliche Art der Optimierung. Deutlich wird diese Netzdienlichkeit durch den vorgegebenen Zeitraum, in welchem der Speicher lediglich mit einer gewissen prozentuellen Leistung beladen werden darf, vgl. [9]. Der Speicher entlädt sich am Tag 1 (siehe Abbildung 7) bis etwa 5 Uhr morgens vollständig (siehe grüne Linie). Danach muss der Verbraucher seinen Leistungsbedarf bis etwa 10 Uhr (blaue Kurve größer 0) mit Strom aus dem Netz decken (Einspeicherung). Aufgrund der zeitlichen Einschränkung der Speicherung und Entladung erfolgt nun bis 12 Uhr der Betriebsmodus Ausspeicherung. Darauf folgt der essentielle Schritt dieser Optimierungsvariante. Von 12 Uhr bis 17 Uhr werden 70% des Leistungsbedarfs ins Netz gespeist (Ausspeicherung) und mit den restlichen 30% wird pro Sekunde die Batterie beladen (Speicherung). So kann es sein, dass die Batterie um 17 Uhr nicht vollgeladen ist (State of charge SoC = 0,5). Von 18 Uhr (Tag 1) bis etwa 22 Uhr bezieht der Verbraucher seinen Strom aus dem Speicher (Entladung). Danach erfolgt Einspeicherung, da der Speicher leer ist. Abschließend wird nach der gleichen Vorgehensweise gespeichert, siehe [9]

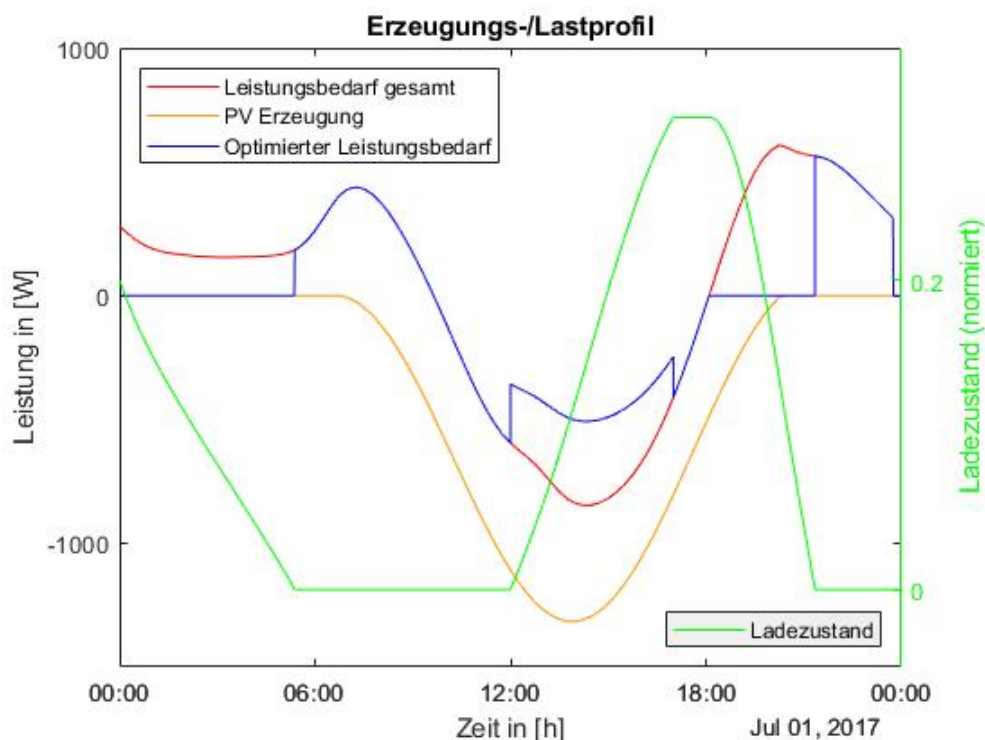


Abbildung 7: Beispiel – Zeitlich- und leistungsbegrenzte Speicherung am Tag 1 [9]

3 Künstliche Intelligenz im Stromnetz

Wie bereits im Kapitel 2 angeschnitten müssen dynamische Systeme über eine künstliche Intelligenz (KI) verfügen. Es müssen verschiedenste Parameter analysiert und in Echtzeit Entscheidungen getroffen werden können. Wichtig ist hierbei, dass eine Systemreduktion stattfindet und das System stabil läuft und die Versorgungssicherheit gewährleistet ist. Um all diese Faktoren zu gewährleisten werden verschiedenste Techniken aus dem Bereich der künstlichen Intelligenz eingesetzt. Dies reicht von Vorhersagemodellen für die jeweiligen Erzeugungsanlagen und damit die Fahrpläne bis hin zu Machine Learning Prozessen. Eine Kombination dieser Techniken mit den entsprechenden Algorithmen gewährleisten ein entsprechend stabiles System.

