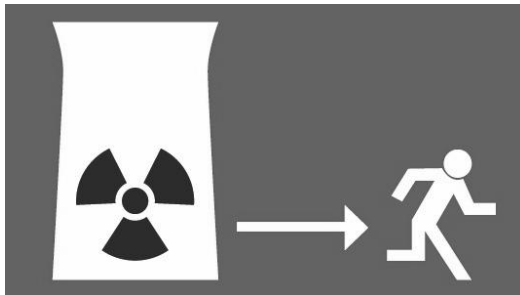


Kapazitätsmärkte

Zwei Sorgen bewegen die Politik – als Abhilfe wird der „Kapazitätsmarkt“ diskutiert

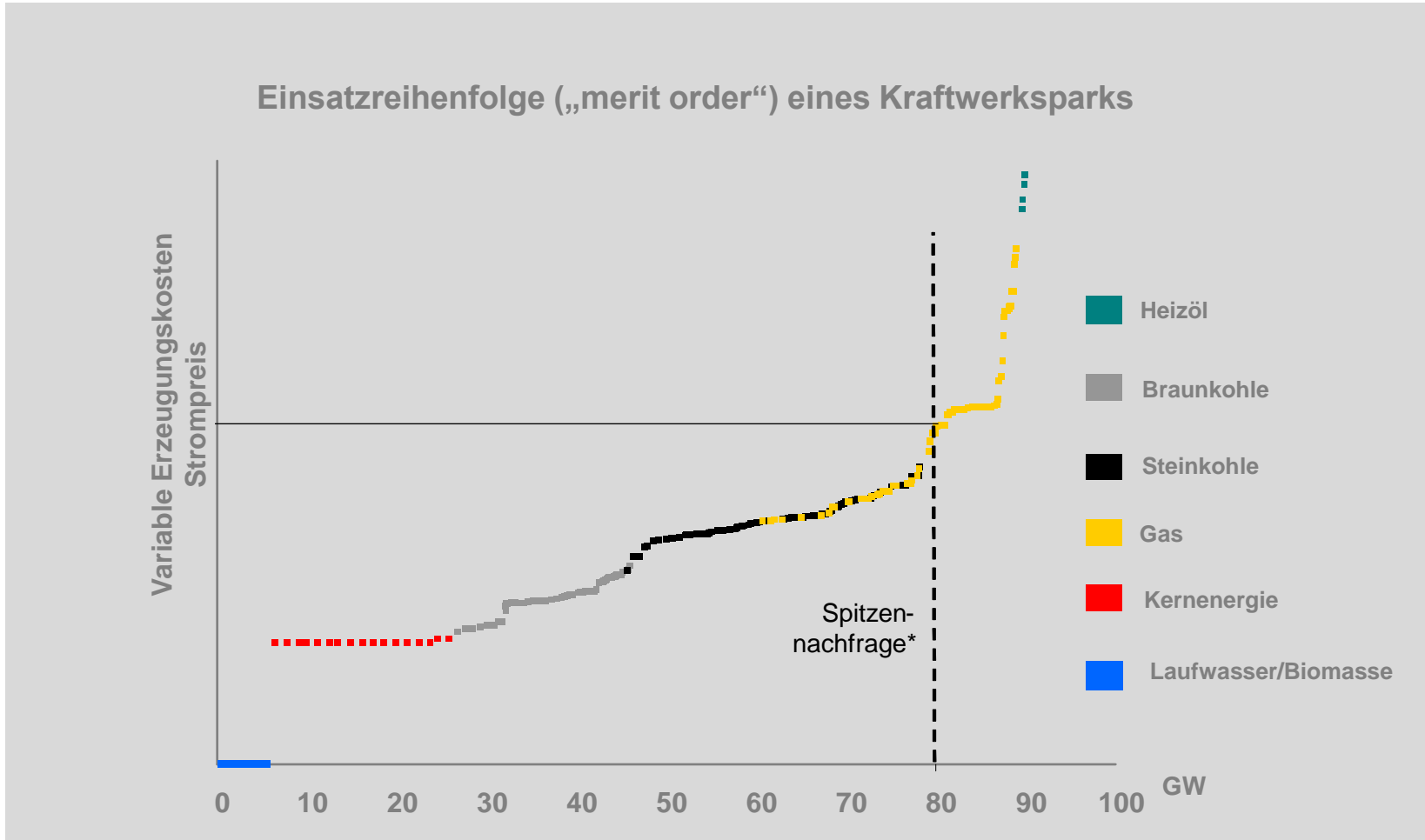


Aufgrund des abrupten Ausstiegs aus der Kernenergie werden Erzeugungsengpässe befürchtet



