

# Innovative Netztechnologien (INT)

Basiswissen-Dokument, Stand Mai 2016  
Erarbeitet durch die VSE AG Innovative Technologien

## Inhalt

1.	Einführung .....	2
2.	Netznutzer-INT (NN-INT) .....	2
2.1	Allgemeines .....	2
2.2	Ausgereifte Konzepte .....	3
2.3	Nicht ausgereifte Konzepte .....	3
2.4	Chancen und Risiken .....	3
2.4.1	Allgemeine Chancen der NN-INT .....	3
2.4.2	Risiko Gleichzeitigkeitseffekt .....	3
2.4.3	Risiko Eigenverbrauchsoptimierung .....	4
3.	Netzbetreiber-INT (NB-INT) .....	4
3.1	Allgemeines .....	4
3.2	Ausgereifte Konzepte («Stand der Technik») .....	5
3.3	Nicht ausgereifte Konzepte .....	5
3.4	Chancen und Risiken .....	6
4.	Rahmenbedingungen für Netzbetreiber .....	7
4.1	Kosteneffizienz von NB-INT .....	7
4.2	Gesetzliche und regulatorische Rahmenbedingungen .....	8
4.3	Einführung der INT als Standardbetriebsmittel beim Netzbetreiber .....	9
5.	Ausgewählte Aspekte von INT für NB .....	9
5.1	Fernsteuerung in Nieder- und Mittelspannung .....	9
5.2	Dezentrale Speicher .....	10
5.3	Dynamische, netzdienliche Tarife .....	10
6.	Fazit .....	12

## 1. Einführung

Seit einigen Jahren werden in der Elektrizitätsbranche diverse innovative Konzepte diskutiert, die im Stromnetz angewendet werden und helfen können, die Herausforderungen des Umbaus des Energiesystems und zunehmender dezentraler Einspeisung zu lösen. Das vorliegende Basiswissen-Dokument stellt einen Teil dieser «innovativen Netztechnologien» (INT) in ihren Eigenschaften, Chancen und Risiken vor. Zudem wird der Branchenkontext betrachtet, in welchem sie eingesetzt werden.

Die INT können in zwei Typen unterteilt werden:

- «Netznutzer-INT» (NN-INT) werden von anderen Akteuren als den Netzbetreibern auf dem Stromnetz realisiert. NN-INT verwenden das Stromnetz als Grundlage für neue Geschäftsmodelle und sind ertragsorientiert ausgerichtet. Das Netz per se ist eher selten Gegenstand der Geschäftsmodelle. Diese verändern jedoch die Stromflüsse im Netz. Ein durchaus komplexes Beispiel aus der heutigen Praxis ist der Verkauf von Regelleistung durch den Besitzer eines am Netz angeschlossenen Batteriespeichers über einen Aggregator («Virtuelles Kraftwerk»).
- «Netzbetreiber-INT» (NB-INT) stehen den Netzbetreibern zur Verfügung. Ein Beispiel dafür ist der regelbare Ortsnetztransformator (RONT). NB-INT eröffnen den Netzbetreibern neue Möglichkeiten, ihre gesetzliche Aufgabe eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetriebs zu erfüllen (StromVG Art. 8 Abs. 1a). Hierzu zählen auch Konzepte, die aufgrund von Regelwerken wie z.B. den Technischen Anschlussbedingungen (TAB) oder Werkvorschriften bei den Kundenanlagen implementiert werden, aber Netzzwecken dienen. Ein wichtiges Beispiel hierfür ist die Spannungshaltung mit Blindleistung<sup>1</sup> eines Photovoltaik-Wechselrichters des Kunden.

Im Folgenden werden die Konzepte, die diesen zwei Typen zugrunde liegen, detaillierter beschrieben.

## 2. Netznutzer-INT (NN-INT)

### 2.1 Allgemeines

Der Besitz dezentraler Energieerzeugungsanlagen (EEA) und Heimspeicher durch Privathaushalte, die Verfügbarkeit ausgereifter Kommunikationstechnologien und die Adaptierung von Netz-Regelwerken sind Treiber, welche die Realisierung von neuen Geschäftsmodellen auf dem Netz zunehmend erleichtern. Hausbesitzer sind nicht mehr reine Konsumenten, sondern werden zu komplexeren Akteuren. Dadurch entstehen völlig neue Rollen, beispielsweise jene des Aggregators. Diese neuartigen Aktivitäten verändern wohl die Stromflüsse im Netz, berücksichtigen aber häufig nicht die Auswirkungen auf den lokalen Netzbetreiber oder dritte Netznutzer.

In einzelnen NN-INT ist das Netz selber Gegenstand des Geschäftsmodells, beispielsweise in den sogenannten Koordinationsmodellen beim Handel mit Kapazitäten in Niederspannung und Mittelspannung.

Von den NN-INT abgegrenzt sind in diesem Basiswissen-Dokument jene Konzepte, die bei den Netznutzern realisiert werden, aber kaum Einfluss auf das Netz haben. Dazu gehört die Verbrauchsvisualisierung durch Smart Meter, die allenfalls Einsparungen beim Stromverbrauch fördert. Die Eigenverbrauchsoptimierung von

<sup>1</sup> In Wechselstromnetzen setzt sich die gesamte übertragene Leistung aus der Wirkleistung, die vom Verbraucher in Arbeit umgesetzt wird, und der Blindleistung, die für den Aufbau der elektromagnetischen Felder notwendig ist, zusammen. Mit Hilfe der Blindleistung lässt sich die Spannung in Wechselstromnetzen beeinflussen.