Grundlegend ist hierbei die Erfassung von Daten unterschiedlichster Art und eine Standardisierung derselben. Ideal hierfür sind durchgängige Lösungen, beginnend mit der Erfassung der Daten, der Verarbeitung vor Ort, z.B. mit einem Energiemanagementsystem, bis hin zu spezialisierten Cloud-Lösungen. Entscheidungen können in einem solchen Lösungsszenario sowohl zentral durch eine KI als auch cloudbasiert getroffen werden. Dabei ist es wichtig verschiedene Planungshorizonte zu berücksichtigen, welche bis zur Leistungserbringung in Echtzeit reichen müssen. Diese Steuer- und Regelbefehle werden ebenfalls von einem Energiemanagementsystem vor Ort umgesetzt, siehe Abbildung 8.



Abbildung 8: Consolinno Leaflet: IOT und KI fähiges Energiemanagementsystem: Vom Haushalt bis zum Engpassmanagement

Damit ein solches System der KI funktionieren kann, ist es notwendig, die Daten zu standardisieren – was in sogenannten PreProcessing Systemen geschehen kann, die als zentrale Instanz vor notwendigen Optimierungs- und Analyseschritten stehen. Die Intervalle und die Menge der benötigten Datenabrufe kann hierbei variieren und ist nicht zwangsweise äquidistant.

In einem verallgemeinerten System agiert somit jedes KI fähige Energiemanagementsystem an einem Netzanschlusspunkt als autonomer Anlagen-Agent – welcher sich selbstständig regelt und steuert und zudem mit anderen Systemen zu einem Gesamtoptimum verknüpfen kann.

Ein Einsatzbeispiel ist die börsenoptimierte Fahrweise eines (regionalen) Netzbereichs, Quartiers- oder Nahwärmenetzes. Hier gilt es sowohl den Eigenverbrauch vor Ort, die Effizienz und die Verteilverluste zu optimieren, und eine optimierte Fahrweise in Abstimmung mit der Strombörse zu gewährleisten. Dazu kommen verschiedene Verfahren aus dem Bereich der KI zum Einsatz. Zum einen werden Prognosen für Preis, Wetter, sowie den Wärme- und Strombedarf unter Berücksichtigung der Future-Preise der jeweiligen Börse erstellt. Diese Daten sind zu standardisieren und in den benötigten Zeitintervallen zur Verfügung zu stellen. Zum anderen kommen spezielle Methoden der Datenanalyse, wie z.B. maschinelles Lernen, zum Einsatz. Die Kombination der Datenaggregation, Analyse, Vorhersage und die Kopplung mit entsprechenden Optimierungsalgorithmen liefert eine funktionsfähige KI-basierte Steuerung der Anlagen. Zusätzlich, in Kombination mit einem Energiemanagementsystem vor Ort, bietet dies eine hohe Versorgungssicherheit sowie Kosteneffizienz.



Abbildung 9: Auszug Consolinno Dashboard zum optimierten netzdienlichen Betrieb dezentraler Erzeugungsanlagen sowie von Quartieren und Nahwärmenetzen

Um eine Netzdienlichkeit zu gewährleisten ist es in solchen Systemen zukünftig notwendig sogenannte Flexibilitätsfahrpläne an die Netzbetreiber zu liefern, damit sie einen dynamischen, proaktiven abgestimmten Zugriff auf die Verbrauchs-, Erzeugungs- und Speicheranlagen bekommen, um damit eine netzstabilisierende Wirkung zu erzielen (siehe Abbildung 9). Ein stabiler Betrieb der Erzeugungsanlagen funktioniert hierbei nur durch Methoden der KI. Als Beispiel seien hier dezentrale Kleinanlagen, welche das Energiesystem stabilisieren, genannt [10]. Zusätzlich wird im Zusammenhang von Prognosemodellen für erneuerbare Energien und künstliche Intelligenz auch auf den Beitrag [11] verwiesen.

4 Zusammenfassung

Die Anforderungen im Stromnetz werden umfassender, die Herausforderungen größer. Der Lastfluss wird im Stromverteilnetz nur ganz selten bis nie gemessen. Zukünftig ist es notwendig die dezentralen Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speichieranlagen in den benötigten zeitlichen Intervallen zu monitoren und dementsprechend die Daten auszuwerten und in Form von zu erwartenden Fahrplänen dem Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen. Ein Lastfluss-Monitoring mit der intelligenten Verknüpfung von jeweiligen Power Quality (PQ) Parametern liefert die Grundlage für die künstliche Intelligenz (KI) der Verteil- und Übertragungsnetze.