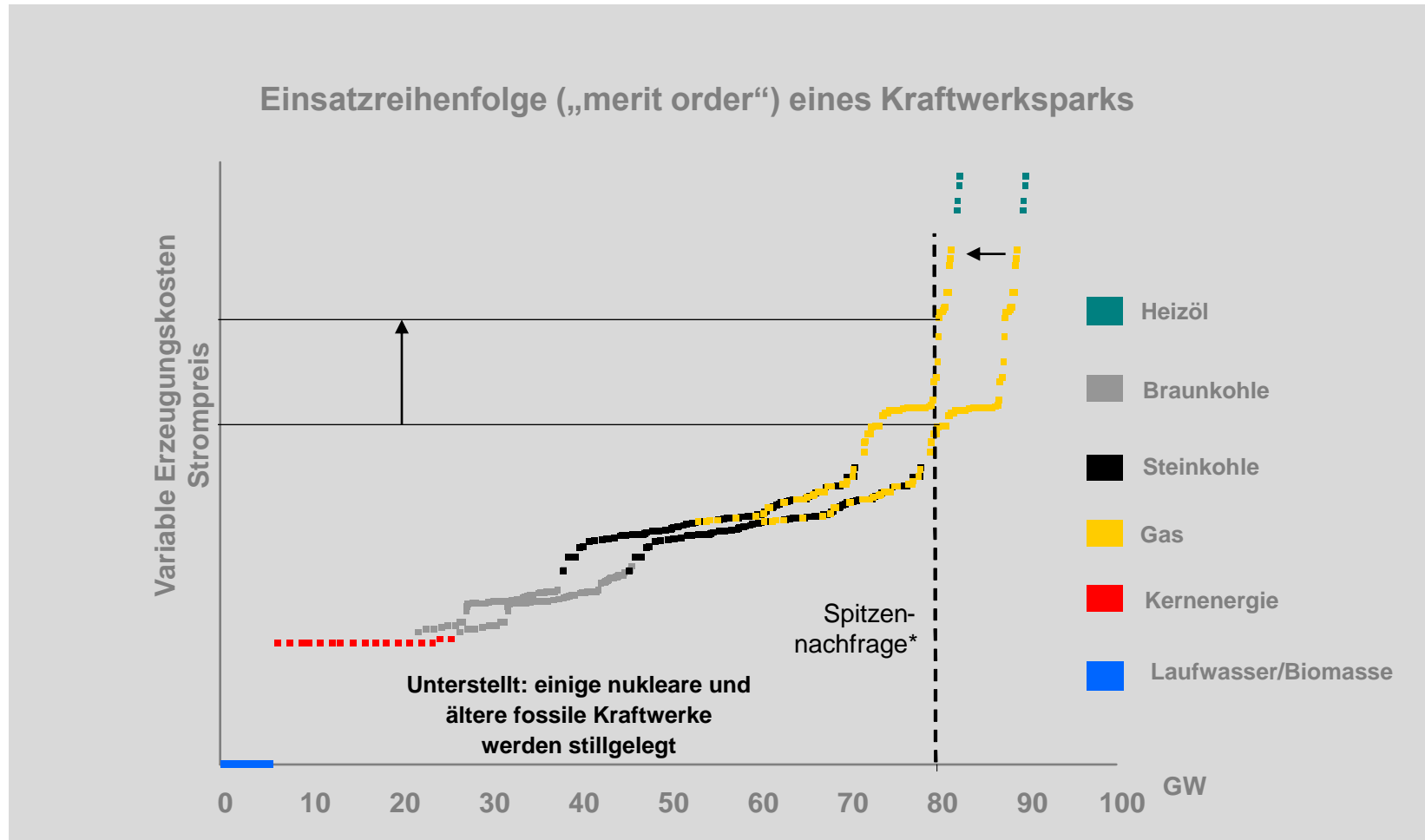
Aufgrund des schnellen Einstiegs in die erneuerbaren Energien wird ein Mangel an konventioneller Regel- und Back-up-Kapazität befürchtet

