

Netzsicherheitsrechnungen für den Redispatch 2.0

Ralf Scharnow, Michael von Poblitzki und Astrid Beckers

Mit dem anstehenden Redispatch 2.0 werden Verteilnetzbetreiber zu einer tragenden Säule des Redispatching und sind in höherem Maße für stabile Netze mitverantwortlich als bisher. Um zuverlässig die geforderten Netzzustandsprognosen und Maßnahmen des Engpassmanagements zu ermitteln, führt an der Digitalisierung der Mittel- und Niederspannungsnetze kein Weg mehr vorbei. Je größer das Netz, desto umfangreicher die nötigen Berechnungen. Etablierte Leitsysteme für die Netzmodellierung, Netzsicherheitsrechnungen und Prognosen gibt es bereits und werden aufgerüstet, um die Netzbetreiber bei der Umsetzung der neuen Anforderungen zu unterstützen.

Redispatch 2.0: Umfangreiche Pflichten für Verteilnetzbetreiber

Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien auf Mittel- und Niederspannungsebene bei gleichzeitigem Rückbau von Großkraftwerken einerseits und andererseits zunehmenden massiven Lastflüssen von Offshore-Windparks aus dem Norden in Lastzentren im Süden, haben sich die Anzahl und die Kosten der erforderlichen Redispatch-Maßnahmen in den letzten Jahren vervielfacht. Daher ist im Mai 2019 die Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes NABEG 2.0 verabschiedet worden, die u.a. Neuregelungen zur Bewirtschaftung von Netzengpässen enthält.

Der zukünftige Redispatch 2.0 erfolgt vorausschauend, d.h. basierend auf Prognosen und Planwerten. Die Netzbetreiber müssen im Vorfeld Wirksamkeit und Kosten möglicher Maßnahmen auf den verschiedenen Netzebenen bewerten und abwägen. Unter Einhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit müssen sie in kurzen Zeitintervallen die (kosten-)effizienteste Lösung finden. Das erfordert neben umfangreichen Berechnungen für das eigene Netz auch einen engen Abstimmungsprozess zwischen den Netzbetreibern, um geeignete Redispatch-Maßnahmen festzulegen. Neu im Redispatch 2.0 ist die Ausweitung auf eine deutlich größere Anzahl von Ressourcen, denn Erneuerbare-Energien (EE)- und Kraftwärmekopplungs (KWK)-Anlagen ab 100 KW sowie Anlagen, die jederzeit durch den Verteilnetzbetreiber fernsteuerbar sind, werden in das Redispatching einbezogen. So steigt die Anzahl der involvierten Anlagen ca. um das Tausendfache (siehe Abb. 1).

Mit dem Redispatch 2.0 übernehmen Verteilnetzbetreiber eine aktive und planende Rolle: Sie müssen mehr Netzdaten erfassen oder

von Dritten besorgen, ihre Netze zuverlässig viertelstundenscharf prognostizieren, schneller Redispatch-Maßnahmen ableiten, mit den anderen Netzbetreibern abstimmen und ggf. die Maßnahmen durchführen. Die Kommunikation und Kooperation der Netzbetreiber untereinander ist systemrelevant, denn nicht abgestimmte Maßnahmen können die Versorgungssicherheit gefährden (siehe Abb. 2).

Insbesondere die Aufwände zur Datenbeschaffung, Prognose und Modellierung der Netze und Parametrierung der Netzelemente für die Netzsicherheitsrechnungen werden nennenswert sein. Für mittlere bis große Netze ist der Redispatch 2.0 eine komplexe und umfangreiche Aufgabe, für die der Netzbetreiber auf ausgereifte mathematische Algorithmen und ein entsprechendes Netz-