Damit ein solches System der KI funktionieren kann ist es notwendig, die Daten zu standardisieren – was in sogenannten PreProcessing Systemen geschehen kann und die als zentrale Instanz vor notwendigen Optimierungs- und Analyseschritten stehen. Die Intervalle und die Menge der benötigten Datenabrufe kann hierbei variieren und ist nicht zwangsweise äquidistant.

In einem verallgemeinerten System agiert somit jedes KI-fähige Energiemanagementsystem an einem Netzanschlusspunkt als autonomer Anlagen-Agent – welcher sich selbstständig regelt und steuert und sich zudem mit anderen Systemen zu einem Gesamtoptimum verknüpfen kann.

Anhand der im Beitrag vorgestellten Werkzeuge können Lastflüsse im Netz, deren Richtungen, wesentliche technische Parameter sowie weiterführende Spannungsqualitätsparameter (PQ) zur Bewertung der Netzqualität zeitlich synchronisiert erfasst, mittels künstlicher Intelligenz evaluiert und effizient dargestellt werden. Somit können auch auftretende Engpässe im Stromverteilnetz lokalisiert und in weiterer Folge behoben werden. Dies kann u.a. über die Flexibilisierung von Erzeugungsanlagen, Lasten und Speichern erzielt werden. Somit wird die Basis für die zukunftsweisende und optimierte Erfassung von wesentlichen Netzparametern gelegt, welche aufgrund der zeitnahen und umfassenden Auswertung einen wesentlichen zukünftigen Beitrag für den Betrieb und die Planung von Verteilnetzen liefert.

5 Referenzen

- [1] Consolinno: KI im Dienst der Netzdienlichkeit, ZfK+ Strom, 2019
- [2] IEC 61000-4-30:2015 Ed3, Power Quality measurement methods
- [3] W. Schoeffer: Beitrag zur Definition eines Power Quality Index, EnInnov 2018, Graz
- [4] IEEE C37.118 und Anhänge: Standards for Synchrophasors for Power Systems
- [5] ÖVE/ÖNORM EN 50160:2011: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen
- [6] IEC 61000-2-2: Ed2:2018, Amd2: Environment – Compatibility levels for lowfrequency conducted disturbances and signalling in public low-voltage power supply system
- [7] Nagl, Graf: Dank Schwarmintelligenz und einer smarten Servicewelt in der Energiewirtschaft zum Stromnetz der Zukunft; In: Doleski O. (eds) Realisierung Utility 4.0 Band 2. Springer Vieweg, Wiesbaden, Print ISBN: 978-3-658-25588-6
- [8] A. Haber, „Netz- & Systemintegration,“ in Batteriespeicher. 1. Auflage, J. Böttcher und P. Nagel, Hrsg., Berlin, Boston, Walter de Gruyter GmbH, 2018, pp. 233-253.
- [9] O. Greil: Optimierungsmodell für unterschiedliche Lade- und Entladestrategien von PV-Speichersystemen. Masterarbeit; Technische Universität München, München, 2019.
- [10] <https://www.tennet.eu/de/news/news/aus-david-wird-goliath-dezentrale-kleinanlagen-stabilisieren-das-energiesystem/>, Stand 27.01.2020
- [11] A. Wallis; A. Haber, S. Hauke: Menschliches Wissen und Künstliche Intelligenz in einem Prognosemodell für Erneuerbare Energien; 16. Symposium Energieinnovation, 12.-14.02.2020, Graz/Austria, www.tugraz.at/events/eninnov2020/home

6 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Energiezähler Serie AM-2 von ARTEMES	3
Abbildung 2:	Datenkonzentratoren AM-2-Datahub von ARTEMES	4
Abbildung 3:	Stationäre PQ Messgeräte AM-4 von ARTEMES	5
Abbildung 4:	Phasorenvergleich zwischen 2 Messstellen, Abbildung vom Softwaremodul AS-PMU ARTEMES.....	6
Abbildung 5:	Höherfrequente Schwingungen durch PV Wechselrichter und Spektrum mit Grenzwerten nach IEC 61000-2-2 [6].....	7
Abbildung 6:	Kapazitive Teiler für 110kV und Messgerät AM-10-PA2H von ARTEMES	7
Abbildung 7:	Beispiel – Zeitlich- und leistungsbegrenzte Speicherung am Tag 1 [9].....	9
Abbildung 8:	Consolinno Leaflet: IOT und KI fähiges Energiemanagementsystem: Vom Haushalt bis zum Engpassmanagement.....	10
Abbildung 9:	Auszug Consolinno Dashboard zum optimierten netzdienlichen Betrieb dezentraler Erzeugungsanlagen sowie von Quartieren und Nahwärmenetzen	11