



Statistische Abschätzung des Bedarfs an flexibler Leistung

Gutachten im Auftrag der Austrian Power Grid AG

Version: 1.0

Letzte Änderung: 13 Februar 2026

Status: Final

Autor: d-fine Austria GmbH

INHALTSVERZEICHNIS

Inhaltsverzeichnis	2
01. Zu diesem Gutachten	3
01.01 Disclaimer	3
01.02 Relevante Elemente der Methodik Systemanalyse.....	3
02. Fragestellungen des Gutachtens.....	5
03. Beantwortung der Fragestellungen	6
03.01 Fragestellung 1 – Szenario-basierte Simulation.....	6
03.02 Fragestellung 2 – Eignung der Methodik zur Auswertung der Simulation	9
04. Bibliography	13

01. ZU DIESEM GUTACHTEN

Die Austrian Power Grid AG, im Folgenden kurz „APG“, ist Regelzonenführer iSv §6(1)Z131 ELWG. In dieser Rolle ist APG gefordert, eine Methode zur Durchführung der Systemanalyse nach §143(3) ELWG der Regulierungsbehörde zur Genehmigung einzureichen (kurz: „Methodik Systemanalyse“).

Die d-fine Austria GmbH, im Folgenden kurz „d-fine“ oder „die Gutachterin“ wurde in diesem Zusammenhang von APG mit der Aufgabe betraut, die Zweckmäßigkeit und Angemessenheit eines Teils der obigen Methodik nach mathematischen Gesichtspunkten zu beurteilen. Dies erfolgt entlang der Fragestellungen aus Abschnitt 022 zu Kapitel 3.1.7 der Methodik Systemanalyse. Dabei sollen sowohl theoretische Erkenntnisse als auch praktische Erfahrungen Berücksichtigung finden.

Es ist nicht Ziel des Gutachtens, das gesamte Methodendokument einer prüfenden Analyse zu unterziehen.

01.01 DISCLAIMER

Dieses Gutachten beruht auf dem Wissensstand der Gutachterin zum Zeitpunkt der Erstellung. Es stützt sich auf wissenschaftliche Erfahrung und praktische Erkenntnisse im Rahmen verschiedenster Datenanalyse-Projekte – unter anderem im Rahmen des energiewirtschaftlichen Risikomanagements und der Risikoregulierung im Finanzsektor. Die im Gutachten dargestellten Ergebnisse beruhen auf objektiven Analysen, während die abschließenden Bewertungen und Empfehlungen die persönliche Einschätzung der Autoren widerspiegeln.

Die hier dargestellten Angaben und Ausführungen stellen keine rechts- oder aufsichtsrechtliche Beratung dar und können eine solche nicht ersetzen. Etwaige Empfehlungen oder Ablehnungen stellen keine Aufforderung zu einem Tun oder Unterlassen dar und sind mit einem Rechtsanwalt und/oder Steuerberater vorab zu besprechen und zu verifizieren.

01.02 RELEVANTE ELEMENTE DER METHODIK SYSTEMANALYSE

Die Ermittlung des zukünftigen Bedarfs an flexibler Leistung (BL) und der daraus abgeleiteten Netzreserve ist ein mehrdimensionales, modellgestütztes Prognoseproblem. Die Ermittlung des Bedarfs hängt von einer Vielzahl an Einflussgrößen ab. Dazu zählen: Last- und Erzeugungsprofile, Kraftwerksverfügbarkeit, Ausbau und Schaltungen im Übertragungsnetz, europäische Marktkopplung, sowie der Einsatz von Speichern und flexiblen Verbrauchern. Da diese Einflussgrößen nichtlinear gekoppelt sind und einem strukturellen Wandel (Dekarbonisierung, Integration von volatilen Einspeisern,

Netzausbau, Regulierung) unterliegen, ist der Prozess nicht stationär; historische Daten bilden künftige Strukturbrüche nicht hinreichend ab, sodass prospektive, szenario- und variationsbasierte Analysemethoden erforderlich sind.