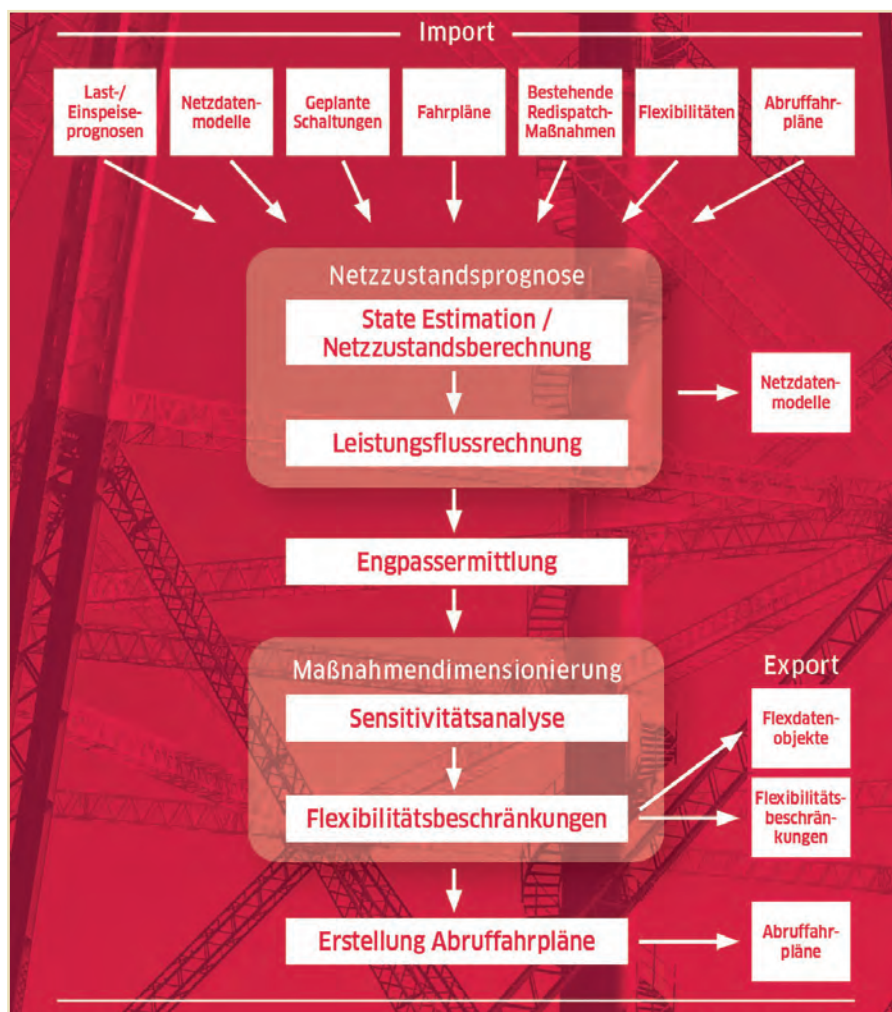


Abb. 1 Mit dem Redispatch 2.0 steigt die Anzahl der am Prozess beteiligten Marktrolle und der einzubeziehenden Ressourcen
Bild: KISTERS AG

leitsystem zurückgreifen muss, auf das er sich verlassen kann. Denn von der Qualität und Genauigkeit der Angaben jedes einzelnen Netzbetreibers hängt ab, wie gut der Redispatch auf höherer Ebene zukünftig gelingt.

Datenmodell und Datenintegration

Zur regelkonformen Durchführung des Redispatch 2.0 benötigt jeder Netzbetreiber zunächst ein Modell seines Netzes, das mit aktuellen Daten gespeist wird. Hier ist der Einsatz des durch die ENTSO-E standardisierten Datenformates CGMES, Version 2.4.15 (Common Grid Model Exchange Standard) vorgesehen.

Die Daten, mit denen das Netzmodell gespeist werden muss, stammen aus einer Vielzahl an digitalen und analogen Quellen. Ihre Zusammenführung, Strukturierung und Vereinheitlichung auf CGMES bedeutet für den typischen Netzbetreiber mit seinen gewachsenen Strukturen, vielfältigen IT-Systemen und heterogenen Datenformaten einen größeren initialen Aufwand, mit dem es frühzeitig zu starten gilt. Datenintegrationsplattformen können dabei unterstützen.

Die positiven Auswirkungen des konsequenten Einsatzes von CGMES zeigen sich sowohl in Zeit- und Kostenersparnissen (Automatisierung) und höherer Qualität des Gesamtsystems, da zunehmend auch Netzplanungssysteme, geografische Informationssysteme (GIS) und weitere netznahe IT-Systeme auf diesen Standard setzen. Zukunftssichere Leitsysteme unterstützen die Netzmodellierung nach CGMES.

Netzzustandsanalyse

Heute berechnen und schätzen Netzbetreiber den Netzzustand häufig basierend auf statischen Modellen, die mit steigender Anzahl volatiler Einspeiser und Verbraucher schnell an ihre Grenzen stoßen. Zur minutenscharfen Ermittlung des tatsächlichen Zustands der Mittel- und Niederspannungsnetze werden neben den aktuellen Messdaten von Last und Einspeisung ausgereifte mathematische Prognosealgorithmen mit künstlicher Intelligenz benötigt.