Endverbrauchern mit einer Energieerzeugungsanlage hingegen betrifft potenziell das Netz sowohl technisch wie auch regulatorisch und wird daher mitbetrachtet.

## 2.2 Ausgereifte Konzepte

- Eigenverbrauchsoptimierung
  - Netznutzer: Endverbraucher mit einer Energieerzeugungsanlage
  - Beispiel: Photovoltaik-Anlage
- Handel mit Regelleistung
  - Netznutzer: Endverbraucher und dezentrale Produzenten; Aggregatoren; Betreiber von stationären und mobilen Speichern
  - Beispiele: Swisscom tiko power; Ampard.
- Optimierung der Energiebeschaffungskosten mittels Demand Side Management (DSM)
  - Akteure/Netznutzer: Energielieferanten
  - Beispiele: Weiterentwicklungen von klassischen Rundsteueranlagen (RSA), wie sie seit über 30 Jahren von den meisten Schweizer EVU betrieben werden, durch BKW SmartRSA; Ersatz der RSA durch Boiler-Steuerung via Smart-Meter-Interface
  - Abgrenzung: Der Einsatz der RSA zur Vermeidung von Netzausbau ist als NB-INT zu betrachten.

## 2.3 Nicht ausgereifte Konzepte

- Einsatz dynamischer Tarife für Demand Side Response (inkl. Koordinationsmodelle)

## 2.4 Chancen und Risiken

### 2.4.1 Allgemeine Chancen der NN-INT

- Neue Wertschöpfung auf bereits vorhandener Infrastruktur
- Reduktion der Kosten für Strombezug (Verbrauchsstrom, Regelleistung)

### 2.4.2 Risiko Gleichzeitigkeitseffekt

Schon heute gibt es sowohl etablierte als auch neue Akteure, die Leistung im Stromnetz koordiniert steuern und damit Regelleistung verkaufen. Falls nun beispielsweise dynamische, börsenorientierte Energiepreise eingeführt würden, würden in der Folge konsequenterweise alle steuerbaren Verbraucher und Speicher die benötigte Energie möglichst zu Zeiten tiefer Preise beziehen. Eine solche «unnatürliche», marktorientierte Gleichzeitigkeit ist in den bisherigen Auslegungsprinzipien für Stromnetze nicht in jenem Umfang vorgesehen, der nun denkbar ist. Diese neue Art der Gleichzeitigkeit kann schnell zu Überlastungen führen bzw. Netzverstärkungen in erheblichem Ausmass notwendig machen.

Dieser Gleichzeitigkeitseffekt wird praktisch bedeutsam, sobald in ersten Ortsnetzen mehrere elektrische Speicher oder mehrere Elektrofahrzeuge an eine einzelne Trafostation angeschlossen sind. Abhängig von politischen Entscheiden und technischen Entwicklungen kann dies schon in wenigen Jahren der Fall sein. Dies stellt die verantwortlichen Netzbetreiber bezüglich Grenzwerteinhaltung vor eine grosse Herausforderung und erfordert sowohl die notwendigen Anschlussinformationen wie auch vermehrt Messungen und Steuerungsmöglichkeiten in Niederspannungs- und Mittelspannungsnetzen.

Der effiziente, gerechte Umgang mit marktorientierter Gleichzeitigkeit von lokalen Verbrauchern oder Einspeisern muss noch gefunden respektive festgelegt werden. Dabei gilt es abzuwägen zwischen dem Ermöglichen gewinnorientierter Marktaktivitäten für einzelne und den Kosten, die als Folge eines möglicherweise übermässigen Netzausbaus alle Netzanschlussnehmer solidarisch zu bezahlen haben.

Ein wichtiges Kriterium für die Beurteilung potenzieller Lösungsmöglichkeiten für den Gleichzeitigkeitseffekt ist die Einfachheit: Die Regelung muss gesamtwirtschaftlich effizient und für Netzbetreiber, Anschlussnehmer und weitere involvierte Akteure handhabbar sein.

Die meisten, der in diesem Basiswissen-Dokument betrachteten NB-INT, können beim Umgang mit dem Gleichzeitigkeitseffekt behilflich sein. Einige reduzieren die Spitzenlasten, andere reduzieren die Kosten für die Netzanpassung.

### 2.4.3 Risiko Eigenverbrauchsoptimierung

Gemäss SMA, dem weltweit grössten Hersteller von Photovoltaik-Wechselrichtern, wurden 2014 in Deutschland bereits rund 20 % der neu installierten PV-Systeme mit Elektro Speichern ausgestattet<sup>2</sup>. Auch in der Schweiz sind ähnliche Entwicklungen denkbar. Sie sind primär motiviert durch die Optimierung des Eigenverbrauchs zwecks Minimierung des Strombezugs aus dem Netz. Eigenverbrauch führt zur Umverteilung der Netzkosten auf Akteure ohne Eigenverbrauch, was eine verursachergerechte Kostentragung unterhöhlt und Endverbraucher ohne Eigenverbrauch benachteiligt. Um dieser sogenannten Entsolidarisierung bei der Tragung der Netzkosten entgegenzuwirken, wird über eine vermehrte Tarifierung auf Basis von Leistungswerten diskutiert. Diese entsprechen dem Verursacherprinzip und der Gleichbehandlung aller Endverbraucher.