APG verwendet hierfür ein mehrstufiges Simulations- und Auswertungsverfahren, das auf Szenario- und Variationsberechnungen basiert:

- In einem ersten Schritt werden ein oder mehrere szenariobasierte Jahresläufe mit stündlicher Auflösung definiert, die auf ERAA- und PECD-Daten sowie konsistenten Annahmen zu Last, Erzeugung, Netz und Markt beruhen.
- Anschließend werden für diese Jahresläufe marktkonforme Dispatch-Ergebnisse unter Berücksichtigung des europäischen Market Couplings und der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung ermittelt und in detaillierten Netzsimulationen ausgewertet, um kritische Netzsituationen und Redispatch-Bedarfe als Zeitreihen zu identifizieren.
- Die Analyse wird saisonal in Sommer- und Wintersaison getrennt, um die deutlich unterschiedlichen Last- und Einspeisemuster und damit den saisonal unterschiedlichen Bedarf an flexibler Leistung getrennt zu quantifizieren.
- Für jede Saison werden aus den Jahresläufen jene Woche bzw. jene Wochen mit dem höchsten Bedarf an flexibler Leistung identifiziert, die als Referenzfall für vertiefende Variationsanalysen dienen.
- Für diese kritischsten Wochen je Saison werden zahlreiche synthetische Variationsberechnungen durchgeführt, in denen Eingangsparameter systematisch auf ein hohes oder niedriges Niveau variiert werden, um kritische, aber plausible¹ Systemzustände im relevanten Extrembereich abzubilden.
- Die aus allen Simulationen resultierenden stündlichen Werte des Bedarfs an flexibler Leistung werden je Saison zu einer empirischen Verteilung kritischer Systemzustände zusammengefasst, aus der ein festgestellter Bedarf an flexibler Leistung (FBL) als konservativ gewähltes Quantil abgeleitet wird, der als Bemessungsgrundlage für die Netzreserve dient.

¹ Dies entspricht der typischen Charakterisierung von Stressszenarien im Finanzsektor als „severe but plausible“, wie beispielsweise hier diskutiert (ECB, 2025).

02. FRAGESTELLUNGEN DES GUTACHTENS

Ziel des Gutachtens ist die Beantwortung nachfolgender Fragestellungen:

- *Frage 1.* Stellt der variationsbasierte Simulationsansatz von APG ein adäquates Vorgehen zur Ermittlung des Bedarfs an flexibler Leistung dar?
- *Frage 2.* Ist die beschriebene Methode zur Ableitung des Bedarfs an flexibler Leistung aus den Simulationsergebnissen geeignet, um objektive und belastbare Aussagen zu treffen?

03. BEANTWORTUNG DER FRAGESTELLUNGEN

03.01 FRAGESTELLUNG 1 – SZENARIO- UND VARIATIONSBASIERTE SIMULATION

03.01.01 FRAGESTELLUNG

Stellt der in Kapitel 3.1.7 der Methodik Systemanalyse beschriebene Szenario-basierte Simulationsansatz von APG ein adäquates Vorgehen zur Ermittlung des Bedarfs an flexibler Leistung dar?

03.01.02 BEANTWORTUNG DER FRAGESTELLUNG

Aus Sicht der Gutachterin ist die Methode einer Szenario-basierten Simulation geeignet, um den Bedarf an flexibler Leistung zu ermitteln, denn

1. Der Einsatz von Szenarien und Simulationen entspricht den regulatorischen Anforderungen nach §143(3) ELWG;
2. Diese Vorgehensweise ist in ähnlichen Fragestellungen inner- und außerhalb der regulierten Energiewirtschaft erprobt und anerkannt;
3. Der hohe Rechenaufwand für die Simulationen erfordert eine Fokussierung auf jene Szenarien, die für die Netzreservebemessung den höchsten Erkenntnisgewinn bringen; und
4. Die Nutzung einer hinreichend hohen Zahl an Simulationen erlaubt den Einsatz etablierter mathematischer Methoden, um nachvollziehbare, statistisch abgesicherte Bemessungsgrößen für den Bedarf an flexibler Leistung bereitzustellen.

03.01.02.01 ERLÄUTERUNG ZU 1.

Gemäß §143(2) ELWG ist der Regelzonenführer verpflichtet, bis zum 1. Dezember jedes Jahres eine Systemanalyse durchzuführen, um festzustellen, welcher Bedarf an flexibler Leistung für das Engpassmanagement im Übertragungsnetz ab dem 1. Oktober des Folgejahres erforderlich ist. Demzufolge handelt es sich bei der Systemanalyse um eine zukunftsgerichtete Analyse. Dies erfordert eine Simulation, d.h. die systematische Nachbildung des realen Energiesystems und dessen Verhaltens auf Basis von entsprechend gewählten Eingangsdaten.