Bei ausreichender Kraftwerkskapazität räumt der Strompreis den Markt



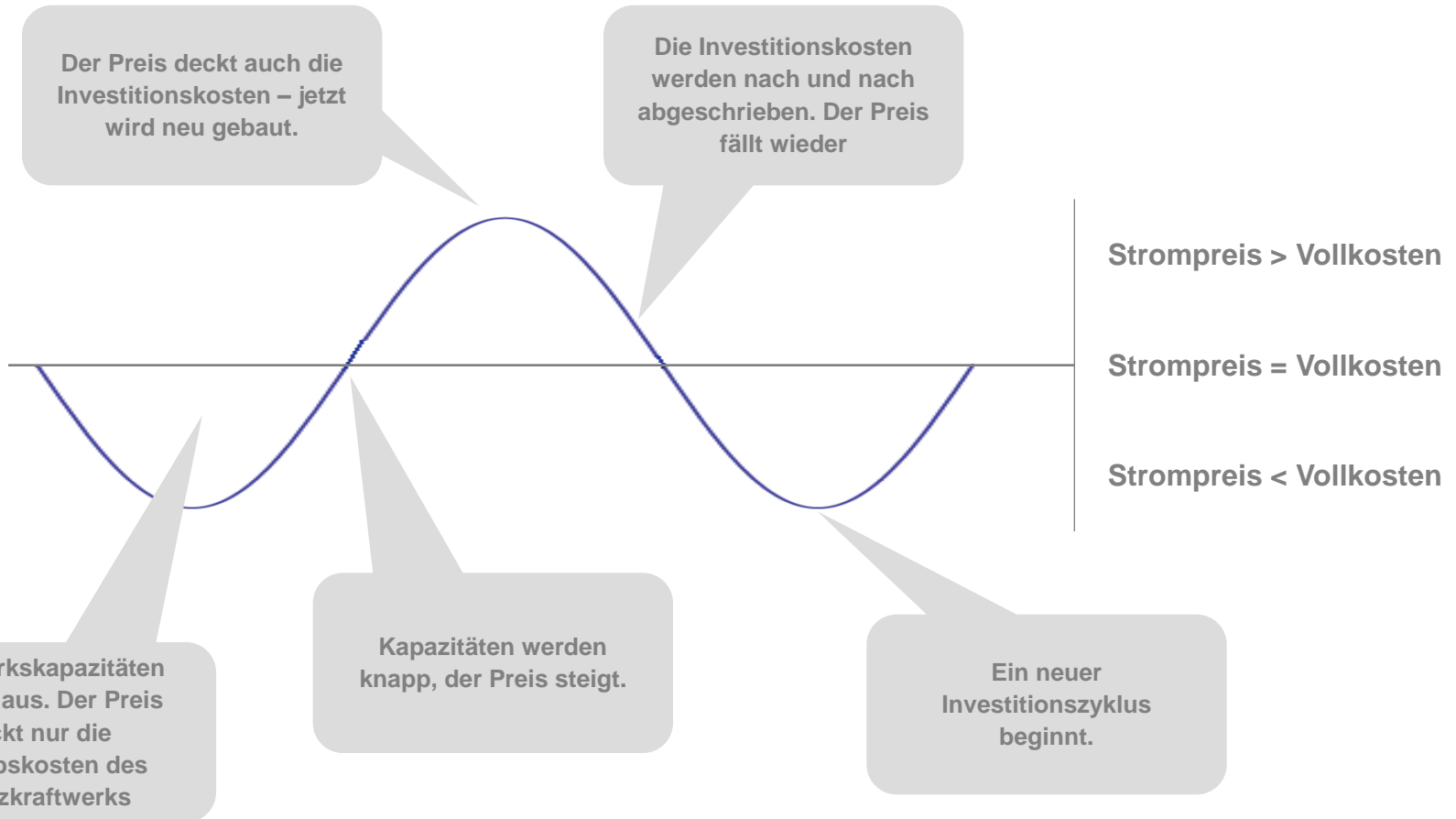
Importnachfrage und nicht planbare EEG Einspeisung fluktuierender Wind und Solarkraft nicht erfasst

Die „merit order“ wird kürzer, der Preis steigt



Importnachfrage und nicht planbare EEG; Einspeisung fluktuierender Wind und Solarkraft nicht erfasst

Der Preis steigt, bis er die Vollkosten eines neuen Grenzkraftwerks übersteigt. Dann wird investiert.



Vollkosten = Betriebskosten plus Investitionskosten

Warum kann der Markt versagen?

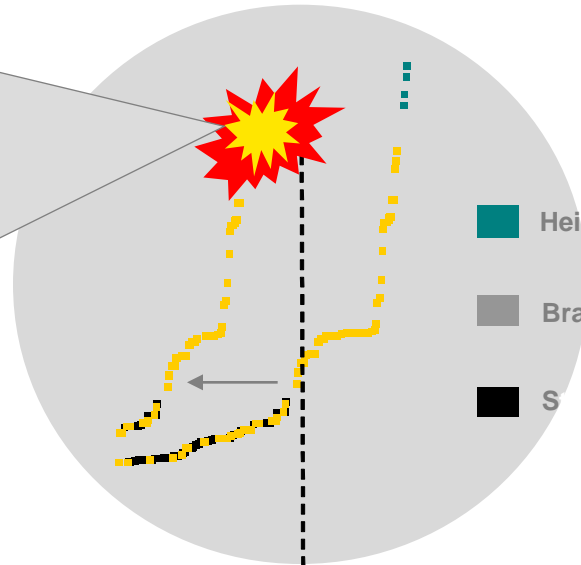
- **Natürliches Monopol**
- **Externe Effekte**
- **Öffentliche Güter**

Warum kann der Strommarkt versagen?

① Wenn zusätzliche Spitzenlastkraftwerke in den Markt kommen sollen, müssen Preisspitzen die Vollkosten decken.

② Im „energy only“ Markt sind Preisspitzen erratisch und für den Investor unsicher.

③ Die Nachfrage ist weitgehend starr.