Neben den regulatorischen Aspekten stellt sich für die Netzbetreiber die Frage, ob es nötig ist, Anforderungen an den Speicherbetrieb zu stellen, um einen denkbaren netzbelastenden Einsatz abzumildern. Agora Energiewende, eine in Berlin ansässige Initiative der Stiftung Mercator und der European Climate Foundation, weist in einem Fachartikel<sup>3</sup> unter anderem darauf hin, dass sich die Leistungsbilanz im Übertragungsnetz schnell verändern könnte, wenn die Heimspeicher ungeregelt betrieben würden. Die Autoren sprechen von «bis zu minus 40 GW pro Stunde» für Deutschland. Die resultierenden Herausforderungen im Übertragungsnetz für die Frequenzhaltung sowie im Verteilnetz in Form von potenziell entstehenden lokalen schnellen Spannungsänderungen<sup>4</sup> sind noch nicht genauer analysiert.

Neben den potenziellen Problemen ist jedoch auch ein gezielter Einsatz der Elektro Speicher zur Grenzwerteinhaltung durch den Netzbetreiber gegen Vergütung denkbar (Siehe 3.9).

## 3. Netzbetreiber-INT (NB-INT)

### 3.1 Allgemeines

Neu am Netz anzuschliessende Verbraucher, EEA und Speicher können die lokale Kapazität des Netzes überbeanspruchen und somit Massnahmen des Netzbetreibers erforderlich machen. Trotz der relativ hohen Zahl von Neuanschlüssen in den letzten Jahren resultierte in den weitaus meisten Fällen kein Netzausbau-

<sup>2</sup> Volker Wachenfeld, SMA, 04.03.2015, «Welchen Beitrag leisten PV-Hausenergiespeicher zur Energiewende?» abgerufen im Internet am 23.11.2015.

<sup>3</sup> Agora (2015), «Was wäre, wenn... ein flächendeckender Rollout von Solar-Speicher-Systemen stattfände?», 2015; <https://www.agora-energie-wende.de/pl/themen/-agothem-/Produkt/produkt/227/Was+wäre,+wenn...+ein+flächendeckender+Rollout+von+Solar-Speicher-Systemen+statt+fände%3F/>

<sup>4</sup> Gemäss Norm SN EN 50160, Kap. B.6

bedarf. Dies ist deshalb der Fall, weil die meisten Niederspannungs- und Mittelspannungsnetzen bereits bisher vorausschauend erstellt wurden. Die Aufnahmekapazitäten sind daher bislang noch nicht ausgeschöpft (Auffülleffekt). Dies wird sich im Laufe der nächsten Jahre progressiv ändern, da die Kapazität der einzelnen Trafokreise und Mittelspannungsnetze zunehmend ausgereizt wird. Aktuell wichtige Treiber sind EEA, künftig werden es stationäre Speicher und Elektromobile sein. Einige NB-INT sind technisch und ökonomisch einsatzreif und könnten in diesen Fällen einen Beitrag zur Reduktion der Kosten für die Netzintegration der EEA leisten.

NB-INT tragen damit dazu bei, die Herausforderungen des Umbaus des Energiesystems und zunehmender dezentraler Einspeisung lösen zu helfen. Darüberhinaus gibt es eine Reihe von NB-INT mit anderen Zielsetzungen. Beispiele sind die der Betriebsführung zuzurechnende Ausfallverifikation mittels Smart Meter oder das zur Netz-Leistungsfähigkeit gehörende Konzept der Optimierung der Spannungsqualität mittels Leistungselektronik (Wechselrichter). Umfassendere Auflistungen und Definitionen aller bekannten Konzepte sind u. a. in der «Smart Grid Roadmap Schweiz» des BFE (2015) sowie in der «Smart-Grid-Systematik» der BKW (2014) zu finden. Im vorliegenden Basiswissen-Dokument wird auf die NB-INT mit Bezug zu EEA fokussiert.

Das grundsätzliche Entscheidungskriterium für den fallweisen Einsatz von ausgereiften NB-INT ist, ob sie die Netzbetreiber in der Erfüllung der Aufgaben unterstützen und den konventionellen Lösungen überlegen sind – insbesondere im Sinne von Kosteneffizienz. Beides hängt vom jeweiligen Einzelfall und den lokalen Netzgegebenheiten ab.

NB-INT können bei weitem nicht alle konventionellen Netzverstärkungen ersetzen – in vielen Fällen sind sie aber die effiziente Lösung, oft auch in Kombination mit konventionellen Verstärkungsmassnahmen. NB-INT können gemäss Studien des Bundesamtes für Energie (BFE) und des VSE die durch den Umbau des Energiesystems bis 2050 verursachten Mehrkosten des Netzausbaus vorab in ländlichen Gebieten um 40-50 % senken (siehe [443-5](#)). Ein Mangel an Information bezüglich Kosten und Funktionsweise der INT (beispielsweise RONT), fehlende Standardregelwerke und Standards bezüglich Geräte- und Feldprüfung und weitere Aspekte behindern heute den breiteren Einsatz der ausgereiften NB-INT in der Schweiz.

### 3.2 Ausgereifte Konzepte («Stand der Technik»)

- RONT
- Einzelstrangregler (ESR)
- Statische Einspeisebegrenzung (in De auf 70 %; in CH derzeit im Regelbetrieb gesetzlich unzulässig<sup>5</sup>)
- Spannungshaltung mit Blindleistung, insbesondere mit der effizienten Regelcharakteristik «Q(U)»
- Leistungssteuerung zur Einhaltung von Netzgrenzwerten
  - sowohl bei Einspeisung als auch bei Verbrauch (letzteres bekannt als «Demand Side Management»)
  - mittels einfacher Kommunikationstechnik wie Rundsteueranlagen bis hin zu moderner Informations- und Kommunikationstechnik
  - von zentral über semi-zentral (z. B. Trafostation) bis zu lokal-autonom (z. B. Alpiq InTec GridSense)

### 3.3 Nicht ausgereifte Konzepte

- Der gezielte Einsatz von dezentralen elektrischen Speichern zur lokalen Grenzwerteinhaltung (Spannung, Strom). Dieser ist weltweit noch nicht im Regelbetrieb umgesetzt (Siehe [5.25-23-9](#)).

<sup>5</sup> Vgl. Verfügung EICom in Sachen BZA AG / Aare Energie AG vom 19.11.2015

- Netzdienliches «Demand Side Response», beispielsweise mit dynamischen Tarifen (Siehe [5.35.33-10](#)).
- Koordinationskonzepte, gemäss denen Netzkapazitäten bepreist und gehandelt werden.
- Frequenzstützung durch lokal-autonome Verbrauchssteuerung (sogenannte «P(f)-Regelung») ist technologisch noch nicht abschliessend erforscht und in den relevanten Normen noch nicht etabliert.

### 3.4 Chancen und Risiken

Die Netzausbaukosten für die Integration von EEA können im Einzelprojekt teilweise schon heute oft stark gesenkt oder sogar vollständig vermieden werden (z. B. durch Spannungshaltung mit Blindleistung).

Die aktuell wichtigsten, ausgereiften NB-INT zur Netzgrenzwerteinhaltung arbeiten lokal-autonom und kommen dadurch ohne teure, störanfällige und potenziell angreifbare Kommunikationstechnik aus. Aus dem Verzicht auf zentrale Steuerung kann jedoch eine gewisse, zumeist aber nur geringfügige Einbusse an Wirksamkeit resultieren. Eine bedeutende Unsicherheit besteht im Allgemeinen in der fehlenden Erfahrung beim Einsatz der INT.

Die folgende Tabelle zeigt eine Auswahl wichtiger spezifischer Chancen und Risiken einer Reihe von NB-INT. Allgemeingültige Chancen und Risiken werden in den nachfolgenden Kapiteln behandelt.

NB-INT	Chancen	Risiken
RONT und Strangregler	- Vor allem für mittlere Erzeugungsleistungen im ländlichen Bereich	- Erhöhung der Betriebskosten gegenüber konventionellen Lösungen (s. 4.1)
Spannungshaltung mit Blindleistung (v.a. sog. «Q(U)-Regelung»)	- Praktisch keine CAPEX <sup>6</sup> bei NB - Relativ geringe OPEX <sup>7</sup> bei NB und Produzent - Besonders für EEA mit niedriger Leistung im ländlichen Bereich	- Sehr geringfügige Energieverluste oder Überdimensionierung des Wechselrichters - Effizienz der Stromverteilung (sog. Leistungsfaktor «Netz-CosPhi») <sup>8</sup> kann sich verschlechtern (v.a. bei Masseneinsatz)
Spannungshaltung mit lokal-autonomer Wirkleistungsregelung (sog. «P(U)-Regelung»)	- Praktisch keine CAPEX - Sehr effektiv (greift Ursache an) - Grosser Teil der heutigen Wechselrichter sind technisch bereits heute in der Lage dazu	- Höhe der Verluste für Erzeuger schwer vorhersehbar - Kompensation, Grenzen usw. ungeklärt - Stabilität bislang ungeklärt (Spannungsschwingungen)
Statische Einspeisebegrenzung	- Technisch einfachste mögliche Massnahme, in der Praxis bewährt - Keine CAPEX im Netz, reduzierte CAPEX (Dimensionierung Wechselrichter) beim Produzenten	- Bei Begrenzung auf 70 % resultiert ein Verlust von etwa 3 % der Jahrerzeugung - Einsatz als Dauerlösung zur Vermeidung von Netzverstärkung rechtlich derzeit nicht möglich
Leistungssteuerung für Netzgrenzwerteinhaltung (DSM mit Verbrauchern;	- CH verfügen die Akteure über grosse Erfahrung mit klassischem	- Neben RSA kaum etablierter Einsatz in der Praxis (Europa)

<sup>6</sup> CAPEX: Capital expenditures, dt. Investitionsausgaben

<sup>7</sup> OPEX: Operational expenditures, dt. Betriebsausgaben

<sup>8</sup> Verhältnis von Wirkleistung zu Scheinleistung; der Leistungsfaktor gibt an, welcher Teil der Scheinleistung effektiv als Wirkleistung übertragen wird.

Steuerung von flexiblen Einspeisern sowie Stromspeichern)	DSM mittels Rundsteueranlage (RSA) - Synergiepotenzial mit Smart Meter Rollout (Kommunikationskanal) - Punktuell in einigen Fällen hohe Effizienz möglich (grosse Anlagen)	- Beeinträchtigung des Kundenkomforts - Konkurrenzierung mit ertragsorientiertem DSM-Einsatz - Aufwändig (Kundenkommunikation, Kommunikation in Betrieb)
Frequenzstützung (sog. «P(f)-Regelung»)	- Reduzierung der Kosten für Systemdienstleistungen (SDL) - Bei abnehmender rotierender Masse ein wichtiger Beitrag zur Frequenzhaltung	- Frequenzhaltung ist eine sensible und vitale Aufgabe – «P(f)-Regelung» im Verteilnetz bislang weitgehend unerprobt - Fehlende Regelwerke

## 4. Rahmenbedingungen für Netzbetreiber

### 4.1 Kosteneffizienz von NB-INT

Der politisch angestrebte und entsprechend geförderte Wandel von zentralen, thermischen Grosskraftwerken hin zu vermehrt dezentraler Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen führt gemäss einer Studie<sup>9</sup> bis ins Jahr 2050 zu Mehrkosten bei den Netzen in der Höhe von 6 bis 23 Mrd. CHF. Die Autoren der Studie halten jedoch fest: «Durch den Einsatz innovativer Massnahmen zur aktiven Spannungsregelung kann der Investitionsbedarf insbesondere in ländlichen Netzen gegenüber einem rein klassischen Netzausbau um bis zu 40-50 % verringert werden.» Eine andere Studie<sup>10</sup> taxiert allein das Einsparpotenzial des RONT bei den Netzmehrkosten aufgrund des Umbaus des Energiesystems bis 2050 auf über 60 %.

Die meisten NB-INT haben über ihren Nutzungszyklus (engl. Lifecycle) mehr Instandhaltungs- und Betriebskosten zur Folge als konventionelle Lösungen. Die Berücksichtigung sowohl dieser OPEX als auch der CAPEX als Berechnungsgrundlage der Variantenprüfung ist sachgerechter im Sinne der Effizienzforderung des StromVG als die gängige Fokussierung auf CAPEX<sup>11</sup>. Allgemein muss allerdings angemerkt werden, dass die Ermittlung von Nutzungszykluskosten aufwändig und mit Unsicherheiten behaftet ist.

Eine aktuelle Studie unter Einbezug von Nutzungszykluskosten und verschiedenen Netztypen (städtisch, ländlich, etc.) zeigt, dass die grundsätzliche Rentabilität von NB-INT auch unter Berücksichtigung der Betriebskosten besteht. Spannungshaltung mit Blindleistung ist praktisch immer effizienter als konventioneller Netzausbau. Der RONT ist nicht immer, aber in vielen Fällen und besonders in ländlichen Gebieten effizienter als konventionelle Netzverstärkung. Nicht unerwartet zeigt die Studie, dass NB-INT in vielen anders gelagerten Fällen technisch nicht ausreichen bzw. konventionelle Lösungsoptionen ökonomisch günstiger sind.

Der Einsatz von NB-INT stellt im Allgemeinen keinesfalls lediglich eine Zwischenlösung dar, die nach Abklingen des starken Zubaus an dezentralen EEA durch eine konventionelle Netzverstärkung abgelöst werden müsste. Vielmehr ist anzunehmen, dass ein Netz, das mit RONT und Spannungshaltung mit Blindleistung gesteuert wird auch künftig erheblich niedrigere jährliche TOTEX<sup>12</sup> verursacht, als ein Netz, das die Einhaltung der Netzgrenzwerte nur mit konventionellen Konzepten sicherstellt. Dies liegt zum einen daran, dass es

<sup>9</sup> Consentec, „Auswirkungen dezentraler Einspeisung auf die Verteilungsnetze der Schweiz“, 2012; erstellt im Auftrag des VSE

<sup>10</sup> Consentec, «Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der dezentralen Erzeugung auf die Schweizer Verteilnetze», 2012; erstellt im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE)

<sup>11</sup> Gemäss Weisung 2/2015 der Eidgenössische Elektrizitätskommission (EiCom) steht es den Netzbetreibern frei, bei Rückvergütungsgesuchen nicht nur CAPEX, sondern auch die Nutzungszykluskosten einzubeziehen: «Wartungs- und Betriebskosten sowie technische Argumente können in der Variantenbetrachtung berücksichtigt werden [...]» (Kap. 3.2)

<sup>12</sup> TOTEX: Total expenditure, dt. Gesamtkosten; TOTEX = CAPEX + OPEX

den VNB nichts kostet, wenn er den Netzausbau mittels Spannungshaltung mit Blindleistung vermeidet. Und zum anderen daran, dass der RONT die Spannung aller versorgten Abgänge gleichzeitig positiv beeinflusst und die jährlichen TOTEX entsprechend stärkerer Abgangsleitungen höher sind als die TOTEX des Netzes mit RONT. Dieses statische Berechnungsprinzip (andauernde Netzkosten) liegt vielen Studien zugrunde<sup>13</sup>. So werden in einer Studie für geeignete Netzkonstellationen Kostenvorteile von über 50 % bei RONT, Strangregler und Blindleistungsregelung festgestellt.

#### 4.2 Gesetzliche und regulatorische Rahmenbedingungen

Das aktuelle gesetzlich-regulatorische Umfeld betrachtet alle Investitionen gleich: Sofern die Investition die Prämisse für ein sicheres, leistungsfähiges und effizientes Netz erfüllt, können NB-INT zum Einsatz kommen.

Kosten für notwendige, effiziente Netzverstärkungen werden durch die nationale Netzgesellschaft rückerstattet, nachdem die EICom das entsprechende Gesuch des Netzbetreibers genehmigt hat<sup>14</sup>. Rückgeforderte und bewilligte Netzverstärkungskosten belasten die lokalen Tarife des einzelnen Netzbetreibers nicht. Für die Erstattung der Investitionsausgaben wird verlangt, mindestens eine «Variante mit aktiven Netzelementen (RONT, Spannungsregler, etc.) als mögliche Netzverstärkungsvariante zu prüfen oder nachzuweisen, dass die Variante mit aktiven Netzelementen technisch und/oder wirtschaftlich keine sinnvolle Variante darstellt.»<sup>15</sup>

Der Einsatz von INT birgt technische Risiken und erfordert die Umstellung etablierter Vorgehensweisen und Prozesse. Aus dem Effizienzgebot im StromVG Art. 8 kann abgeleitet werden, dass diese Initialaufwände getätigt werden müssen, wenn die gesamthaften Einsparpotenziale die Zusatzaufwendungen überschreiten.

EICom-Weisung 2/2015 (Kap. 6) ermöglicht grundsätzlich die Auslegung von Netzverstärkungen im Sinne einer vorausschauenden Netzplanung. Jedoch haben die VNB bei so genannten «weitergehenden Netzverstärkungen» aufwändige Nachweispflichten. Dies führt dazu, dass NB-INT wie RONT, die per se über den vorliegenden Fall hinaus wirksam sind und so in vielen Fällen mehrere weitere Netzverstärkungen ohne Zusatzkosten vermeiden können, benachteiligt werden gegenüber weniger breit wirksamen Varianten wie dem Einzelstrangregler und der Kabelverstärkung. Die Berechnung der Opportunitätsverluste, die aus dem nicht-vorausschauenden Netzausbau für Einspeiseanlagen resultieren, ist schwierig. Die Verteilnetzstudie der Deutschen Energie-Agentur (dena)<sup>16</sup> kommt anhand von exemplarischen Netzen zum Ergebnis, dass «Reduktionen der Investitionen von bis zu 20 % möglich sind. Das Einsparpotenzial von bis zu 20 % bedingt die Kenntnis über die Entwicklung der Versorgungsaufgabe in den nächsten 20 Jahren. Diese Grundvoraussetzung ist jedoch in der Praxis nicht gegeben.»

Die netzdienliche Leistungssteuerung (z.B. DSM) ist derzeit nicht durch Gesetze, Verordnungen oder Weisungen geregelt.

Eines der effizientesten Konzepte zur Integration von EEA ist die statische Leistungsbegrenzung, beispielsweise auf 70 % der Generatorleistung. Aufgrund der Abnahmepflicht von Strom aus EEA (EnG Art. 7) kann dieses Prinzip in der Schweiz derzeit nicht angewendet werden. Für Netzbetreiber wäre es dienlich, wenn sie Verbrauchern und insbesondere Einspeisern, die Fördergeldern erhalten, die Leistungsbegrenzung (Teil

<sup>13</sup> BET, «Kosten und Nutzenaspekte von ausgewählten Technologien für ein Schweizer Smart Grid», Kap. 13, S.64; 2014; erstellt im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE)

<sup>14</sup> StromVV Art. 22 Abs. 3 und 5

<sup>15</sup> EICom-Weisung 2/2015

<sup>16</sup> Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), «Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030», Kap 7.5.4 S. 197, Dezember 2012



des Last-/ Einspeisemanagements) als Anschlussbedingung vorgeben könnten. Dies auch in jenen Fällen, wenn eine Anlage für sich alleine noch keine Grenzwertverletzung verursacht.

#### 4.3 Einführung der INT als Standardbetriebsmittel beim Netzbetreiber

Neben ökonomischen und regulatorischen Herausforderungen gibt es bis zum standardmässigen Einsatz von INT durch den Netzbetreiber auch grosse organisatorische Herausforderungen zu überwinden.

Damit der «Werkzeugkoffer» der Netzbetreiber im Bedarfsfall mit den nötigen Instrumenten gefüllt ist, müssen einige Voraussetzungen erfüllt sein. Es braucht zahlreiche technische und betriebswirtschaftliche Abklärungen sowie Praxistests der jeweiligen INT. Dabei vergehen schnell einige Monate, wenn nicht sogar Jahre. Damit die INT zur Verfügung stehen, wenn die bestehenden Netzkapazitäten ausgereizt sind, lohnt es sich für die Netzbetreiber, die Vorbereitung frühzeitig in Angriff zu nehmen: Aufbau von Knowhow, Ersatzteillager, Anpassung interner Regelwerke, usw. Die Initialkosten und die anschliessenden Fixkosten für das Vorhalten einer INT im «Werkzeugkoffer» müssen sich gemessen an den realistisch zu erwartenden Einsparungen rentieren. Entsprechend ist eine kritische Anzahl von Anwendungsfällen nötig, damit eine INT effizient eingesetzt werden kann. Diese kritische Anzahl ist stark individuell.

Für viele Netzbetreiber stellen die Vorbereitungen und die Einführung von INT eine grosse Herausforderung hinsichtlich Personalaufwand und -qualifikation dar. Die parallele Durchführung weitgehend gleicher Entwicklungstätigkeiten mit vielfach gleichen Ergebnissen ist in einer regulierten Branche zudem volkswirtschaftlich wenig effizient. Sinnvoller wäre es, vorliegende subsidiäre Regelwerke wie das Branchendokument NA-EEA<sup>17</sup> des VSE in der technischen Tiefe zu vervollständigen und allenfalls um einige Instrumente zu ergänzen – ganz im Dienste einer sowohl praktischen, als auch technisch-wirtschaftlich optimalen Anwendung.

Damit Sicherheit, Leistungsfähigkeit und Effizienz der eingesetzten INT gewährleistet sind, sollten Standards für Typprüfung (bspw. Prüfsiegel), Werkkontrolle und die Abnahmeprüfung im Feld entwickelt werden. Eine hohe Bedeutung hat zudem die Sicherstellung der Interoperabilität (Schnittstellen). Besonders zu erwähnen ist die Herausforderung der korrekten Parametrierung neuer Betriebsmittel, die durch die Vielfalt an Herstellern und den Mangel eines Standards (Bezeichnungen von Parametern, Einstellmenüs usw.) erschwert wird. Der Netzbetreiber ist bei der Inbetriebnahme und später während des Betriebs, bspw. im Rahmen zyklischer Prüfungen, damit konfrontiert. Eine zusätzliche Schwierigkeit besteht für den Netzbetreiber darin, dass die INT zum Teil mit Betriebsmitteln realisiert werden, die im Besitz der Kunden sind. Konkretes Beispiel hierfür ist die Spannungshaltung mit Blindleistung aus Wechselrichtern der Photovoltaikanlagen.

## 5. Ausgewählte Aspekte von INT für NB

### 5.1 Fernsteuerung in Nieder- und Mittelspannung

Eine technisch-betriebliche Herausforderung ist der Umgang mit hoher Einspeisung von EEA in Netze, deren versorgende Mittel- oder Niederspannungsleitung im Wiederversorgungszustand<sup>18</sup> ist. Die Einspeisung kann zu Überlastungen führen und die Wiederversorgung der Anschlussnehmer bei geplanten oder ungeplanten Abschaltungen von Leitungen damit zeitweise verhindern. Eine (n-1)-sichere Netzdimensionierung für Einspeisung, die dieses Problem lösen würde, erscheint ökonomisch nicht sinnvoll. Leistungssteue-

<sup>17</sup> VSE, „Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen“; 2014

<sup>18</sup> Die Netztopologie, die nach Auftreten eines elektrischen Fehlers oder gezielt für Arbeiten an begrenzten Leitungsabschnitten hergestellt wird und die Wiederversorgung einer möglichst grossen Zahl von Anschlussnehmern über einen unversehrten Abgang sicherstellt.

zung mit Kommunikation ist eine technisch denkbare Alternative, jedoch bringt die Kommunikation Komplexität und damit Mehrkosten und eine gewisse Anfälligkeit mit sich. Die gesamtwirtschaftlich optimale und betrieblich befriedigendste Lösung muss noch gefunden werden. Gegebenenfalls bedarf es einer entsprechenden Anpassung der Regelwerke. Dazu gehört auch die klare Regelung des Aspekts der Vergütung von verlorenen Erträgen für die Anlagenbesitzer.

Vermehrte Steuerbarkeit und Kommunikationstechnik im Netz erhöhen dessen Anfälligkeit für technische Ausfälle und auch für gezielte Angriffe. Zudem steigt die Möglichkeit, das Verhalten der Akteure auf dem Netz zu beobachten und insbesondere Rückschlüsse auf Lebensgewohnheiten in Privathaushalten zu ziehen. Alle INT, die neu zum Einsatz gelangen, sollten intensiv auf die Aspekte Datenschutz und Cybersecurity geprüft werden. Um z. B. einem Cyberangriff auf die Systemstabilität mittels der steuerbaren Geräte vorzubeugen, wäre es denkbar, die Geräte mit einer Intelligenz auszustatten, die in kritischen Netzsituationen selbstständig systemstabilitätsgefährdende Steuerbefehle erkennt und diese blockiert. Jegliche Marktakteure tragen bei der Anwendung von NN-INT die Verantwortung für die Absicherung ihrer Systeme gegen Fehler und Missbrauch durch Dritte, so wie Netzbetreiber es üblicherweise schon tun.

## 5.2 Dezentrale Speicher

Der Nutzung von dezentralen Speichern eigens für die Einhaltung von lokalen Netzgrenzwerten (Spannung, Strom) stehen die heute noch zu hohen Speicherkosten im Weg. Zudem müssten noch Gesetze angepasst, Standards etabliert und Knowhow aufgebaut werden. Elektrische Speicher sind gemäss der Smart Grid Roadmap Schweiz des BFE<sup>19</sup> im Allgemeinen weniger effizient als andere Lösungsoptionen zur Vermeidung von Netzgrenzwertverletzungen: «Der Einsatz von dezentralen Stromspeichern (Batterien) aus netzdienlichen Gesichtspunkten kann auf längere Zeit kaum als volkswirtschaftlich sinnvoll gesehen werden.» Gründe sind unter anderem der hohe Kommunikationsaufwand sowie die unbefriedigende Verlässlichkeit bezüglich Verfügbarkeit. Darüber hinaus ist die Nutzung von dezentralen Speichern als saisonale Speicher ökonomisch nicht darstellbar. Folglich besteht kein substanzieller Nutzen für Systembilanz und Versorgungssicherheit.