Bei der Ermittlung des aktuellen Netzzustands unterstützt eine Leistungsflussberechnung zur Simulation der stationären Leistungsflüsse. Um hier von Anfang an mit qualitativ hochwertigen Messwerten zu arbeiten, wird vorab eine State Estimation durchgeführt, mit der valide Messwerte bestimmt und grob falsche Messwerte durch berechnete Werte ersetzt werden. Ergebnis der Leistungsflussberechnungen ist der Netzzustand in Form einer Spannungsverteilung im Netz, die Strom- und Leistungsflüsse der Lasten, Einspeisungen, Generatoren, Leitungen, Kabel und Transformatoren sowie deren Verluste. Die Berechnung basiert auf dem Verfahren nach Newton-Raphson.

Die Berechnungsergebnisse für die Betriebsmittel werden gegen physikalische Grenzen (thermischer Grenzstrom, Wirk- und Blindleistungsgrenzen, Spannungsbandverletzungen usw.) validiert. Zusätzlich wird auf Konformität zu den in der System Operation Guideline (SO GL) definierten Regeln geprüft. Zusätzliche Prüfungen – beispielsweise die Kontrolle auf Einhaltung der Kirchhoff-Prüfungen bzgl. der Summe der zu-/abfließenden

Wirkleistung – erhöhen die Qualität der Netzzustandsanalyse weiter.

Netzzustandsprognose und Ermittlung der Netzengpässe

Realitätsnahe Netzzustandsprognosen der einzelnen Netzbetreiber sind das wesentliche Element des Redispatches 2.0, dessen Qualität maßgeblich mitbestimmt, ob das Redispatching auf Mittel- und Niederspannungsebene erfolgreich sein wird.

Bei der Prognose werden nicht nur die Netzzustandsinformationen der Hoch- und Mittelspannungsnetze sondern auch betriebliche Erfahrungen und Wettervorhersagen mitberücksichtigt. Für diese komplexe Aufgabenstellung auf großen Datenmengen haben sich künstliche neuronale Netze (KNN) bewährt und liefern sehr schnell Ergebnisse mit höchster Genauigkeit. Entsprechende Leitsystem-Software kann zukünftige Netzzustände oder angestrebte Schaltzustände simulieren.

Basierend auf den Prognosen werden Netzsicherheitsrechnungen durchgeführt, um drohende Netzengpässe zu identifizieren. Dies umfasst u.a. die Berechnung der schaltzustandsabhängigen Netzbelastung und möglicher Störfälle, d.h. die komplexen Spannungen und daraus abgeleitete Wirk- und Blindleistungsflüsse, Zweigströme und Netz- und Verluste für zukünftig geplante Schaltzustände und Lastsituationen und die Überprüfung der Plausibilität der ermittelten Werte.

Leitsystem-Software meldet die prognostizierten Netzengpässe nicht nur regelkonform und automatisiert an die vorgelagerten Netzbetreiber, sondern zeigt sie den Mitarbeitern in der Leitwarte auch in der graphischen Netzdarstellung an und warnt sie bei möglichen Ausfällen, Überlastungen, Spannungsbandverletzungen oder Grenzwertüberschreitungen.

Festlegung und Dimensionierung der Maßnahmen

Im Falle prognostizierter kritischer Netzzustände liefert das Leitsystem Hinweise zur Herstellung der Netzstabilität. Hierzu werden jegliche Flexibilitäten, die die einzelnen Objekte im Netz besitzen, betrach-



Abb. 2 Der Redispatch-Prozess beim Verteilnetzbetreiber (ÜNB: Übertragungsnetzbetreiber; VNB: Verteilnetzbetreiber; DV: Direktvermarkter; EIV: Einsatzverantwortlicher; BTR: Betreiber einer technischen Ressource; BKV: Bilanzkreisverantwortlicher)

Bild: KISTERS AG

tet und in einer Sensitivitätsanalyse auf ihre netztechnische Wirksamkeit an den Netzverbindungsstellen überprüft. Das Ergebnis sind z.B. Vorschläge zur Veränderung von Transformatorstufungen, Blindleistungseinspeisungen, Verstellung von Blindleistungskompensationseinrichtungen und zum Einspeise- und Lastmanagement. In einer Simulation lassen sich die Auswirkungen der vorgeschlagenen Maßnahmen auf das gesamte Netz bewerten.