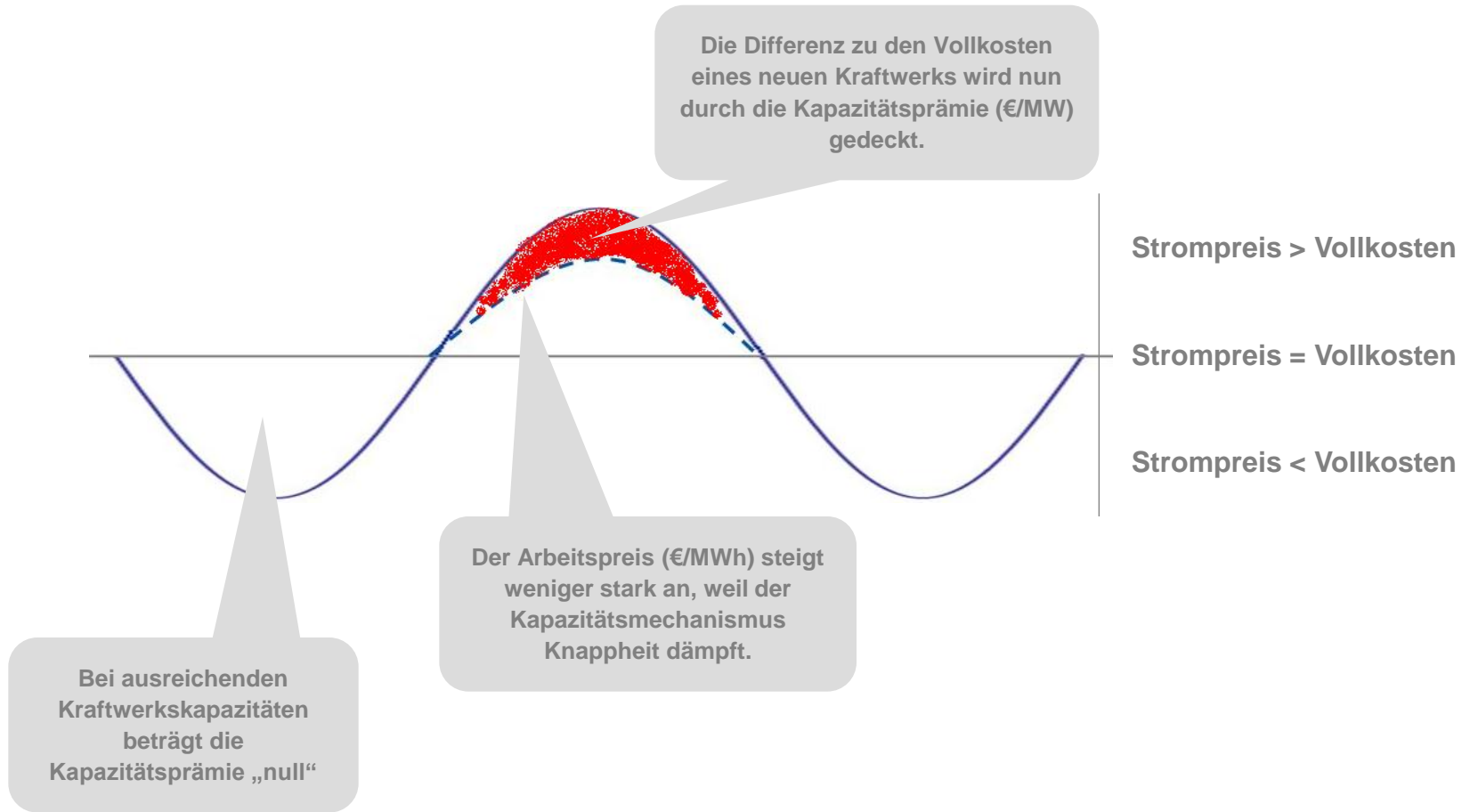
> Marktversagen nach neoklassischer Theorie?