Dies alles heisst jedoch keinesfalls, dass der zunehmende Einsatz dezentraler Stromspeicher keine Bedeutung für den Netzbetrieb hat – im Gegenteil. Wie unter 2.4.3 bereits ausgeführt, wird die Zahl der privat betriebenen Stromspeicher voraussichtlich bald deutlich zunehmen. Die ökonomische Effizienz eines gezielten Einsatzes der nunmehr ohnehin vorhandenen Stromspeicher zur Grenzwerteinhaltung durch den Netzbetreiber gegen Vergütung wird realistisch, da der Netzbetreiber nicht mehr die Kosten für den ganzen Speicher tragen muss, sondern prinzipiell nur die Kosten für die netzdienliche Nutzung zuzüglich einer gewissen Gewinnmarge für den Speicherbesitzer. Dieses Konzept stellt jedoch relativ hohe Anforderungen an diverse Prozesse des Netzbetreibers (analog zum Fall in [553-8](#)) sowie auch an die Verlässlichkeit des Speicherbetreibers.

## 5.3 Dynamische, netzdienliche Tarife

Eine fortschrittliche Lösungsmöglichkeit für das Risiko des Gleichzeitigkeits effekts (siehe 2.4.2) sind dynamische netzdienliche Tarife. Eine umfassende Behandlung des komplexen Themas kann in diesem Rahmen nicht erfolgen, aufgrund seiner Bedeutung soll es dennoch kurz erläutert werden.

<sup>19</sup> Bundesamt für Energie, „Smart Grid Roadmap Schweiz“, Kap. 13 S. 66, 2015.

Ein netzauslastungsabhängiger Tarif ist potenziell eine ökonomisch sinnvolle Ausprägung dynamischer netzdienlicher Tarife. Allerdings stellt er technisch eine Herausforderung dar. Ein dynamischer netzdienlicher Tarif bepreist die aktuelle Auslastung des «Netzes», das den Kunden versorgt. Dadurch stellt er eine Motivation dar, den steuerbaren Verbrauch in Zeiten geringerer Last zu verschieben. Zusammen mit den steuerbaren Verbrauchern, Einspeisern und Speichern ist er also ein Schlüsselement für netzdienliches Demand Side Response. Netzdienliche Tarife können so helfen, übermäßige Netzverstärkung zugunsten der Marktaktivitäten Einzelner auf Kosten aller Endverbraucher zu vermeiden. Die heutigen gesetzlichen Vorgaben aus StromVG (Art. 14 Abs. 3) und StromVV (Art. 4 u. 18) begünstigen einen solchen Einsatz von Demand Side Response nicht.

## 6. Fazit

In den letzten Jahren haben einige innovative Netztechnologien (INT) den Forschungsstatus verlassen und sind zum marktfähigen Angebote gereift. Die Netzbetreiber müssen die für sie verfügbaren und die von den Netznutzern angewandten Konzepte hinsichtlich Chancen und Risiken bewerten und ggf. Massnahmen einleiten. Angesichts der immer zahlreicheren und leistungsfähigeren dezentralen Energieerzeugungsanlagen und privat betriebenen Stromspeichern wird diese Herausforderung zunehmend dringlicher und grösser.

INT können aufgeteilt werden nach den Akteuren, die sie anwenden. Aktuell diskutierte Konzepte werden in diesem Dokument den Gruppen Netznutzer-INT und Netzbetreiber-INT zugeteilt und hinsichtlich ihrer Ausgereiftheit klassifiziert.

Netznutzer-INT ermöglichen neue Wertschöpfung auf bestehender Infrastruktur. Gleichzeitig generieren sie technische und politisch-ökonomische Risiken, die noch vollständig erforscht werden müssen und auf die angemessene Antworten gefunden werden müssen.

Netzbetreiber-INT helfen den Netzbetreibern, ihre gesetzliche Aufgabe des sicheren, leistungsfähigen, effizienten Netzbetriebs zu gewährleisten. BFE und ECom fördern und fordern die effizienzorientierte Anwendung mit aktuellen Studien und Weisungen.

Die Bearbeitung von Anschlussgesuchen (Speicher, Photovoltaikanlagen, ...) obliegt den Netzbetreibern und sollte auf Basis von klar festgelegten Technischen Anschlussbedingungen bzw. Werkvorschriften und Planungsgrundsätzen (RONT, ...) geschehen. Die Einführung der INT in diese Regelwerke ist sowohl wichtig wie auch herausfordernd hinsichtlich Zeitaufwand und Personalqualifikation.

### VSE Arbeitsgruppe Intelligente Netztechnologien (INT)

- Hauke Basse, BKW
- Joachim Bagemihl, Alpiq
- Romeo Giovanni, IB Wohlen
- Holenstein Hansjörg, VSE
- Daniel Moor, Axpo
- Cornel Rüede, Swissgrid
- Max Urech, TB Seon
- Stamatina Orfanogianni, EKZ
- Bruno Wartmann, EWZ