

PONTON hat für eine Gruppe österreichischer Netzbetreiber eine Pilotimplementierung „Aktive Verteilnetzführung“ (kurz: „AV“) für das Anbieten und Aktivieren von Flexibilität entwickelt.¹ Dieses Projekt wurde von März bis Mai 2020 zusammen mit zehn Verteilnetzbetreibern durchgeführt und entspricht in weiten Teilen dem **Redispatch 2.0** Prozess in Deutschland. Das Projekt AV setzt auf die EDA-Infrastruktur zum einheitlichen Datenaustausch in der österreichischen Energiebranche auf (siehe Referenz „EDA“).

Die nachfolgende Beschreibung basiert auf einem Paper „Active Distribution Grid Management – a decentralized approach for the management of flexibility options“, das im Rahmen des „European Grid Service Market Symposium“ zur Präsentation in Luzern akzeptiert wurde.

Im Hinblick auf die DA/RE-Entwicklung ist ergänzend Folgendes anzumerken:

- Bei der AV handelt es sich um einen **dezentralen Ansatz**, bei DA/RE um einen zentralen. Prozessual sind die Projekte jedoch fast deckungsgleich. Insofern kann PONTON wertvolle Erfahrungen aus der Entwicklung von AV für die Umsetzung von DA/RE wiederverwenden.
- Der Gesamtaufwand für AV lag bei **120 Personentagen**. Das Ziel lag in der Simulation von Engpasssituationen, nicht im robusten Wirkbetrieb. Die Diskrepanz zwischen dem Aufwand für AV und unserer Schätzung für DA/RE ergibt sich entsprechend aus der funktional vollständigen und qualitativ hochwertigen Umsetzung eines sehr ähnlichen Prozesses.
- Zum Teil gibt es unterschiedliche **Terminologien**, so steht z.B. bei AV der FSP (Flexibility Service Provider) für EIV oder generell auch „Flexibilität“ für „Redispatch-Potenzial“.

Prozessbeschreibung

Am Vortrag melden die FSPs auf der Erzeugungs- und Verbrauchsseite ihre Anlagenfahrpläne an den jeweiligen Anschlussnetzbetreiber (ANB). Für jeden Netzbetreiber (VNBs und ÜNB) wurde zudem simulativ der Flexbedarf durch einen entsprechenden Fahrplan simuliert. Schließlich können die FSPs ihr Flexpotential dem ANB „day-ahead“ melden.

In einem **wählbaren Zyklus** (z.B. 2 oder 4 Stunden) verarbeiten die Netzbetreiber am Liefertag die vorliegenden Daten. Hierbei können auch noch **intraday Flexangebote** von den FSPs eingereicht werden. Entlang der Kaskade aus VNB und ÜNB berücksichtigen die jeweiligen Netzbetreiber Netzrestriktionen und reservieren einen Teil der verfügbaren Flexibilität für ihren eigenen Bedarf.

Überschüssige Flexibilität wird in Form einer **anonymisierten MOL-Liste** an den ÜNB weitergereicht. Der ÜNB berücksichtigt dann seinerseits auf der Übertragungsnetzebene gegebene Restriktionen und sendet als Resultat eine Nachricht zur Flex-Aktivierung an die VNBs zurück. Diese aggregieren den eigenen Flexbedarf mit dem des ÜNB und senden eine Aktivierung an die ausgewählten FSPs.