Im Kapazitätsmarkt wird zusätzlich bereitgestellte Kraftwerkskapazität vergütet



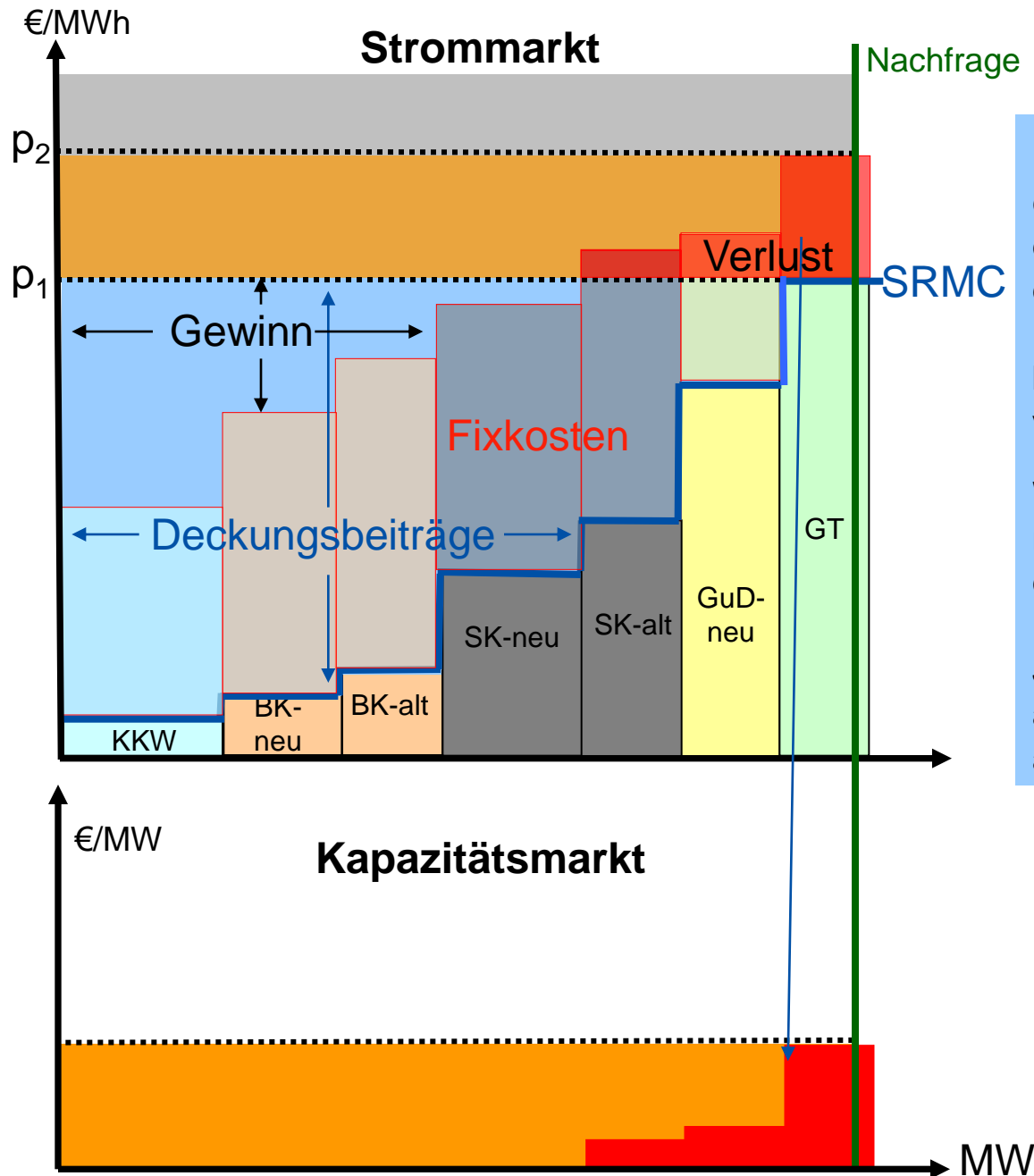
Bildquelle: Energiewende Sta, RWE

Auch im Kapazitätsmarkt müssen die Vollkosten gedeckt werden, sonst wird nicht investiert



Vollkosten = Betriebskosten plus Investitionskosten

Wie funktionieren Kapazitätsmärkte?

