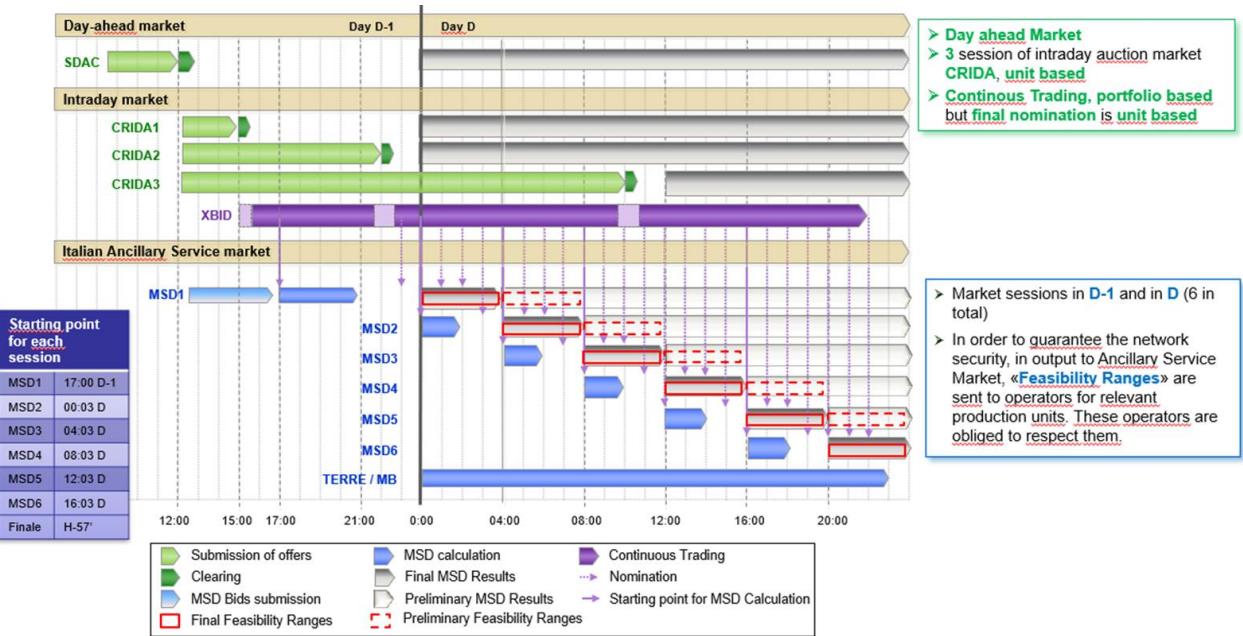


Seite 1 von 6

## FEASIBILITY RANGES ITALIEN

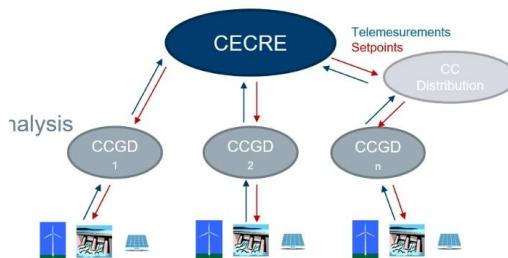
- Das Engpassmanagement in Italien basiert im Wesentlichen auf der Aufteilung des Landes in sieben Gebotszonen.
- Feasibility Ranges werden vor allem eingesetzt, um potenziellen Spannungsproblemen vorzubeugen; ihr Einsatz umfasst zudem das Engpassmanagement innerhalb der Gebotszonen. Die Anwendung von Feasibility Ranges erfolgt vergütungsfrei.
- Die Festlegung endgültiger und vorläufiger Feasibility Ranges erfolgt im Rahmen der Prozesse des Dispatching Services Market (MSD). Dabei handelt es sich um einen Redispatchmarkt (pay-as-bid), in dem Terna Gebote zur Lösung von Netzengpässen, zur Einhaltung von Spannungsbändern sowie zur Beschaffung von Regelreserven nutzt.
- Die Teilnahme ist für alle Erzeugungseinheiten über 10 MVA verpflichtend; die verfügbare Kapazität ist vollständig bereitzustellen. Für alle anderen Anlagen ist die Teilnahme freiwillig.
- Ein Algorithmus identifiziert einen mehrdimensionalen Lösungsraum, in dem neben einer kostenoptimalen Lösung unter den vorgegebenen Nebenbedingungen auch Feasibility Ranges ermittelt werden.
- Die sechs MSD-Prozesse starten zu unterschiedlichen Zeitpunkten entlang der Prozesskette: Der erste beginnt am Vortag um 17:00 Uhr und setzt finale Feasibility Ranges für die ersten vier Stunden sowie vorläufige für die Stunden fünf bis acht des Liefertags. Der letzte Prozess startet am Liefertag um 16:03 Uhr und bestimmt finale Feasibility Ranges für die letzten vier Stunden.

Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. Seite 2 von 6



## FEASIBILITY RANGES SPANIEN

- Grundsätzlich: Erzeugungsanlagen haben historisch seit 1997 kein Recht so einzuspeisen wie sie möchten (no firm capacity). Sie müssen den Setpoints der Netzbetreiber folgen, welche minütlich versendet werden. Diese setpoints werden an ca. 30 Regionale Kontrollcenter verteilt, welche sie an die (mehreren tausend) Anlagen weiterverteilen, um den Kommunikationsaufwand bei REE selbst gering zu halten (s.u.).



- Alle assets > 1 MW sind „observable“, d.h. ihre Einspeisung ist bekannt. Alle assets > 5 MW sollen auch „controllable“ sein, d.h. ihre setpoints können vorgegeben werden. (z.Z. sind „nur“ 74% aller PV auch wirklich controllable)

HLM intern

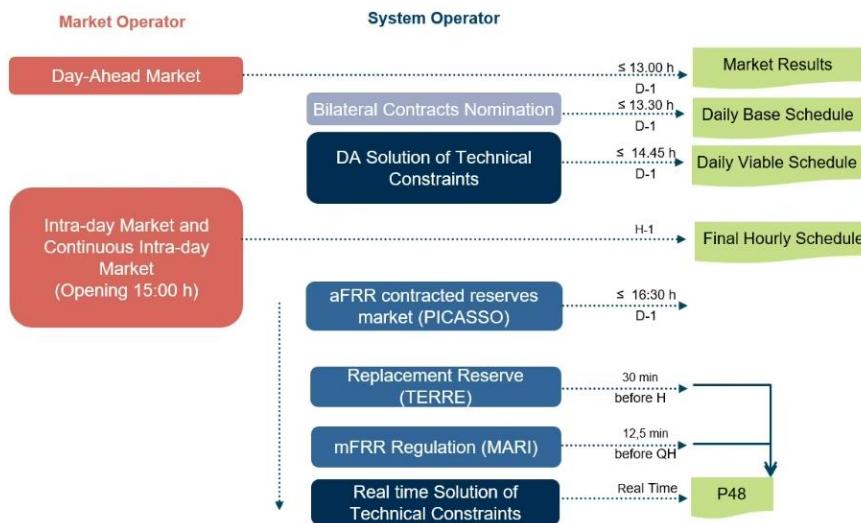
Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. Seite 3 von 6

- Die Vergütung erfolgt marktbasierter Redispatch (REE hat das Wort "compensation" vor dem Hintergrund bewusst vermieden). Eine Einschränkung der Veränderung des Arbeitspunktes wird nicht vergütet. --> verpflichtendes FCA für alle Erzeugungsanlagen.
- Marktteilnehmer übermitteln Fahrplananmeldungen an REE (Grid Node und Setpoint)
- Technical Constraints Market:
  - alle Marktteilnehmer müssen teilnehmen (verpflichtet)
  - wichtiger Bestandteil: „Schedule cancellations“ – die Fahrpläne von Kraftwerken die am DA Markt gehandelt haben können wieder „gecancelt“ werden, d.h. der Verkauf wird rückabgewickelt zu DA Preisen. Dies beschränkt die Möglichkeiten von Inc/Dec gaming.
  - Marktbasierter Prozess (pay as bid) → Redispatchmarkt + Beschaffung von Regelreserven
  - Marktteilnehmer senden Gebote in D-1 und aktualisieren diese in Echtzeit (siehe Bild unten)
  - REE legt Dispatch fest. Topologische Maßnahmen werden als erstes gezogen. Dann hat RES Priority Dispatch im Falle gleicher Kosten.
  - Ergebnis: Fahrplananpassungen (Redispatch) basierend auf Marktteilnehmer-Geboten und Feasibility Ranges
- Feasibility Ranges sind ein gängiges Tool das regulär und dauerhaft im Systembetrieb angewandt wird. Sie sind regulatorisch verankert. Eine Einschränkung der Veränderung des Arbeitspunktes wird nicht vergütet.
- Strafzahlungen wenn die Vorgaben / Feasibility Ranges nicht eingehalten werden
- Ziel ist es einen Großteil der Probleme bereits im Day-Ahead Zeitbereich zu lösen (daher auch die Feasibility Ranges)

Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. Seite 4 von 6

## Energy Markets and Ancillary Services Sequence

red eléctrica

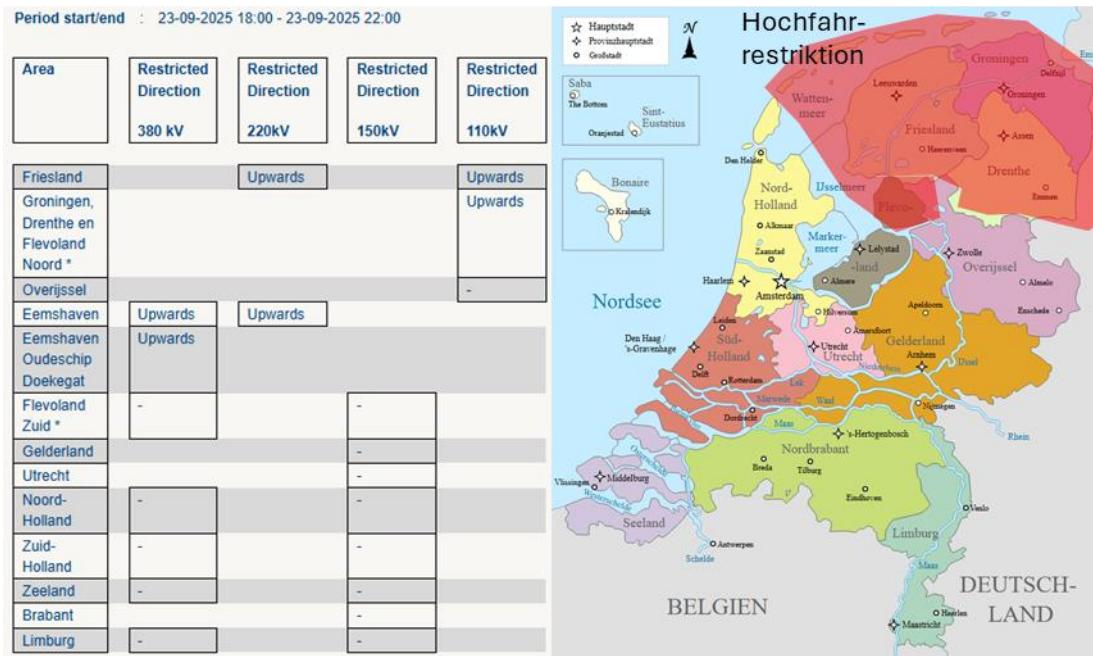


## MARKTRESTRIKTION „MARKET RESTRICTIE“ IM NIEDERLÄNDISCHEN STROMMARKT

### Kurzbeschreibung:

Die *Market Restrictie* (im Folgenden Marktrestriktion genannt) ist ein regulatorisches Instrument, das von TenneT NL eingesetzt werden kann, um Fahrplanänderungen in bestimmten Regionen, die eine engpassverschärfende Wirkung entfalten würden, untersagen zu können. Eine Marktrestriktion kommt dann zum Einsatz, wenn bereits Redispatch-Maßnahmen durchgeführt wurden und wenn die Gefahr besteht, dass durch Änderungen der Fahrpläne zusätzliche Engpässe entstehen. Die Einhaltung der Fahrpläne wird stichpunktartig kontrolliert. Eine Marktrestriktion wird typischerweise im ID einige Stunden vor Erbringung kommuniziert und definiert die betroffene Region, das Zeitfenster, Spannungsebene und Richtung der Markteinschränkung:

Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. Seite 5 von 6



Beispiel einer Marktrestriktion zum Hochfahren im Norden der Niederlande

### Rechtliche Grundlage:

Die rechtliche Grundlage für Marktrestriktionen findet sich in Artikel 9.2 (4) des [Niederländischen electricity grid code](#):

„Wenn nach der Lösung des Transportproblems die Möglichkeit besteht, dass in demselben Netz erneut ein oder mehrere Transportprobleme auftreten, kann der Netzbetreiber dieses Netzes abweichend von Artikel 7.1a Absatz 1, Artikel 7.1b Absatz 1, Artikel 7.1c Absatz 1 und Artikel 7.1d Absatz 1 Beschränkungen für angeschlossene Unternehmen oder BRPs auferlegen. Die Beschränkung bedeutet, dass der Netzbetreiber während des Zeitraums, für den die Beschränkung gilt, Änderungen von Prognosen im Sinne von Artikel 13.11 Absatz 9, Artikel 13.12 Absatz 8, Artikel 13.13 Absatz 7, Artikel 13.14 Absatz 7, Artikel 13.15 Absatz 8 und Artikel 13.17 Absatz 8 nicht akzeptiert, wenn diese zu neuen Transportproblemen führen. In diesem Fall werden auch Änderungen von Prognosen im Sinne von Artikel 9.35 Absatz 4 und 5 nicht akzeptiert.“

### Vergütung:

Die Kosten der Markteinschränkung werden nicht vergütet. Entschädigungen im Zusammenhang mit Marktrestriktionen werden ausdrücklich in der *Entscheidung der Behörde für Verbraucher und HLM intern*

Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. Seite 6 von 6

Markt vom 24. Mai 2022, Aktenzeichen ACM/UIT/577139, zur Änderung der Bedingungen gemäß Artikel 31 des Elektrizitätsgesetzes von 1998 über Regeln für Transportengpässe und Engpassmanagement ([Staatscourant 2022, 14201 | Overheid.nl > Offizielle Bekanntmachungen](#)). In der Erläuterung stellt ACM fest: „Wenn ein Netzbetreiber eine Marktbeschränkung geltend macht, muss er dafür keine Entschädigung leisten.“

Im Gespräch wurde darauf hingewiesen, dass dies zu massivem Unmut der niederländischen Marktparteien führt, die Opportunitätskosten geltend machen wollen (siehe u.a. [hier](#)). Interessanterweise werden die Opportunitätskosten weniger im regulären ID-Markt gesehen (der relativ illiquide in den Niederlanden ist) als viel mehr in der Nichtteilnahme an der systemstützenden Bilanzkreisbewirtschaftung.

Der Branchenverband Energie-Nederland hat (unter anderem) zur Entschädigung Berufung beim niederländischen Berufungsgericht für Wirtschaftssachen (CBb) eingelegt, diese Berufung wurde jedoch vom CBb zurückgewiesen (siehe [ECLI:NL:CBB:2024:396](#)). Das CBb merkt jedoch an, dass über eine angemessene Entschädigung entschieden werden kann, wenn dem Gericht ein konkreter Rechtsstreit eines Anlagenbetreiber vorgelegt wird.

Wie die Regelung im Einklang mit EU-Recht, insbesondere Artikel 16(2) der Strommarktverordnung kompatibel ist, konnte uns nicht klar beantwortet werden. Möglicherweise steht die Regelung unter einem Bestandsschutz, da es sie nach Aussage unserer niederländischen Kollegen „schon immer“, mindestens aber vor Inkrafttreten der Strommarktverordnung, gibt.

## Interaktion mit dem Redispatch

Ein weiter Unterschied zum deutschen System liegt im marktisierten Redispatch in den Niederlanden. Um ein INC-DEC Verhalten möglichst auszuschließen, werden auch hier „Baseline“ Fahrpläne kommuniziert, auf die sich die jeweiligen Flexibilitätsangebote der Anlagen beziehen. So soll verhindert werden, dass durch eine gezielte Änderung der Fahrpläne zusätzliche Erlöse durch Flexibilitätsangebote in die entgegengesetzte Richtung erzielt werden können. Dementsprechend würde auch bei einer Abschaffung der Marktrestriktionen der Fahrplan für Anlagen, die am Redispatch teilnehmen, eingefroren werden (hier können die Marktparteien ihre Opportunitätskosten in ihre Flexibilitätsangebote einpreisen).