¹ Anfänglich wurde das Projekt auch „EDA Flex“ genannt

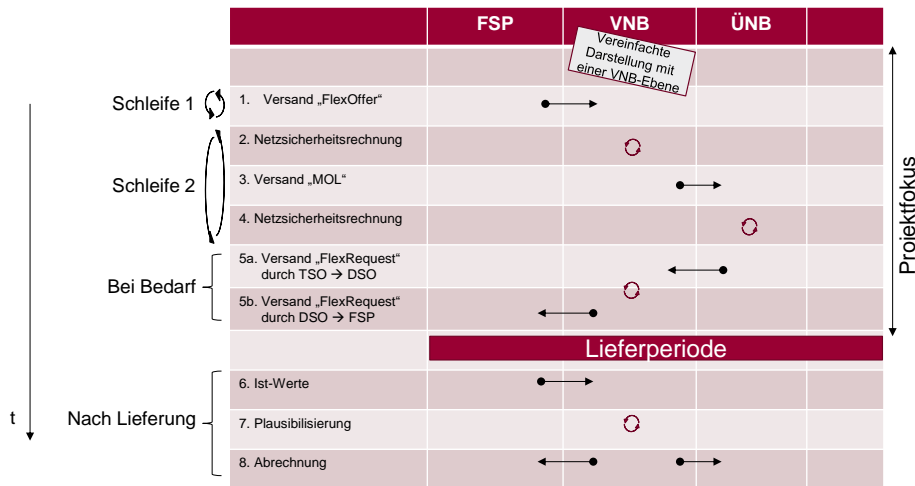


Abbildung 1: Prozessablauf

Technischer Aufbau

Durch die Wiederverwendung der **EDA-Infrastruktur** war für AV bereits der Datenaustausch zwischen EIVs und VNBs sowie zwischen diesen und dem ÜNB realisiert. Im Projekt wurde lediglich die fachliche Logik bei den drei Rollen implementiert. Da AV auf einem Testnetz aufsetze, wurden diese Rollen simuliert.

Die folgende Abbildung zeigt den Datenaustausch über die EDA-Infrastruktur:

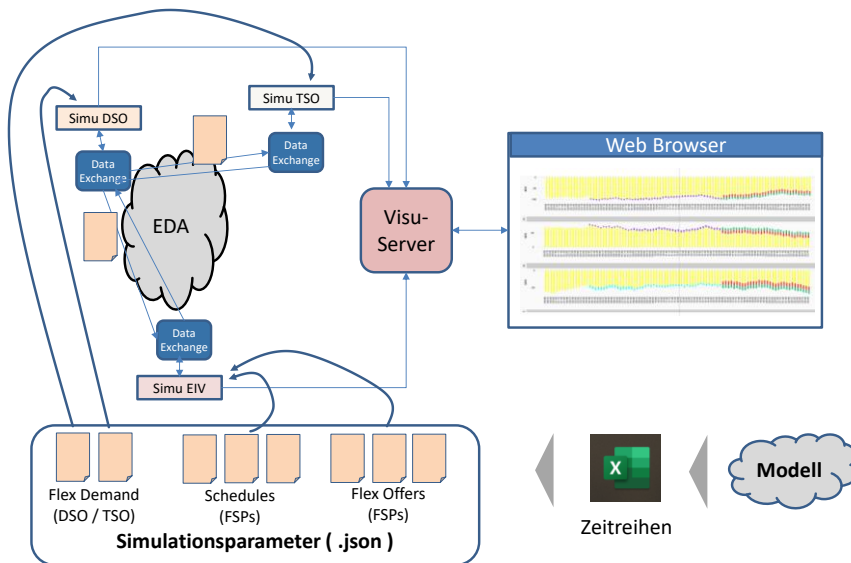


Abbildung 2: Technische Anordnung

Um den Prozessfortschritt im Tagesverlauf visualisieren zu können, nutzen die Prozessteilnehmer einen Visualisierungsserver, der die Wirkung der Prozessschritte darstellt. Wann immer eine Nachricht ausgetauscht wird, aktualisiert die Anzeige deren Wirkung auf die Erzeugungsleistung bzw. Last von Anlagen.

Im Pilotprojekt lassen sich sämtliche Zeitreihen für Anlagenfahrpläne, Flex-Bedarf und Flex-Angebote als Parameter zum Simulieren von Engpassituationen definieren. Dies erfolgt über eine Excel-Tabelle, aus der die Zeitreihen generiert werden.

Auch der Zusammenhang der Prozessteilnehmer lässt sich in Form eines vereinfachten Netzmodells beschreiben. Hierzu wurde eine Sprache zur Netzmodellierung entwickelt, mit deren Hilfe die

Netzhierarchie im Verteilnetz (basierend auf den wesentlichen Netzressourcen), die netztopologische Zuordnung von Anlagen zu Teilnetzen sowie bei höherem Vermaschungsgrad auf Hochspannungsebene auch die unterschiedlichen Sensitivitäten ausgedrückt werden können.