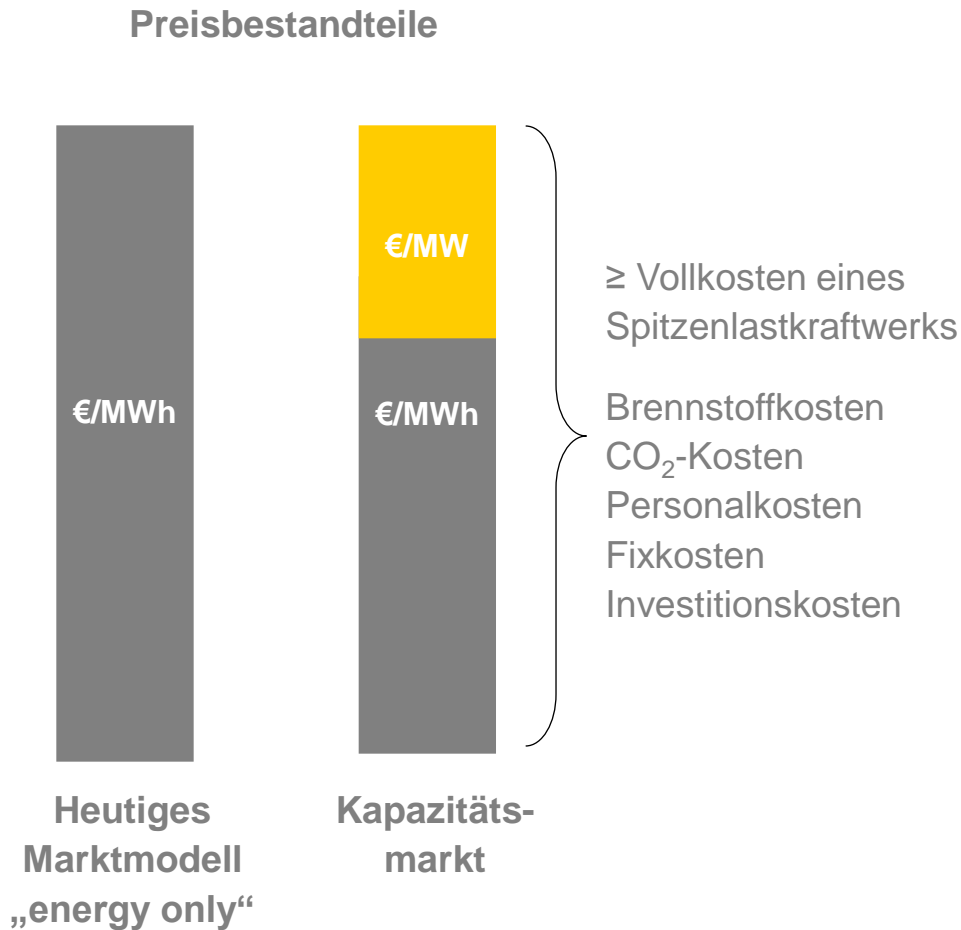


Fixkostendeckung

entweder über Kapazitätsmarkt, dann bleibt der Preis bei P_1 oder über den Strommarkt, dann steigt der Preis auf P_2 . In beiden Fällen muss der Kunde die Fixkosten bezahlen. Er bezahlt in beiden Fällen gleich viel.

Wichtig ist aus volkswirtschaftlicher Sicht nur die Wälzung der Kapitalkosten auf den Kunden: Diese sollte proportional zur Last des Kunden zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast sein. Nur so ist der Kunde an den Kosten der Kapazitätsvorhaltung angemessen beteiligt.

Im ökonomischen Ergebnis unterscheiden sich „energy only“ und idealer Kapazitätsmarkt nicht

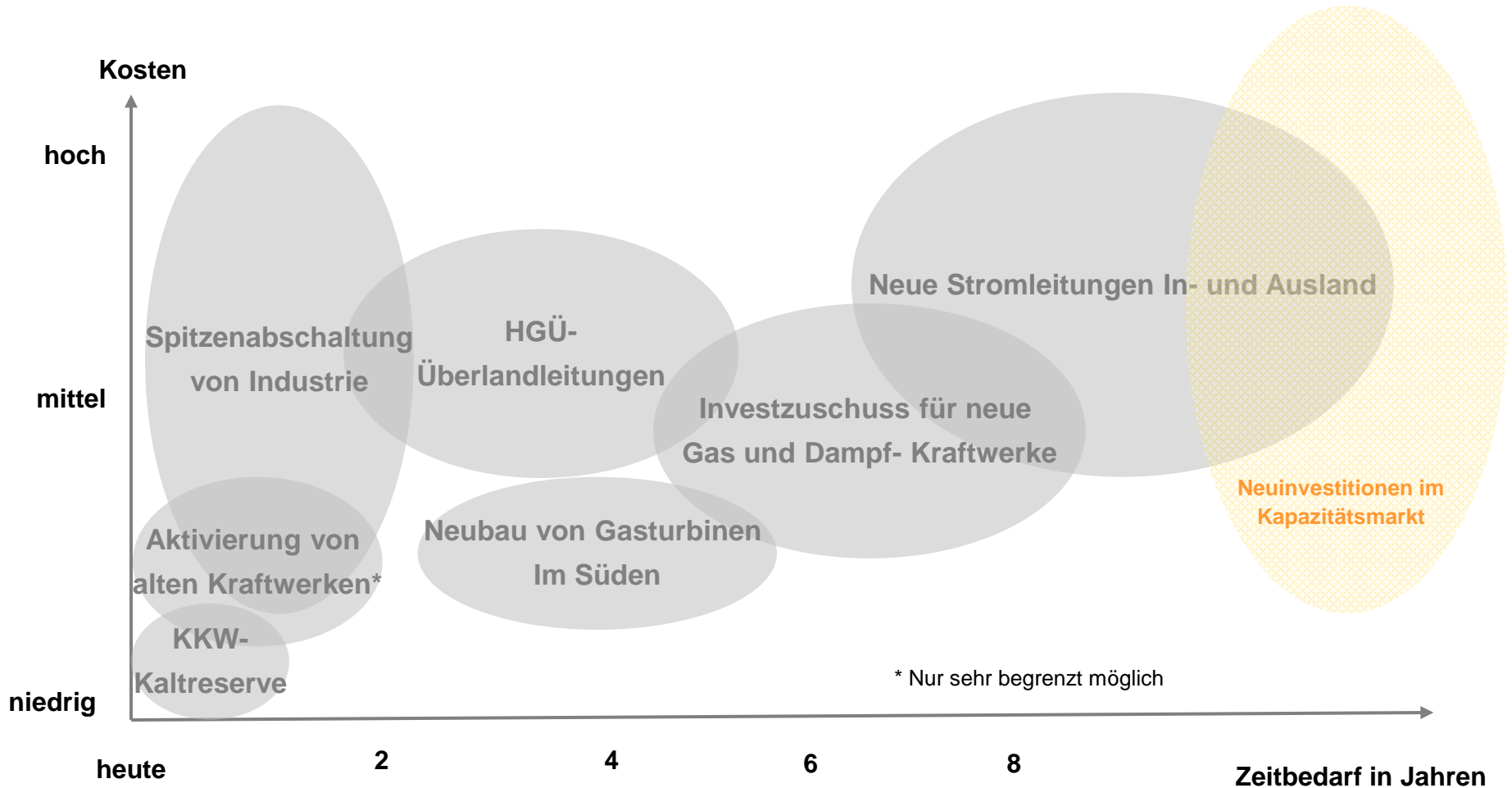


Wenn Kapazitäten knapp sind, muss der Strompreis die Vollkosten des Spitzenlastkraftwerks decken.