Nur dadurch können die relevanten zukünftigen Entwicklungen im System, beispielsweise der Ausbau der Netzinfrastruktur, der Ausbau von Erneuerbarer Energieerzeugung, die Entwicklungen in der Nachfrage oder auch die Erweiterung von Flexibilitätsquellen berücksichtigt und der zu erwartende Bedarf an flexibler Leistung ermittelt werden.

Mit den Simulationen wird auch die gemäß §143(2) Z1 geforderte rechengestützte Analyse unter Variation der Eingangsdaten umgesetzt.

Die Verwendung von Szenarien als Grundlage der Systemanalyse wird bereits nach §143(3) für die zugrunde liegende Methodik vorgesehen. Basis für die durch APG entwickelten Szenarien sind dabei insbesondere die Erkenntnisse aus der Ex-Post-Analyse (siehe §143(3)Z2).

03.01.02.02 ERLÄUTERUNG ZU 2.

In vielen wirtschaftlichen Anwendungsfällen dienen variationsbasierte Simulationsanalysen der zukunftsgerichteten Beurteilung möglicher Entwicklungen. Dazu werden zahlreiche hypothetische, aber plausible Situationen betrachtet. Sie quantifizieren die Auswirkungen wesentlicher Einflussfaktoren und machen deren Effekte auf zentrale Ergebnisgrößen, insbesondere in sensiblen beziehungsweise kritischen Bereichen, transparent.

Im Umfeld kritischer Infrastruktur (insbes. im Energie- und Finanzsektor) werden Systemfragen mithilfe von Szenario- und Variationsanalysen in Form von Simulationen adressiert. Dieser Ansatz ist in vielen Fällen regulatorisch vorgeschrieben:

- Der Ten Year Network Development Plan (TYNDP) ist ein gemäß Verordnung (EU) 2019/943 von ENTSO-E regelmäßig zu erstellender, EU-weiter Netzentwicklungsplan. Auf Basis gemeinsamer Annahmen und Szenarien für Angebot und Nachfrage werden darin künftige Netz- und Infrastrukturbedarfe sowie konkrete Infrastrukturprojekte identifiziert und mithilfe standardisierter Kosten-Nutzen-Analysen bewertet.
- Im European Resource Adequacy Assessment (ERAA, (ENTSO-E, 2026)), einer gemäß Verordnung (EU) 2019/943 von ENTSO-E regelmäßig durchzuführenden EU-weiten Analyse, werden mithilfe probabilistischer („stochastischer“) Simulationen von Wetter, Anlagenverfügbarkeiten und grenzüberschreitendem Austausch die Risiken von Lastunterdeckungen und die Versorgungssicherheit europaweit quantifiziert.
- Im Finanzsektor sind Szenario-, Variations- und Stresstest-Analysen ein etabliertes – und in vielen Fällen explizit regulatorisch gefordertes – Werkzeug der Risikobewertung:
 - (a) Im Bankensektor verlangen das Baseler Rahmenwerk (BIS, 2026) (insb. mit den jüngsten Basel-III-Reformen) und seine Umsetzung in der EU mittels Capital Requirements Regulation (CRR) gemäß Verordnung (EU) 575/2013 sowie Capital Requirements Directive (CRD) gemäß Richtlinie 2013/36/EU

umfassende bankinterne Stress- und Szenarioanalysen im Rahmen des I-CAAP bzw. ILAAP² sowie regelmäßige aufsichtliche Stresstests durch EBA und EZB.

- (b) Im Versicherungssektor schreibt das europäische Aufsichtsregime Solvency II, insbesondere über das „Own Risk and Solvency Assessment“ (ORSA) und zugehörige EIOPA-Leitlinien, gemäß Richtlinie 2009/138/EG die Verwendung von Stress- und Szenarioanalysen zur Bewertung der Kapitalanforderungen und von Extremrisiken vor.

Hierbei liegt der Fokus stets auf der Berücksichtigung der institutsspezifischen Risiken sowie der Ausgestaltung der Szenario- und Stresstest-Analysen mittels hinreichend schweren, aber plausiblen Szenarien.