Vereinfachtes Modell zur Netztopologie

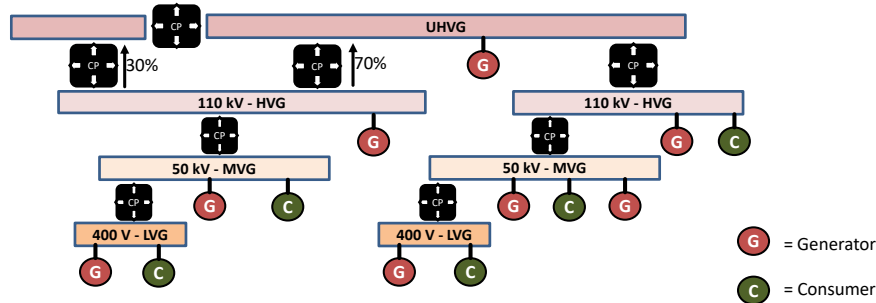


Abbildung 5: Vereinfachtes Netzmodell

Im Rahmen der kurzen Projektlaufzeit hätte die Umsetzung des CGME (Common Grid Model Exchange) Standards vermutlich das vollständige Projektbudget erfordert. PONTON hat daher eine Beschreibungssprache zur Modellierung der Netztopologie entwickelt, die sich auf die Zuordnung von Anlagen zu Netzressourcen konzentriert:

- „**Lines**“ identifizieren Leitungen auf den jeweiligen Netzebenen
- „**CP**“ (Netzübergabestellen, engl. Connection Points) stehen entweder vertikal für Transformatoren zwischen zwei Netzebenen oder für Gebiete der gleichen Netzebene – insbesondere entlang der Ost-West-Achse beim ÜNB (hier entstehen regelmäßig horizontale Engpässe, ähnlich der Nord-Süd-Achse in Deutschland).
- „**TSO**“: Zuordnung von Leitungen an den Übertragungsnetzbetreiber.
- „**DSO**“ Zuordnung von Leitungen an den Verteilnetzbetreiber. Alle untergeordneten Netzebenen zählen zum gleichen DSO, es sei denn, es ist einer untergeordneten Netzebene ein anderer DSO zugeordnet, z.B. „Netze Neuhofen in dem Topologie-Beispiel unten.
- „**FlexProvider**“ (Erzeuger und Verbraucher) sind an die jeweiligen Leitungen angeschlossen.
- Sollte die Einspeisung eines Verteilnetzes auf mehrere NÜS wirken, lässt sich die **Sensitivität** von Schaltmaßnahmen der entsprechenden Anlagen bzw. untergeordneten Teilnetzen modellieren.

Nachfolgend ein Beispiel für ein solches Netzmodell, mit dem insbesondere auch aufgrund des Vermaschungsgrades die Sensitivität auf der Hochspannungsebene ausgedrückt werden kann. Dies bezieht sich auf Anlagen der Hochspannungsebene, aber auch auf die die Netzübergangsstellen zu unteren Netzebenen, deren Leistung unterschiedlich auf den Lastfluss entlang verschiedener Netzübergabestellen wirkt.

```
GridTopology {
    Name „UpperAustria“
    Line { Name „APG-East“; Type „UHVG“ }
    Line { Name „APG-West“; Type „UHVG“ }
    Line { Name „Steyr“; Type „HVG“ }
    Line { Name „Gmunden“; Type „HVG“ }
    Line { Name „Kremsland“; Type „MVG“ }
    Line { Name „Donauland“; Type „MVG“ }
    Line { Name „Neuhofen“; Type „LVG“ }
    Line { Name „Hinterhofen“; Type „LVG“ }

    TSO {Name „APG“ Line „APG-East“ }
    TSO {Name „APG“ Line „APG-West“ }
    DSO {Name „Netze Oberösterreich“ Line „Steyr“ }
    DSO {Name „Netze Oberösterreich“ Line „Gmunden“ }
```

```

DSO {Name „Netze Neuhofen“           Line „Neuhofen“ }

CP { Name "APG-East-APG-West";      Line "APG-West";           Line "APG-East" }
CP { Name "APG-Steyr-East";         UpperGrid "APG-East";     LowerGrid "Steyr" }
CP { Name "APG-Steyr-West";        UpperGrid "APG-West";     LowerGrid "Steyr" }
CP { Name "APG-Gmünden";           UpperGrid "APG";          LowerGrid "Gmünden" }
CP { Name "Steyr-Kremsland";       UpperGrid "Steyr";        LowerGrid "Kremsland"
  Sensitivity { APG-Steyr-West; 0,3 }
  Sensitivity { APG-Steyr-East; 0,7 } }
CP { Name "Gmünden-Donauland";      UpperGrid "Gmünden";     LowerGrid "Donauland" }
CP { Name "Kremsland-Neuhofen";    UpperGrid "Kremsland";   LowerGrid "Neuhofen" }
CP {Name "Donauland-Hinterhofen";  UpperGrid "Donauland";   LowerGrid "Hinterhofen"}

FlexProvider { Name = "BigCoalPlant";           Line "APG-West"   Type „Producer“}
FlexProvider { Name = "Voest Alpine";           Line "APG-East"   Type „Consumer“}
FlexProvider { Name = "HydroPlant1";           Line "Kremsland"  Type „Producer“}
FlexProvider { Name = "HydroPlant2";           Line "Gmünden"    Type „Producer“}
FlexProvider { Name = "GasPlant";               Line "Steyr"      Type „Producer“
  Sensitivity {APG-Steyr-West; 0,2 }
  Sensitivity {APG-Steyr-Ost; 0,8 } }
FlexProvider { Name = "BiogasPlant";           Line "Donauland"  Type „Producer“}
FlexProvider { Name = "Battery-1";             Line "Kremsland"  Type „Prosumer“}
FlexProvider { Name = "Battery-2";             Line "Neuhofen"   Type „Prosumer“}
FlexProvider { Name = "Bäcker Huber";          Line "Neuhofen"   Type „Consumer“}
FlexProvider { Name = "Biogas Bauer Bunge";    Line "Hinterhofen" Type „Producer“}
FlexProvider { Name = "Elektrolyseur Erwin Egenhofer"; Line "Kremsland"  Type „Consumer“}
}
    
```