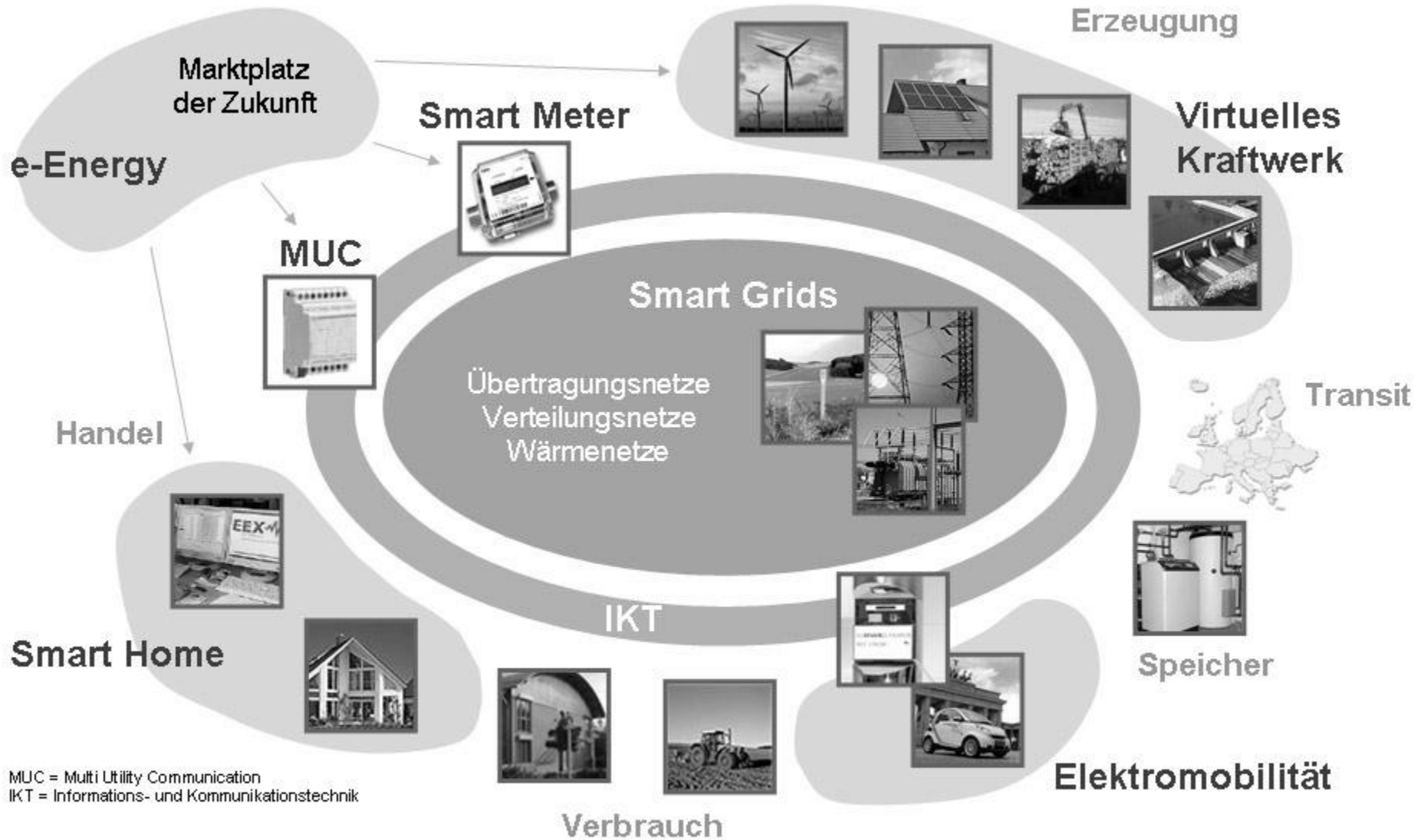
Sonst wird nicht investiert.

Die Kapazitätsprämie bietet mehr Berechenbarkeit für den Investor als die erratischen Preisspitzen im „energy only“ Markt.

Wie könnte ohne Kapazitätsmärkte Abhilfe geschaffen werden?



Zusätzliche Optionen



MUC = Multi Utility Communication
IKT = Informations- und Kommunikationstechnik

Quelle: RWE

Risiken von Kapazitätsmärkten

- **Kapazitätsmärkte sind gar nicht notwendig**
- **Eingriffe wirken zu spät**
- **Politische Manipulationen
(z. B. Energieträger, Anbieter)**
- **Kompatibel mit dem EU-Binnenmarkt?**

Verschiedene Kapazitätsmarktdesigns wurden schon in einigen Ländern der Erde erprobt



Kapazitätsmärkte wurden aus unterschiedlichen Gründen und mit anderen Voraussetzungen eingeführt

Beispiele

PJM (USA), Spanien

Kapazitätsmarkt soll Investitionsstaus auflösen, die frühere Preiskontrollen verschuldeten



Kolumbien

Kapazitätsmarkt soll die Abhängigkeit von der Wasserkraft mindern.