03.01.02.03 ERLÄUTERUNG ZU 3.

Die aktuell verfügbare Simulation des Verhaltens des österreichischen Stromsystems („digitaler Zwilling“) basiert auf einer Verkettung komplexer hochdimensionaler Optimierungssysteme: Marktsimulation, Kapazitätsberechnung, lastflussbasierte Marktsimulation und Lastfluss-/Redispatch-Netzberechnung.

Die Durchführung dieser Simulationen ist kosten- und zeitintensiv. Dadurch können für die Systemanalyse nur eine eingeschränkte Zahl an Simulationen bzw. Variationen zur Verfügung gestellt werden. Diese werden zielgerichtet dort eingesetzt, wo sie für die Netzreserveberechnung den höchsten Erkenntnisgewinn bringen, nämlich in den aus dem Jahreslauf identifizierten, kritischsten Wochen je Saison.

03.01.02.04 ERLÄUTERUNG ZU 4.

Die Variationen sind konsistente und plausible Darstellungen möglicher zukünftiger Entwicklungen, die auf definierten Annahmen bezüglich Einflussfaktoren und deren Verlauf basieren. Durch die Integration von Variationsberechnungen und die Berücksichtigung einer größeren Anzahl von Ergebnissen können quantitative Methoden eingesetzt werden, die statistische Eigenschaften der Daten einbeziehen. Dadurch kann der FBL statistisch robust bestimmt werden.

Eine detaillierte Betrachtung dieses Methodik-Elements erfolgt im Zuge der Beantwortung von Fragestellung 2 in Abschnitt 03.02.

² Internal Capital bzw. Liquidity Adequacy Assessment Process

03.02 FRAGESTELLUNG 2 – EIGNUNG DER METHODIK ZUR AUSWERTUNG DER SIMULATION

03.02.01 FRAGESTELLUNG

Ist die in Kapitel 3.1.7 der Methodik Systemanalyse beschriebene Methode zur Ableitung des Bedarfs an flexibler Leistung aus den Simulationsergebnissen geeignet, um objektive und belastbare Aussagen zu treffen?

03.02.02 BEANTWORTUNG DER FRAGESTELLUNG

Zur Beantwortung obiger Fragestellung lässt sich die Methodik von APG wie folgt strukturieren:

ID	Methodische Komponente
A	Interpretation der Simulationsergebnisse als empirische Verteilung des stündlichen Bedarfs an flexibler Leistung in kritischen Szenarien
B	Ableitung des Bedarfes an flexibler Leistung als Quantil der stündlichen Bedarfe
C	Berücksichtigung des Stichprobenfehlers durch das Bilden von Konfidenzschranken

Aus Sicht der Gutachterin sind die obigen Methodenelemente angemessen und geeignet, um den Zweck der Systemanalyse zu erbringen, da:

- A. Die betrachtete empirische Verteilung
 - i. alle stündlichen Werte des BL aus den Simulationen der jeweils kritischsten Wochen je Saison berücksichtigt; und
 - ii. eine anschauliche Interpretation des ermittelten FBL zulässt;
- B. Die Definition als Quantil der empirischen Verteilung
 - i. gängige Praxis in der Evaluierung von Simulationsergebnissen ist; und
 - ii. dem Versicherungscharakter der Netzreserve Rechnung trägt;
- C. Die Stichprobenfehler in einer statistischen Auswertung zu berücksichtigen sind und die Wahl des FBL als obere Konfidenzschranke des Quantils dem Versicherungscharakter der Netzreserve Rechnung trägt.

In Summe stellt der FBL als obere Konfidenzschranke eines Quantils der empirischen Verteilung des Bedarfs an flexibler Leistung in kritischen Szenarien ein transparentes, statistisch fundiertes und risikoorientiertes Bemessungsmaß dar. Es verknüpft die Ergebnisse der Szenario- und Systemsimulationen mit einem klar definierten Sicherheitsniveau gegenüber Stichprobenunsicherheit und ermöglicht so eine sachgerechte Abschätzung des FBL.

03.02.02.01 ERLÄUTERUNGEN ZU A

Die empirische Verteilung, aus der der festgestellte Bedarf an flexibler Leistung (FBL) abgeleitet wird, umfasst sämtliche stündlichen Werte des Bedarfs an flexibler Leistung aus den Simulationen der jeweils kritischsten Woche je Saison (Sommer/Winter). Es wird keine weitere Selektion der simulierten Stunden vorgenommen, um eine ausreichend große Datenbasis für statistische Analysen zu gewährleisten und somit belastbare Ergebnisse zu ermöglichen.

Für die risikobasierte Einordnung wird diese Verteilung als Repräsentant des stündlichen Bedarfs während dieser kritischsten Wochen interpretiert.

Wird beispielsweise je Saison das 99,7 %-Quantil der Verteilung als Bemessungsgröße herangezogen, bedeutet dies anschaulich: In der kritischsten Sommer- beziehungsweise Winterwoche ist in etwa 0,3 % der Stunden mit einem Bedarf an flexibler Leistung oberhalb dieses Quantils zu rechnen. Bei 168 Stunden pro Woche, ergibt sich je Saison ein erwarteter Überschreitungsumfang von 0,3% dieser Stunden, also von 0,5 Stunden pro Saison. Unter der Annahme, dass jeweils eine kritischste Woche pro Sommer- und Wintersaison maßgeblich ist, entspricht dies im Jahresmittel etwa einer Stunde pro Jahr, in der innerhalb der kritischsten Wochen der tatsächliche Bedarf an flexibler Leistung oberhalb des gewählten Quantils liegt.

Anmerkung: Zu berücksichtigen ist dabei, dass es auch außerhalb der kritischsten Wochen Überschreitungen des FBL geben kann. Die „eine Stunde pro Jahr“ ist daher als konservative Untergrenze der erwarteten Überschreitungsstunden zu verstehen, die sich ausschließlich auf die kritischsten Wochen bezieht. Im Vergleich zu Indikatoren wie Loss of Load Expectation (LOLE), die auf das gesamte Jahr und alle Systemzustände (einschließlich weniger kritischer Perioden) Bezug nehmen, ist die hier gewählte Interpretation somit als konservativ einzuordnen. LOLE, eine zentrale Kenngröße des ERAA, bezieht sich auf Zieljahre, die bis zu 10 Jahre in der Zukunft liegen. Die Systemanalyse umfasst einen deutlich näheren Zeithorizont. Somit empfiehlt es sich, LOLE als eine Untergrenze der Versorgungssicherheit zu verstehen.

03.02.02.02 ERLÄUTERUNGEN ZU B

Die Definition relevanter Risikokennzahlen – und als nichts anderes ist der FBL einzuordnen – über Quantilgrößen ist in weiten Bereichen der Angewandten Mathematik üblich. Als ein prominentes – und aufgrund seiner Analogie zur gegenständlichen Analyse geeignetes – Beispiel sei auf den Value at Risk (VaR) aus dem Finanzsektor verwiesen.

Unter dem Value at Risk eines Portfolios aus Finanzinstrumenten wird der maximale Verlust verstanden, den dieses Portfolio innerhalb eines festgelegten Zeitraums mit

einer gegebenen Wahrscheinlichkeit α nicht überschreitet. Der Value at Risk eines Portfolios ist somit definiert als das α -Quantil der Verlustverteilung des Portfolios über einen gegebenen Zeithorizont. Siehe hierzu beispielsweise (McNeil, 2015).

In Analogie zum VaR lässt sich der FBL als der maximale Bedarf an BL interpretieren, der mit einer Wahrscheinlichkeit von $X\%$ in der kritischsten Woche nicht überschritten wird. Daraus ergibt sich auch unmittelbar, dass die gewählte Methode von APG dem Versicherungscharakter der Netzreserve Rechnung trägt.

Anmerkung: Auf europäischer Ebene wird der Versorgungssicherheitsstandard über den Indikator „Loss of Load Expectation“ (LOLE) beschrieben. Der von ENTSO-E verwendete Referenzwert liegt typischerweise bei etwa 3 Stunden erwarteter Lastunterdeckungsdauer pro Jahr; die meisten Länder bewegen sich im Bereich von rund 1 bis 8 Stunden pro Jahr (European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators, 2025). Auch wenn der LOLE-Indikator nicht unmittelbar mit der Netzreservebemessung vergleichbar ist – LOLE misst erwartete Lastunterdeckungsstunden, während die Netzreserve der Absicherung gegen unzureichende flexible Einspeiseleistung im Redispatch dient –, spiegeln beide Größen doch ein vergleichbares grundlegendes Risikoverständnis wider. Die Wahl eines Quantils, das allein in den kritischsten Wochen auf etwa eine Überschreitungsstunde pro Jahr hinausläuft, positioniert die Risikobereitschaft der Netzreservebemessung im konservativen Bereich dieses ENTSO-E-Referenzrahmens: Bereits in den kritischsten Wochen wird das akzeptierte Überschreitungsniveau auf etwa eine Stunde pro Jahr begrenzt. Insgesamt liegt das implizite Risikoniveau damit innerhalb des in der europäischen Versorgungssicherheitsbetrachtung üblicherweise tolerierten LOLE-Korridors.

Vor diesem Hintergrund halten wir auf Basis der konservativen Einschätzung als Berechnungsgrundlage die untere Zeitschranke des LOLE-Korridors gemäß ERAA als Risikobereitschaft für geeignet.

03.02.02.03 ERLÄUTERUNGEN ZU C

In der vorgeschlagenen Methode soll der FBL als Quantil aus der Stichprobe der Simulationsergebnisse ermittelt werden. Der empirische Schätzer für das $X\%$ -Quantil ist mit einer im Stichprobencharakter begründeten Unsicherheit behaftet. Üblicherweise wird zum Schätzer für das (tatsächliche) Quantil noch ein Konfidenzintervall zum Konfidenzniveau $Y\%$ (definiert durch eine untere und eine obere Konfidenzschranke) als Maß für die Schätzunsicherheit angegeben.

Um eine Unterschätzung des Bedarfs an flexibler Leistung zu vermeiden, wird der FBL tatsächlich nicht als das empirische $X\%$ -Quantil der Verteilung, sondern als obere Konfidenzschranke zum Sicherheitsniveau $Y\%$ definiert.

Anmerkung 1: Die Berechnung des Konfidenzintervalls sollte auf etablierten statistischen Verfahren (z. B. auf entsprechende Bootstrap-Ansätze, siehe (Politis & Romano, 1991) oder (Zoubir, 2007)) gestützt werden. Wesentlich ist dabei, dass das gewählte Verfahren konsistent mit der Interpretation als obere Konfidenzschranke ist und den Stichprobenumfang sowie die Form der empirischen Verteilung angemessen berücksichtigt.

Anmerkung 2: Die Wahl eines Konfidenzniveaus in Höhe von $\gamma=95\%$ knüpft an eine lange statistische Tradition an, die maßgeblich auf Ronald Aylmer Fisher zurückgeht. In (Fisher) etablierte Fisher das 95%-Konfidenzniveau als pragmatischen Schwellenwert für die Beurteilung statistischer Evidenz. Seither hat sich das 95 %-Niveau in Forschung und angewandter Statistik als De-facto-Standard für Konfidenzintervalle und Hypothesentests durchgesetzt. Die Verwendung eines 95 %-Konfidenzniveaus in der vorliegenden Analyse folgt dieser etablierten Konvention und stellt einen anerkannten Kompromiss zwischen Absicherung gegen Fehlentscheidungen und praktischer Handhabbarkeit dar.

04. BIBLIOGRAPHY

- BIS. (2026). Retrieved from https://www.bis.org/basel_framework/index.htm?m=97
- ECB. (2025). Retrieved from https://www.ecb.europa.eu/press/financial-stability-publications/macprudential-bulletin/html/ecb.mpbu202511_05.en.html
- ENTSO-E. (2026, Februar 11). *European Resource Adequacy Assessment*. Retrieved from ERAA: <https://www.entsoe.eu/eraa/>
- European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators. (2025). *Security of EU electricity supply: 2025 Monitoring Report*. ACER.
- Fisher, R. A. (1970). *Statistical Methods for Research Workers*. Springer New York.
- McNeil, A. J. (2015). *Quantitative risk management: concepts, techniques and tools-revised edition*. Princeton university press.
- Politis, D. N., & Romano, J. P. (1991). *A circular block-resampling procedure for stationary data*. Purdue University, Department of Statistics.
- Zoubir, A. M. (2007). Bootstrap methods and applications. *IEEE Signal Processing Magazine*, 10-19.