Exemplarische Simulationen

Im Zuge des Projekts wurden verschiedene Simulationen durchgeführt. Dabei ging es um den Umgang mit horizontalen Engpässen auf ÜNB-Ebene sowie um den mit vertikalen im Verteilnetz.

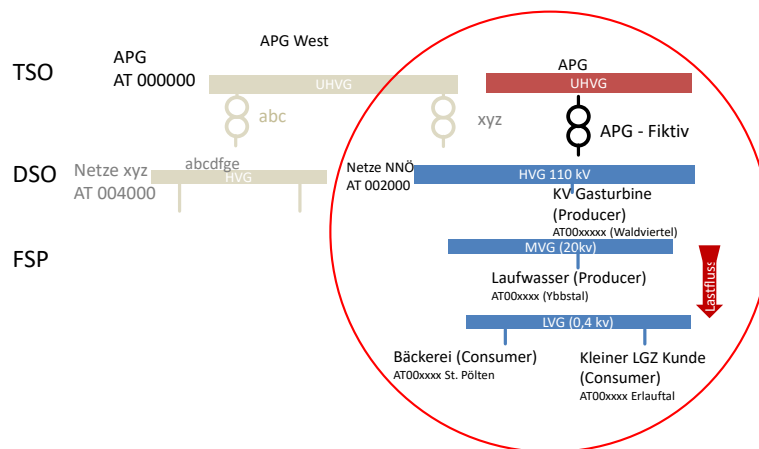


Abbildung 3: Simulation eines vertikalen Engpasses

Die Simulation „vertikaler Engpass“ basiert auf einer Netzsituation mit hoher Last durch dezentrale Erzeugung auf den unteren Netzebenen. Zum Ausgleich ist die Reduktion der Erzeugungsleistung bzw. die Erhöhung des lokalen Verbrauchs erforderlich. Der nachstehende Tagesverlauf visualisiert hierzu unterschiedliche Situationen sowie die Maßnahmen zur Engpassreduktion:

- Im früheren Tagesverlauf besteht noch Redispatch-Bedarf zur Steigerung der Erzeugungsleistung seitens des VNB (grüne Kurve beim DSO zwischen 10:00 und 12:00 Uhr). Dies für zur Aktivierung positiver Flexibilität, die am frühen Morgen angeboten wurde.
- Zur Tagesmitte ergibt sich seitens des ÜNB der Bedarf zur Leistungsreduktion. Hierbei stehen unterschiedliche Flex-Angebote zur Verfügung, die der ÜNB von den VNBs als MOL-Liste erhalten hat. In der Höhe seines Bedarfs für negative Flexibilität (4 rote Intervalle, zweites Diagramm von unten) ruft der ÜNB dieses Volumen vom VNB ab (unterstes Diagramm). Der

Abruf erfolgt über den VNB (der potenziell den Abruf um eigenen Flex-Bedarf ergänzen kann). Schließlich erreicht der Flex-Abruf den FSP „AT002001“ (hellblaue Säulen).

- Auch für den Nachmittag ist im Zuge eines 4-Stunden-Intervalls Flexibilität abgerufen worden.
- Der Zeitraum ab 18:00 Uhr liegt noch mehr als eine Zyklusdauer voraus, daher sind hier noch die aktuell stehenden Flex-Angebote der FSP erkennbar (rot bzw. grün).

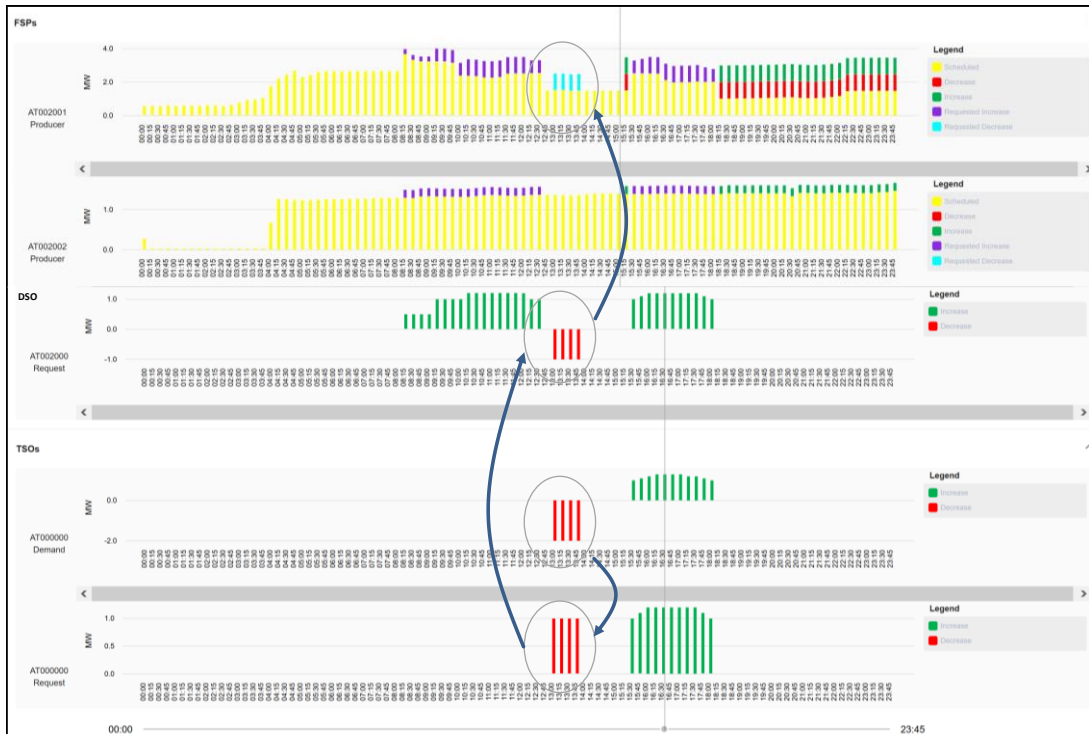


Abbildung 4: Output des Simulationslaufs

Der Erkenntnisgewinn aus dem Projekt AV liegt bei den Verteilnetzbetreibern in der Bestätigung, dass

1. Die bestehende EDA-Infrastruktur für den Datenaustausch im Bereich „Redispatch“ unverändert wiederverwendet werden kann.
2. Der ausgewählte Prozess an sich in der Lage ist, Flexibilitätspotenziale nutzbar zu machen und day-ahead bzw. intraday einzusetzen.

Für PONTON ergaben sich aus Sicht des Entwicklungspartners wichtige Erkenntnisse bei der Umsetzung von Flex-Prozessen in den Bereichen Netz- und Engpassmodellierung sowie bei der Implementierung der fachlichen Redispatch-Logik.

Im nächsten Schritt werden die österreichischen Netzbetreiber diese Erkenntnisse weiterverwenden, um im Einklang zwischen ÜNB und VNBs einen einheitlichen Standard zu schaffen.

Interessant ist hierbei der mögliche Übergang zu einem marktbasierter Redispatch, der „intra-Intervall“ erfolgen kann: Sobald zu Beginn eines Redispatch-Intervalls von z.B. vier Stunden die Allokation von Flexibilität für das Folgeintervall erreicht ist, können weiterhin bestehende Flex-Angebote an einen Flex-Markt übertragen werden, auf dem – ähnlich dem Spot-Markt kurzfristig noch Flexibilität gehandelt werden kann.