Das Leitsystem meldet automatisch die für den Redispatch erforderlichen Informationen mit unterschiedlichen Zeithorizonten (nächste Viertelstunde bis zwei Tage in die Zukunft) an den vorgelagerten Netzbetreiber. Diese Informationen umfassen Redispatch-Potenziale (als Regelbänder), aktuelle und geplante Maßnahmen, Flexibilitätsbeschränkungen sowie die Wirksamkeit aller Redispatch-Potenziale auf Verknüpfungspunkte zur vorgelagerten Netzebene.

Software-Lösungen für den Redispatch 2.0

Die für den Redispatch 2.0 benötigten Netzsicherheitsrechnungen sind insbesondere für größere Netze, die mehrere Hundert Umspannwerke und zehntausende Ortsnetzstationen umfassen können, manuell nicht mehr mit ausreichender Sicherheit durchführbar. Fehler bergen das Risiko negativer Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit.

Insbesondere die Handhabung sehr großer Datenmengen in sehr kurzen Zeitzyklen erfordert massendatenfähige Leitsysteme mit künstlicher Intelligenz. Diese entlasten die Netzbetreiber auf mindestens drei Ebenen:

- Erstens können sich Netzbetreiber darauf verlassen, dass die Software den Netzstatus korrekt vorhersagt, zuverlässig Engpässe erkennt und geeignete Maßnahmen per Simulation herausfindet. Das gibt ihnen die Sicherheit, im Sinne der Versorgungssicherheit zu handeln.

- Zweitens arbeiten solche Software-Systeme hochautomatisiert und – sobald man sie initial korrekt aufgesetzt hat – fast unbemerkt im Hintergrund. Das Leitpersonal muss im Dashboard bloß noch ein

wachsamem Auge auf die Berechnungsergebnisse und den reibungslosen Ablauf der Prozesse haben.

- Drittens stellen Software-Lösungen den Netzbetreibern eine große Menge an neuen Daten, Berechnungen und Informationen bereit, die nicht nur zur sukzessiven Verbesserung des eigenen Engpassmanagements dienen können, sondern auch eine belastbare Entscheidungshilfe z.B. in puncto Netzausbauplanung, Wartung und Fehlerbehebung darstellen.

In marktrollenspezifische Redispatch-Lösungen hat die KISTERS AG als zuverlässiger IT-Lieferant für die Energiewirtschaft ihre langjährige Erfahrung bzgl. Prognosen, Netzsicherheitsrechnungen und Netzmodellierung eingebracht. Mit den auch cloudfähigen IT-Lösungen, die sich auch mit Drittsystemen verwenden lassen, werden Verteilnetzbetreiber den neuen Redispatch-2.0-Prozess regelkonform durchführen können.

Empfehlung: Digitalisierung des Verteilnetzes

Der Redispatch 2.0 nimmt die Verteilnetzbetreiber stärker in die Verantwortung. Von der Qualität der Berechnungen jedes Einzelnen hängt der Erfolg der Redispatching-Maßnahmen auf höherer Ebene ab. Eine konsequente Digitalisierung des Netzes ist unerlässlich,

um belastbare Prognosen und Maßnahmen zur Engpassbehebung liefern zu können. Je mehr Netzdaten erfasst werden und in die Netzsicherheitsrechnungen eingehen können, desto präziser und zuverlässiger sind die Ergebnisse.

Darüber hinaus versprechen die im Redispatch 2.0 geforderten Netzsicherheitsrechnungen, Prognosen und ganz allgemein die größere Transparenz hinsichtlich des eigenen Verteilnetzes auch einen betriebswirtschaftlichen Nutzen. Eine Steigerung von Effizienz und Qualität sowohl im aktuellen operativen Betrieb als auch in zukünftigen Entscheidungen, z.B. in der Netzplanung, ist zu erwarten. Prozesse können schneller und effektiver ablaufen.

Außerdem ist perspektivisch davon auszugehen, dass weitere regulatorische Vorgaben auf die Betreiber der Mittel- und Niederspannungsnetze zukommen werden, z.B. zusammenhängend mit der weiter steigenden Integration erneuerbarer Energien oder der Elektromobilität. Mit einem digitalen Verteilnetz und einem massendatenfähigen Leitsystem sind die Betreiber zukunftssicher aufgestellt.

*Dr. R. Scharnow, M. von Poblitzki und A. Beckers, KISTERS AG, Aachen
www.redispatching.de*

www.energie.de

Das Portal der Energiewirtschaft

energie.de