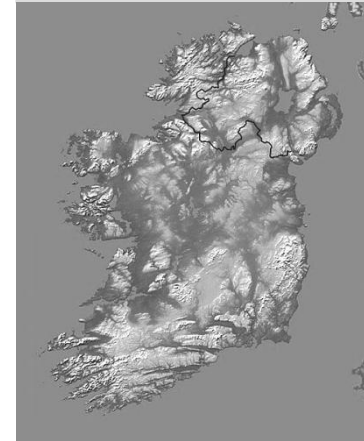
Schweden, Finnland:

Kaltreserve soll Verbrauchsspitzen im Winter glätten.



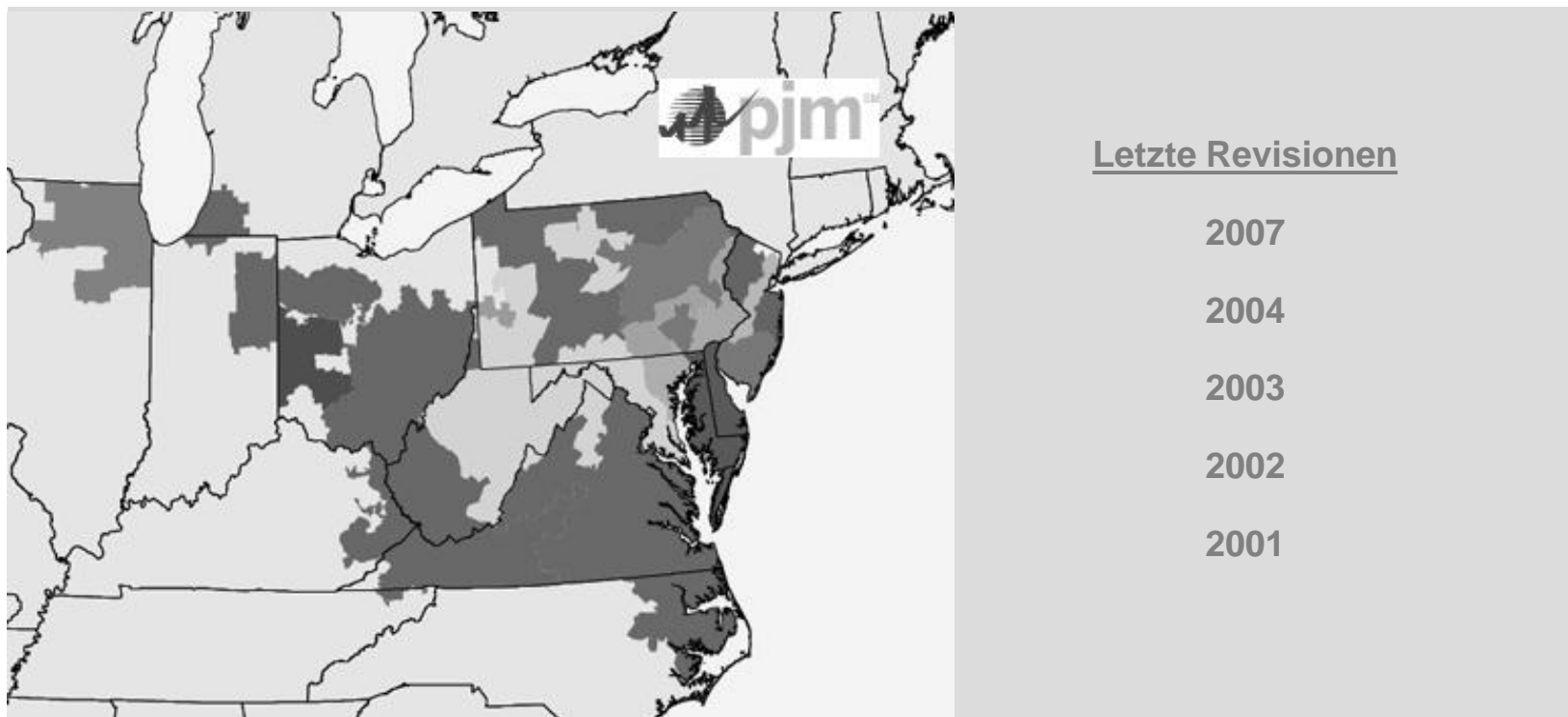
Irland:

Kapazitätsmarkt soll Nachteile der Insellage ausgleichen.



In der Praxis wird dauernd an den Kapazitätsmechanismen laboriert. Für Investoren bedeutet das dauernde Unsicherheit

Beispiel PJM in den USA



Marktdesignkontinuum:

