

Beitrag zur volkswirtschaftlichen Theorie der Elektrizitätswirtschaft

Heinz Stigler, Udo Bachhiesl, Robert Gaugl
Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation/TU Graz

15.02.2018

Energie Zentrum Graz



INHALT

Marktordnungsbestimmende Besonderheiten der
Elektrizitätswirtschaft

Neoklassische Theorie und Angebotsfunktion

Marginal Costs, Long-run-marginal-costs, incremental costs

Nutzen der „incremental costs“ der Strombörsen

Verursacherprinzip: Peak-load-pricing, „Kapazitäts“-Märkte
und „Energy-Only-Märkte“

verursachergerechte Bildung von Verbrauchergruppen

Ermittlung der Kosten des Elektrizitätssystems

Aufbauorganisation des Elektrizitätsmarktes

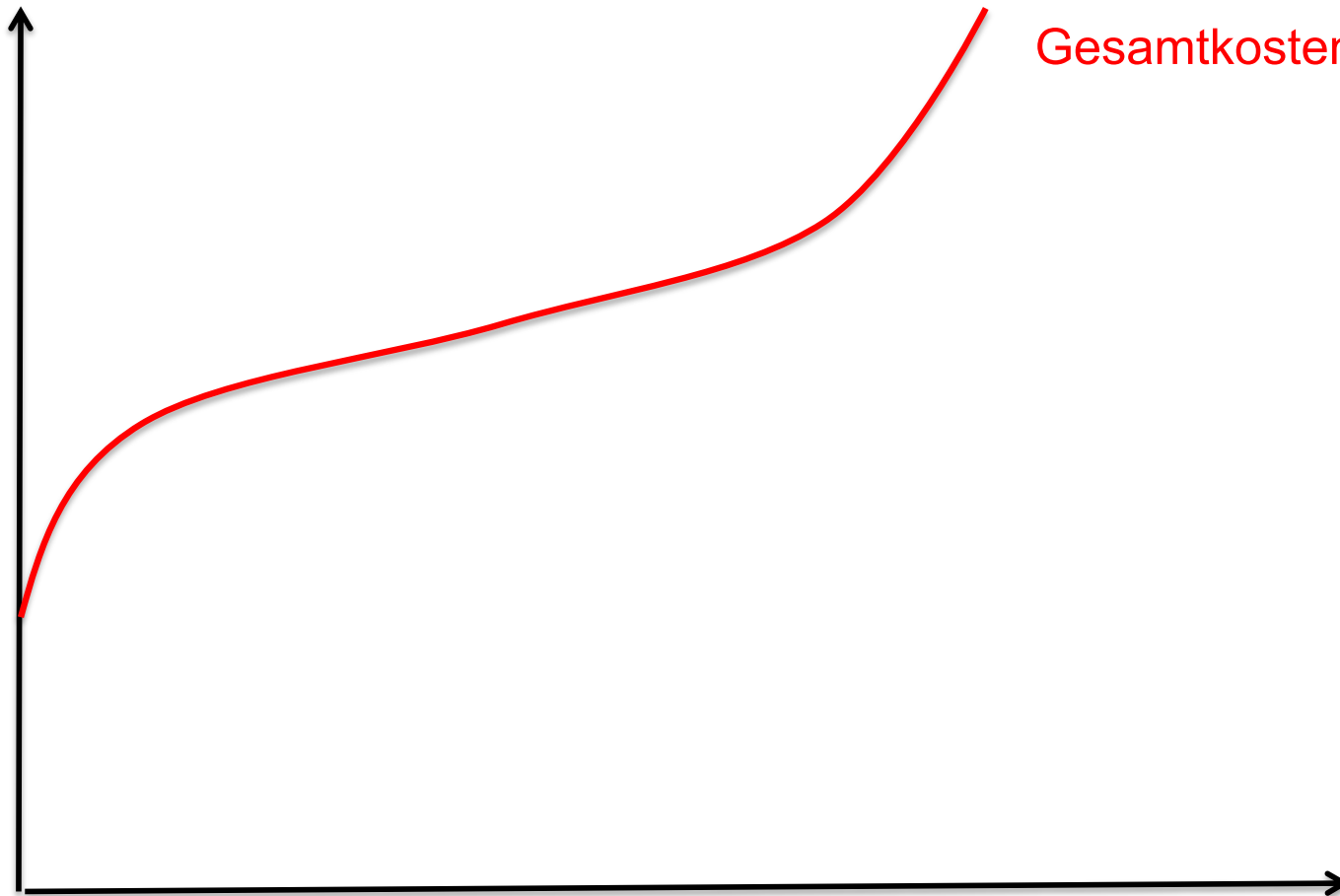
Marktordnungsbestimmende Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft

- hohe Anlagenlebensdauern und lange Vorlaufzeiten; „sunk costs“
- Hohe Kapitalintensität; bes. bei Erneuerbarem Strom
 - volkswirtschaftliche Grenzkosten („long run marginal costs“, LRMC)
 - „incremental costs“
- Nicht-Speicherbarkeit von Strom
- Netzgebundenheit
- Leitungsgebundenheit
- dargebotsabhängig, bedarfsgerecht
- „gesamtsystemgebunden“

Mikroökonomie – Kostenfunktionen



Gesamt-
Kosten



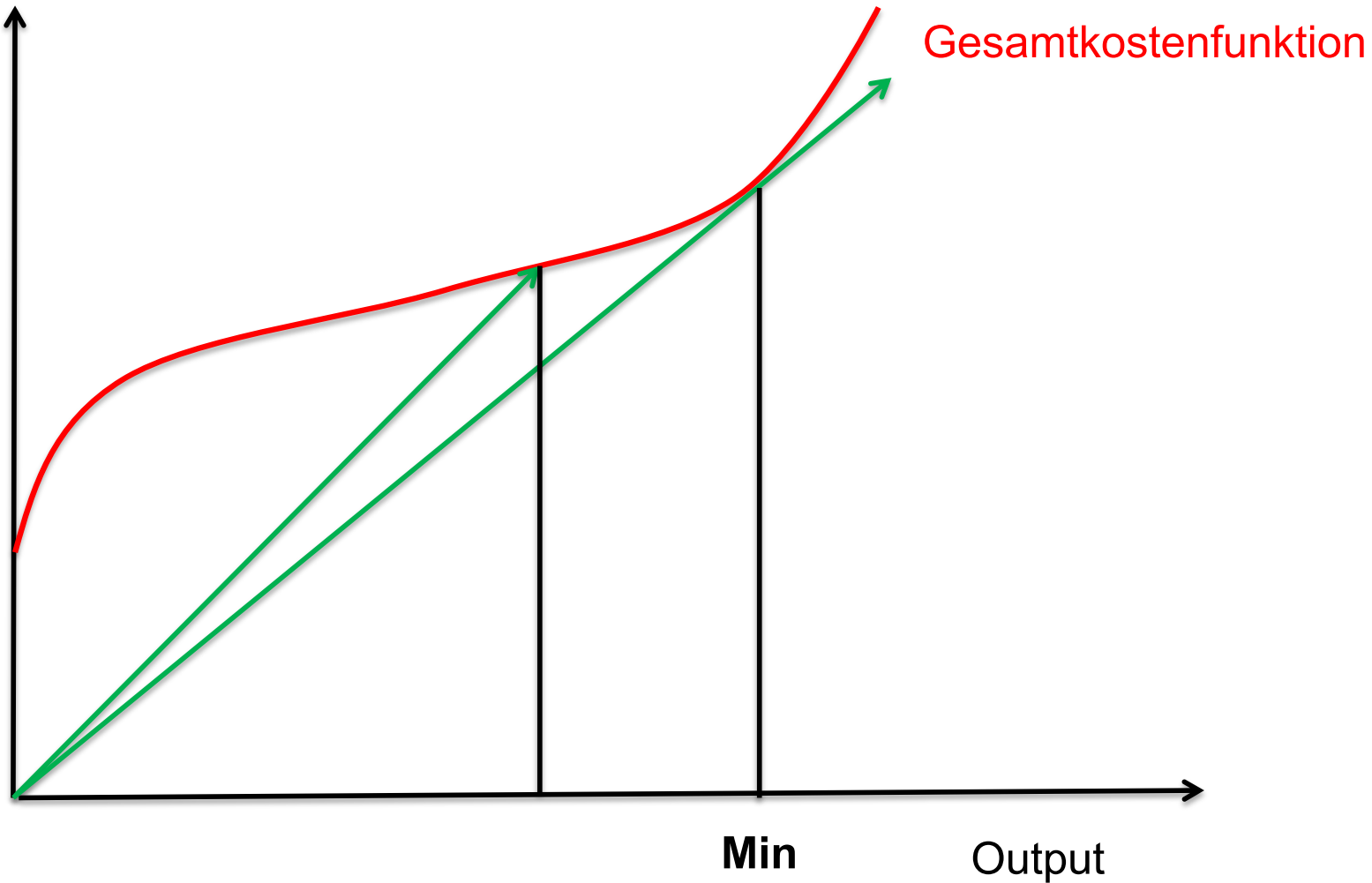
Gesamtkostenfunktion

Output

Kostenfunktion (DURCHSCHNITTSKOSTEN = AC)



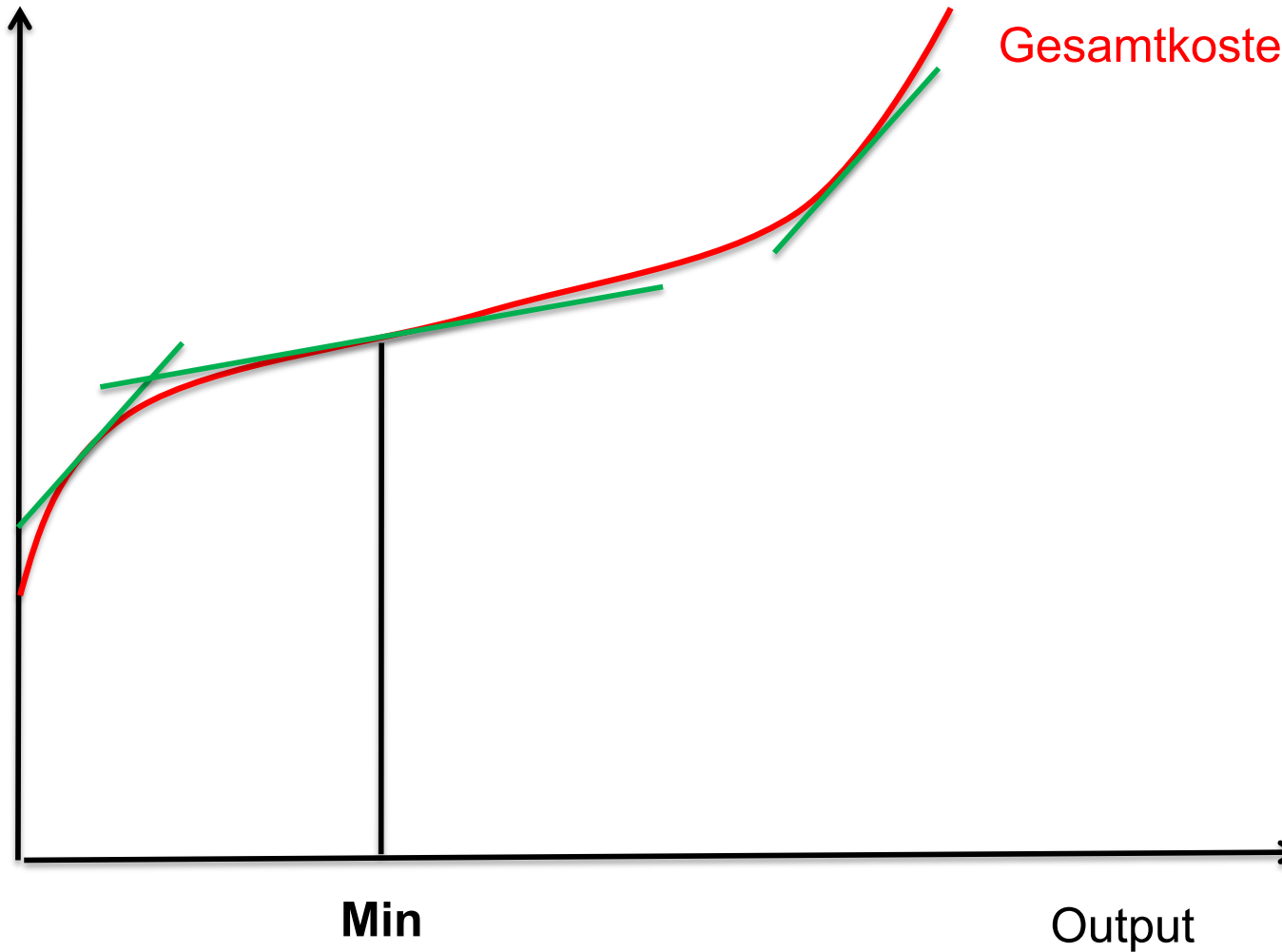
Gesamt-
Kosten



Kostenfunktion (Grenzkosten = Marginal Costs = MC = LRMC)



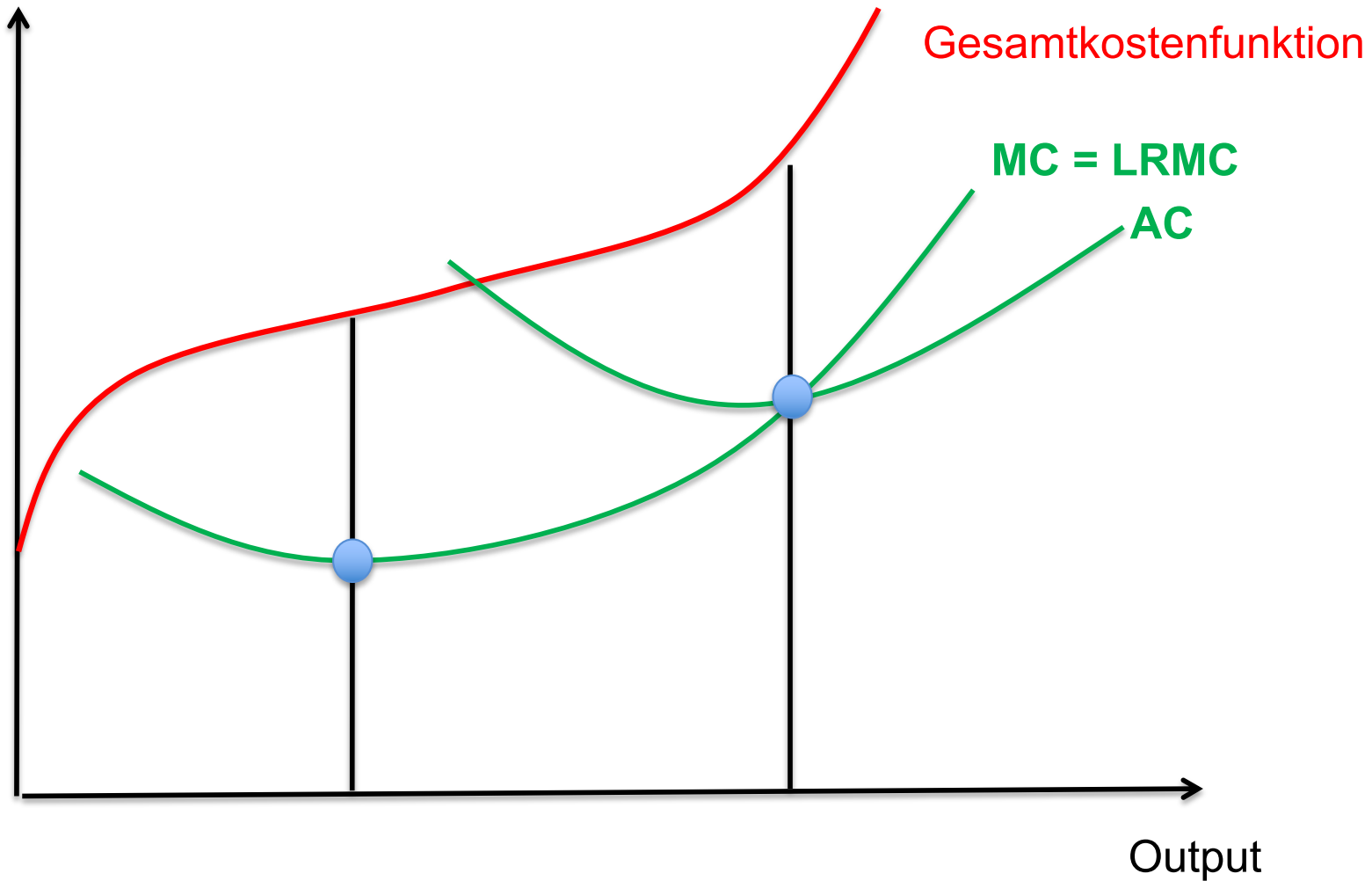
Gesamt-
Kosten



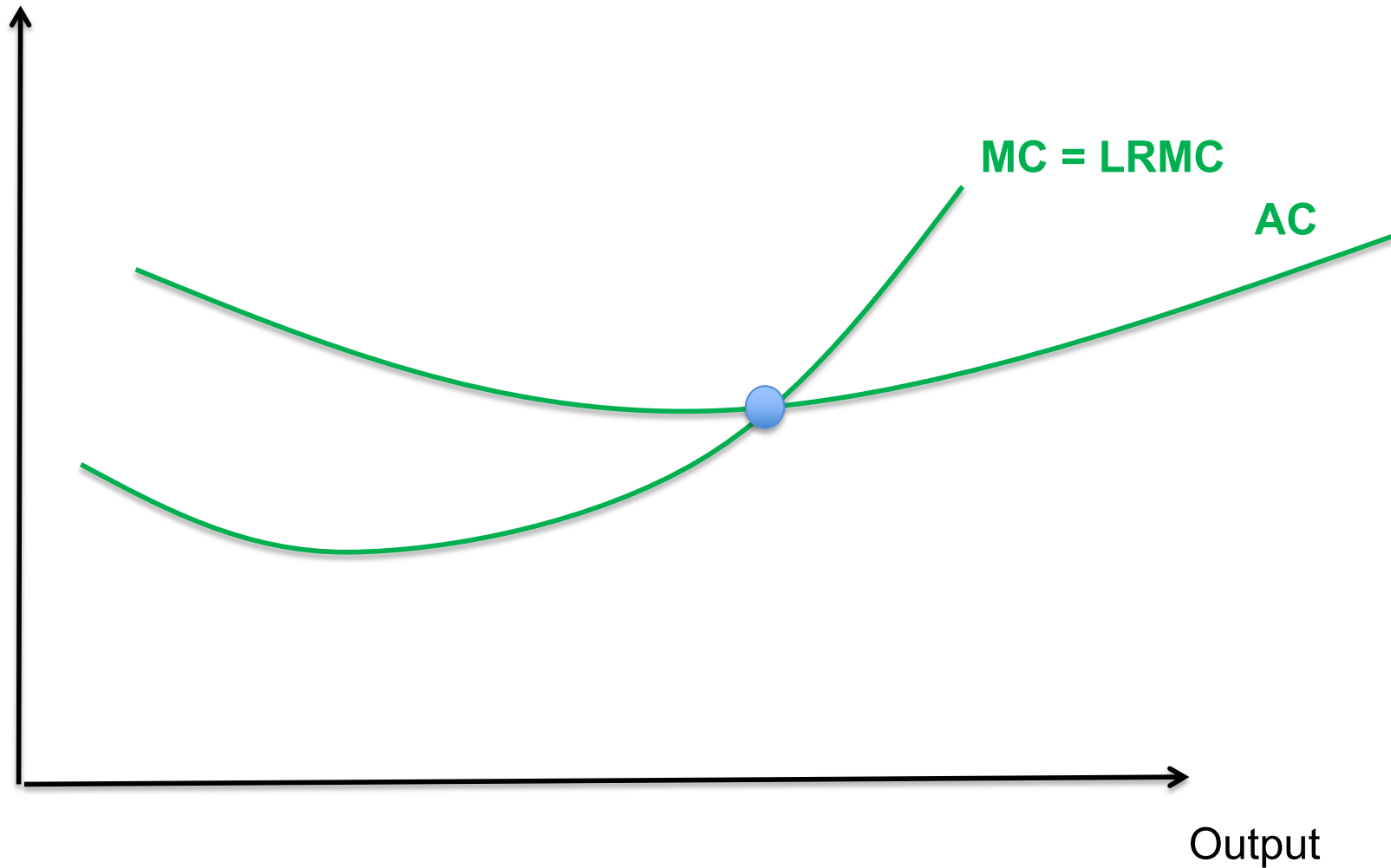
Kostenfunktion (Grenzkosten $MC = LRMC$, Average-COST)



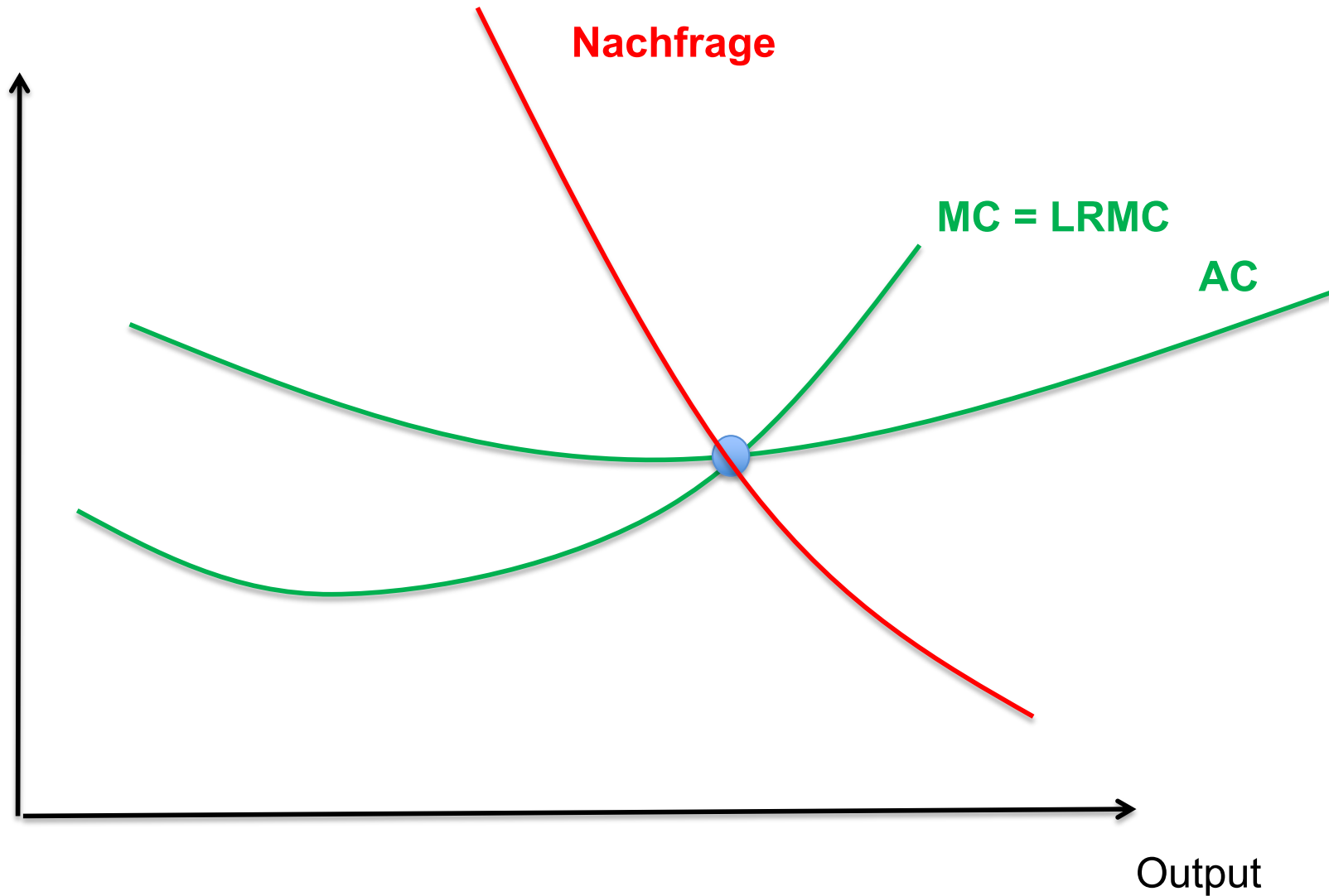
Gesamt-
Kosten



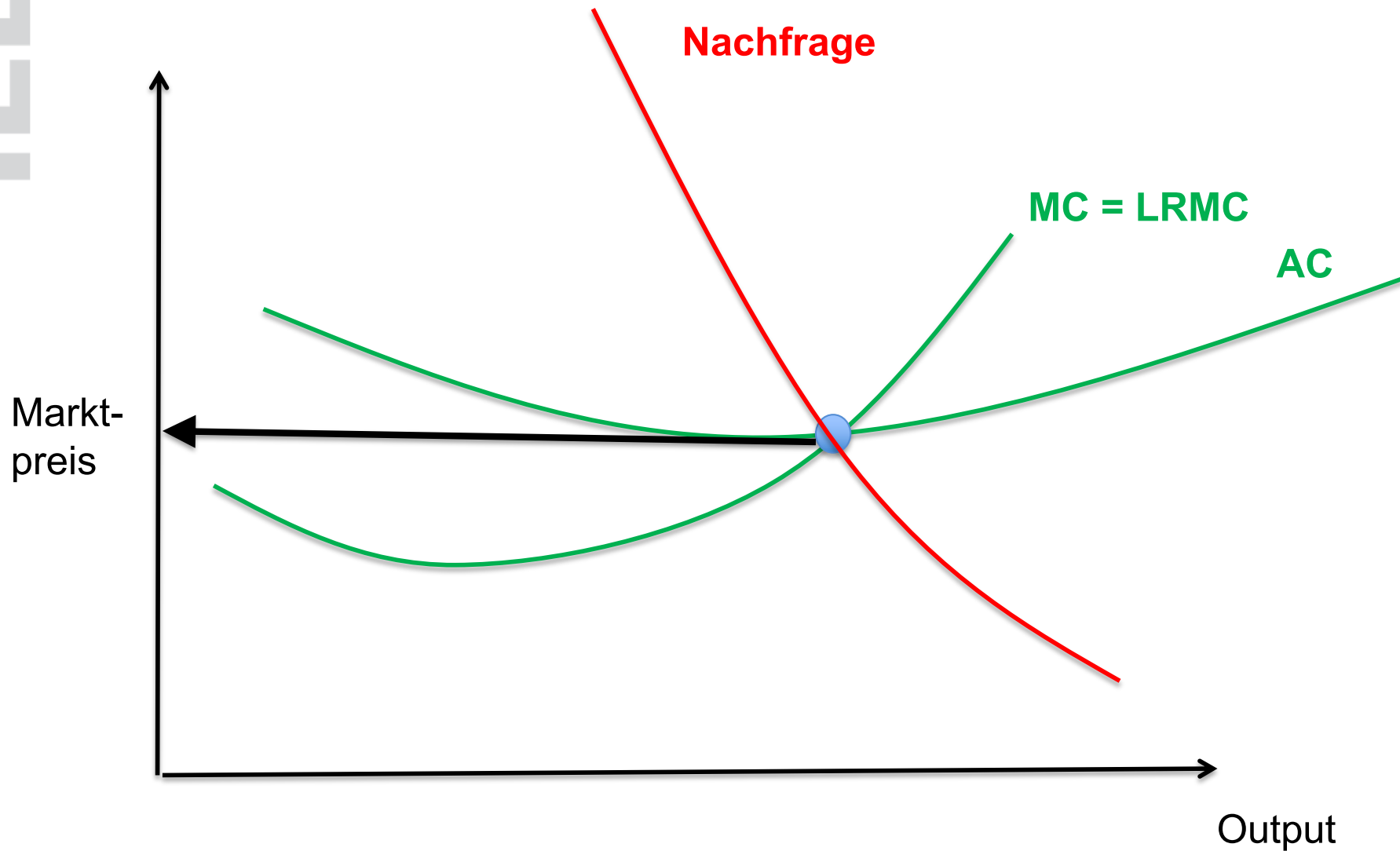
Markt-Gleichgewicht bei vollkommenem Wettbewerb



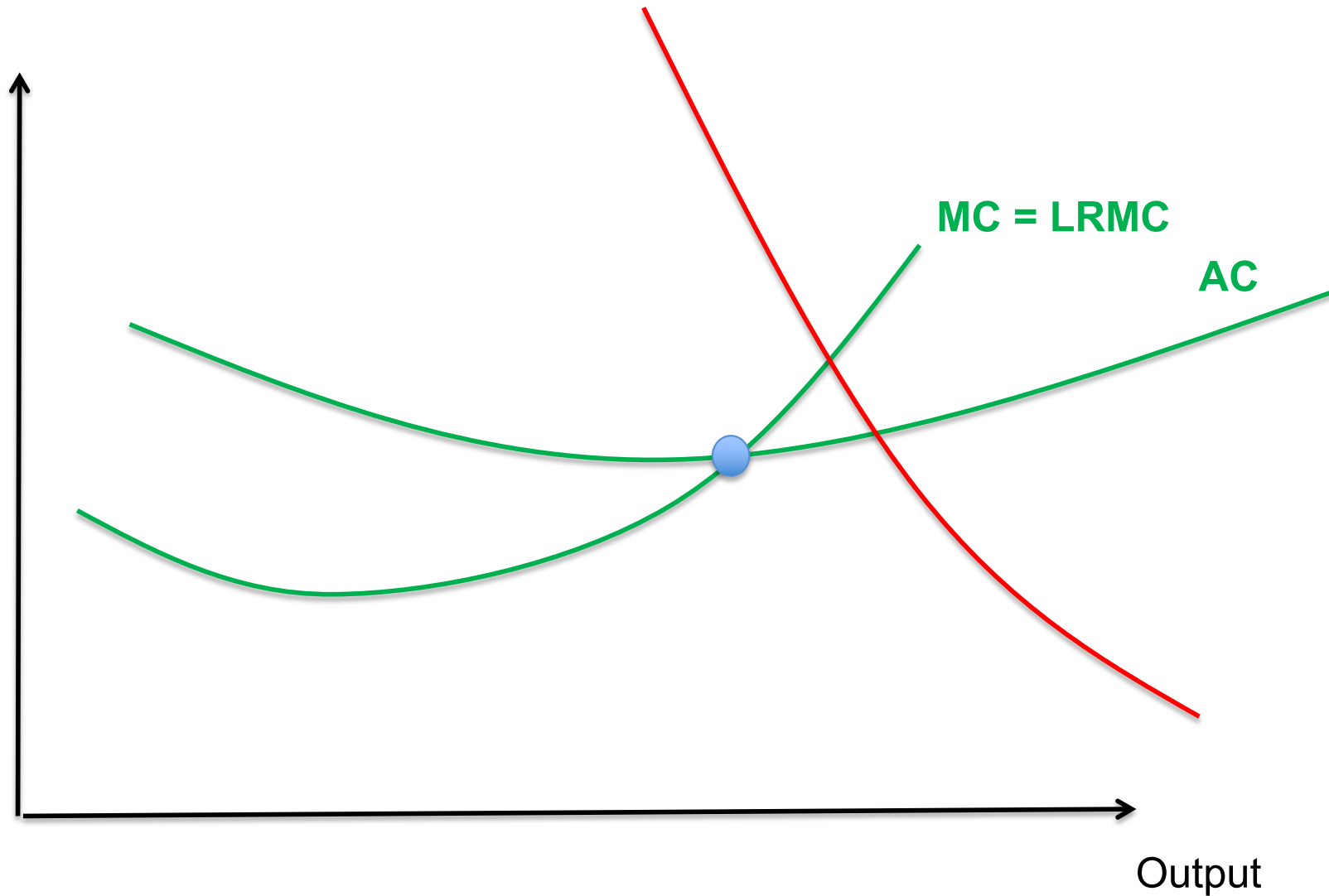
Markt-Gleichgewicht bei vollkommenem Wettbewerb



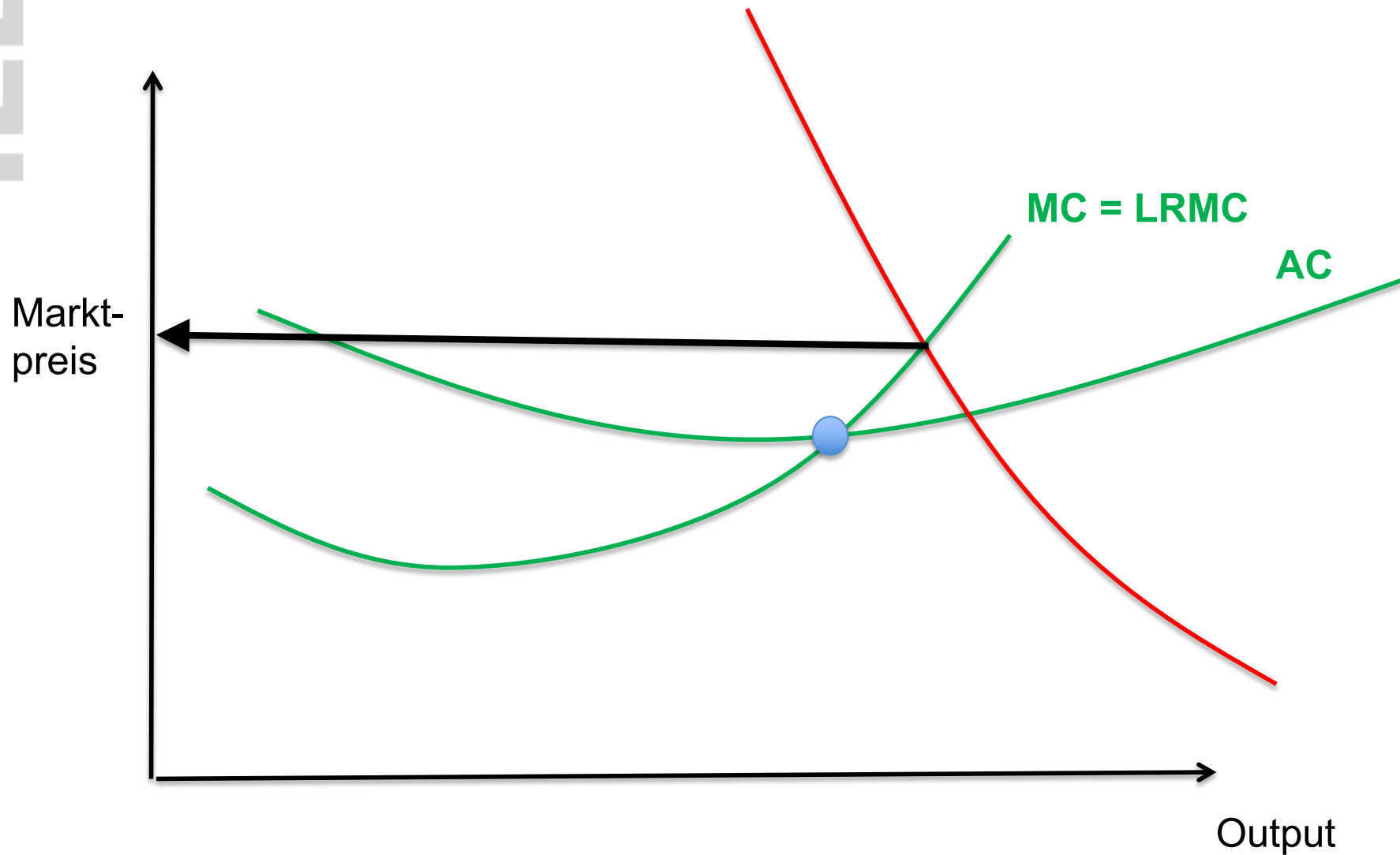
Markt-Gleichgewicht bei vollkommenem Wettbewerb



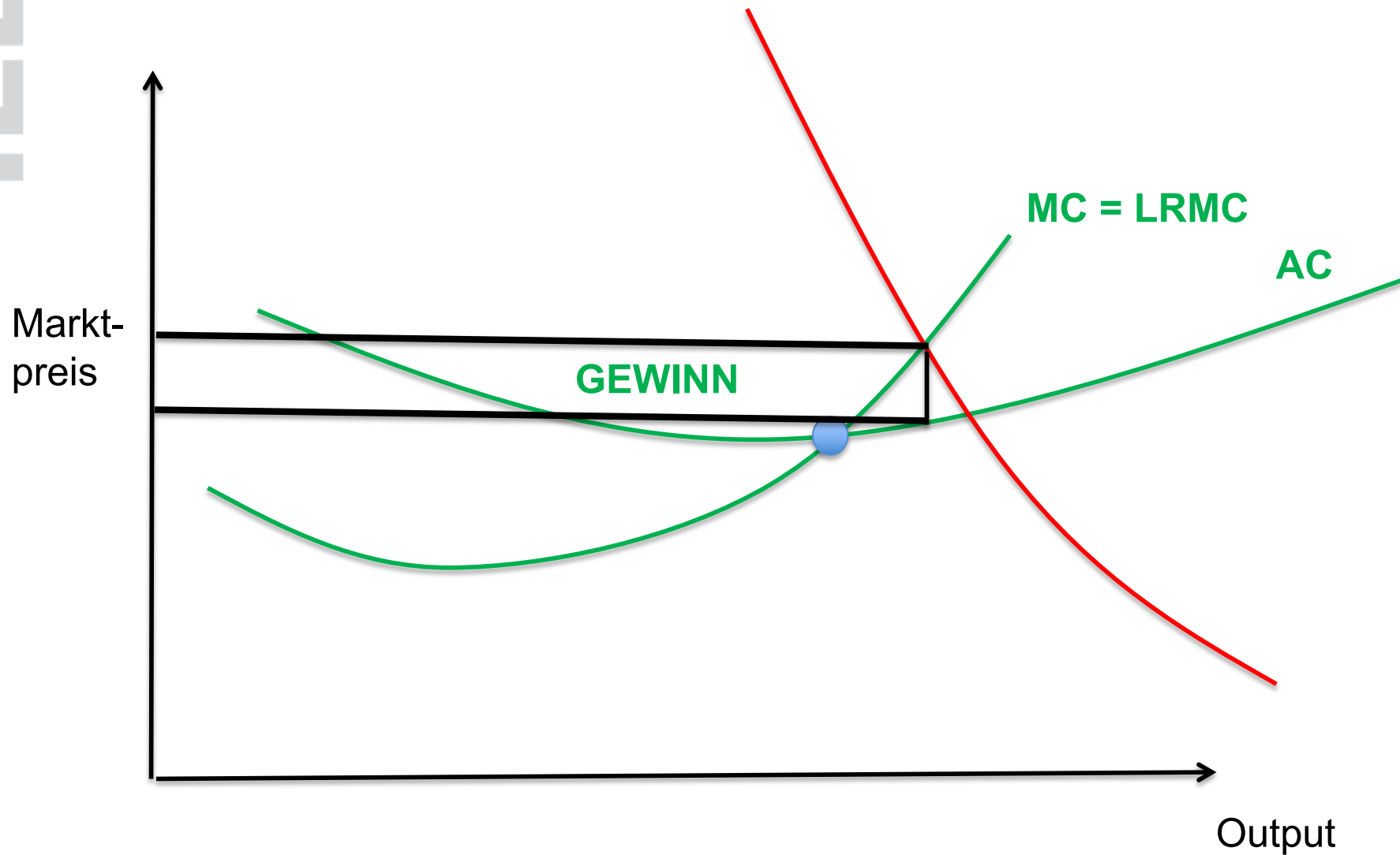
Markt-Gleichgewicht bei vollkommenem Wettbewerb



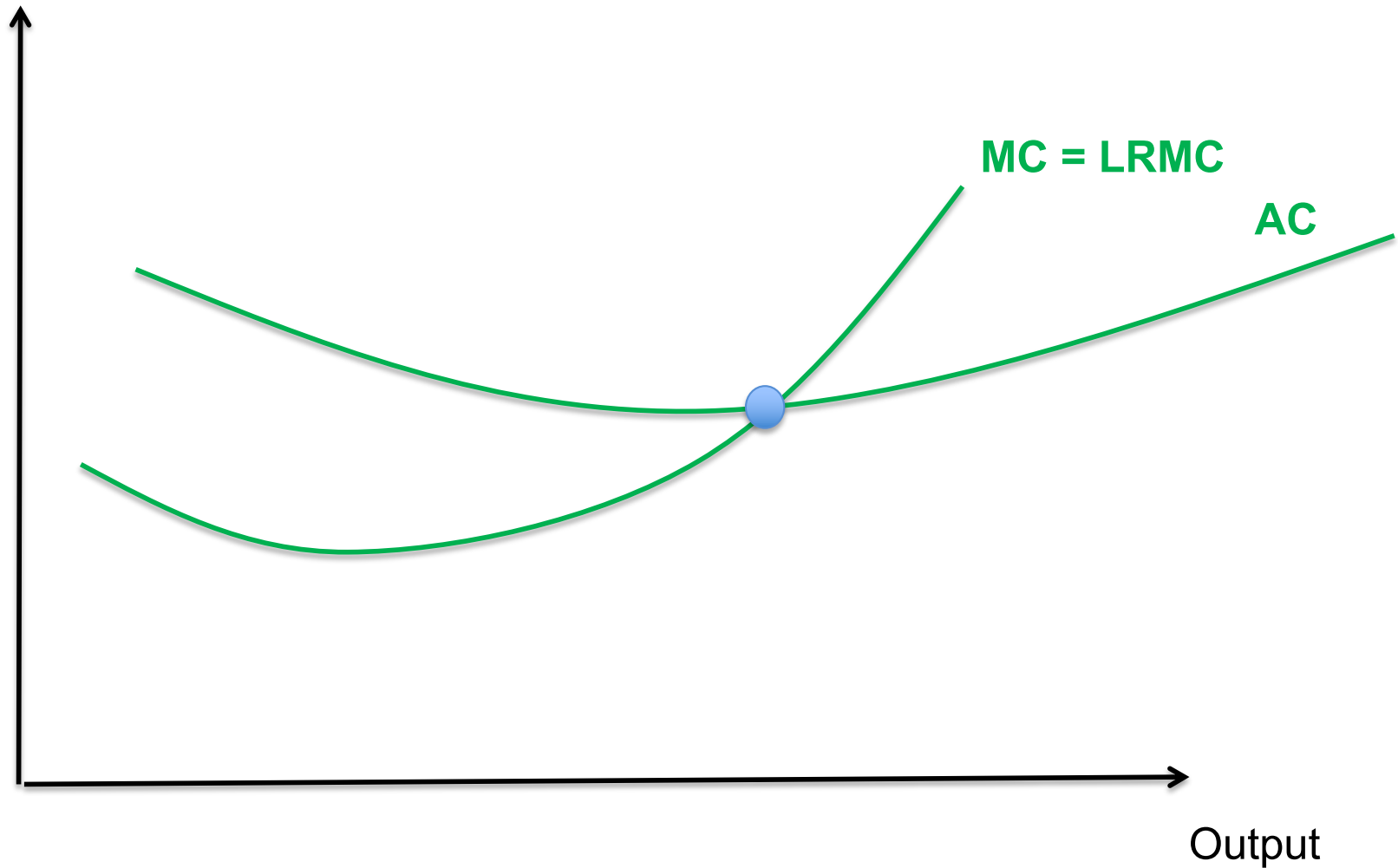
Markt-Gleichgewicht bei vollkommenem Wettbewerb



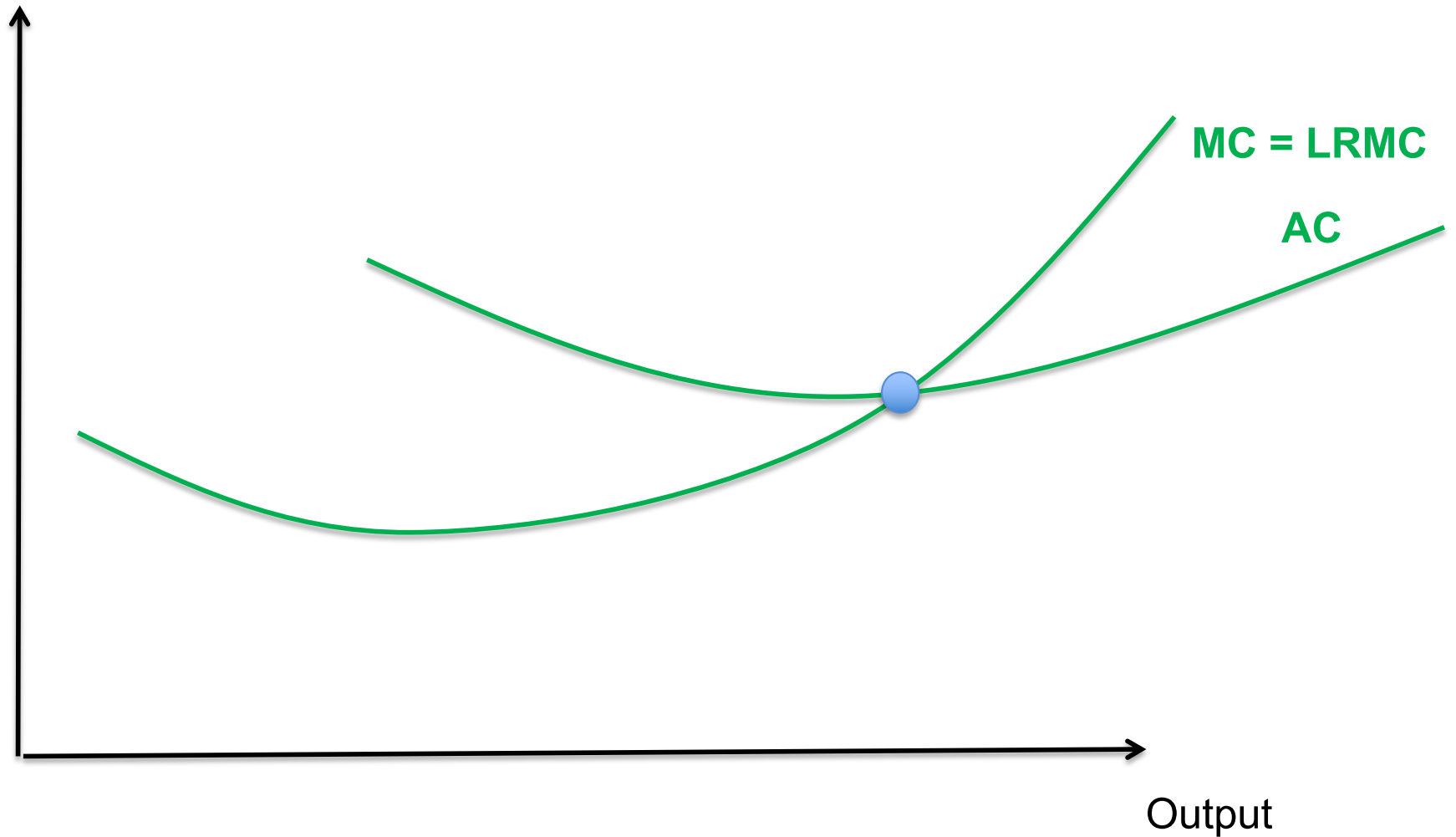
Markt-Gleichgewicht bei vollkommenem Wettbewerb



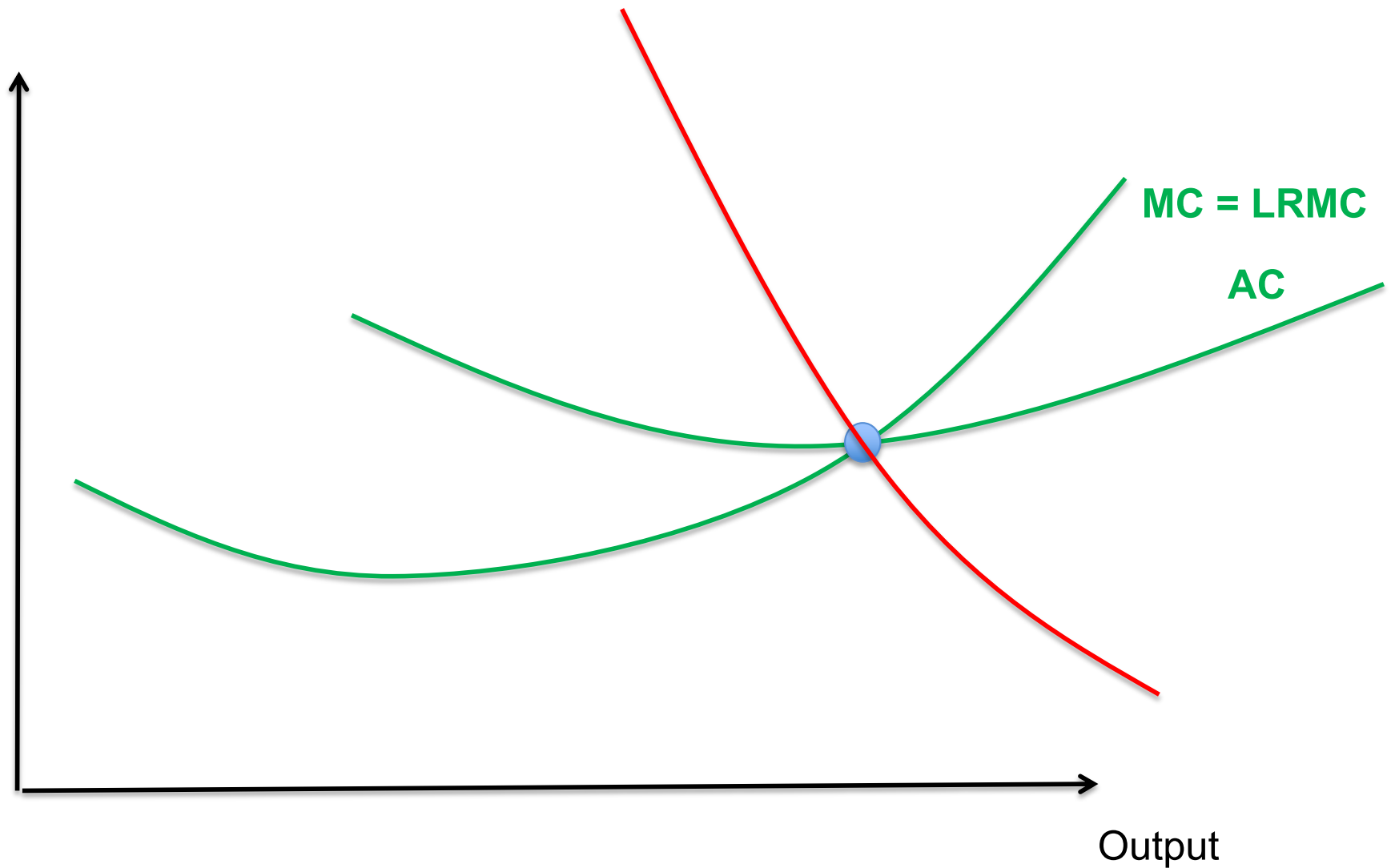
Markt-Gleichgewicht bei vollkommenem Wettbewerb



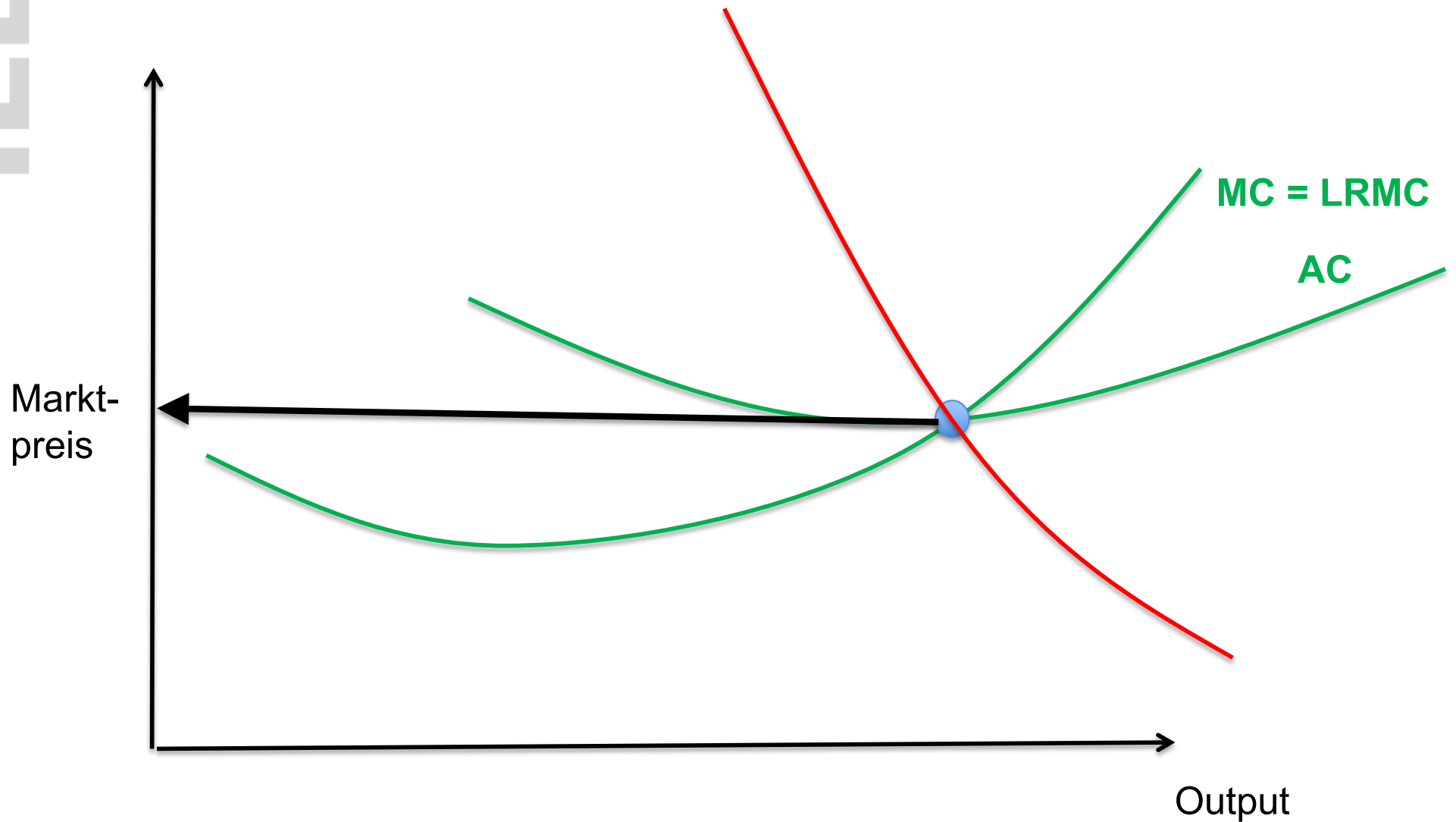
Markt-Gleichgewicht bei vollkommenem Wettbewerb



Markt-Gleichgewicht bei vollkommenem Wettbewerb



Markt-Gleichgewicht bei vollkommenem Wettbewerb



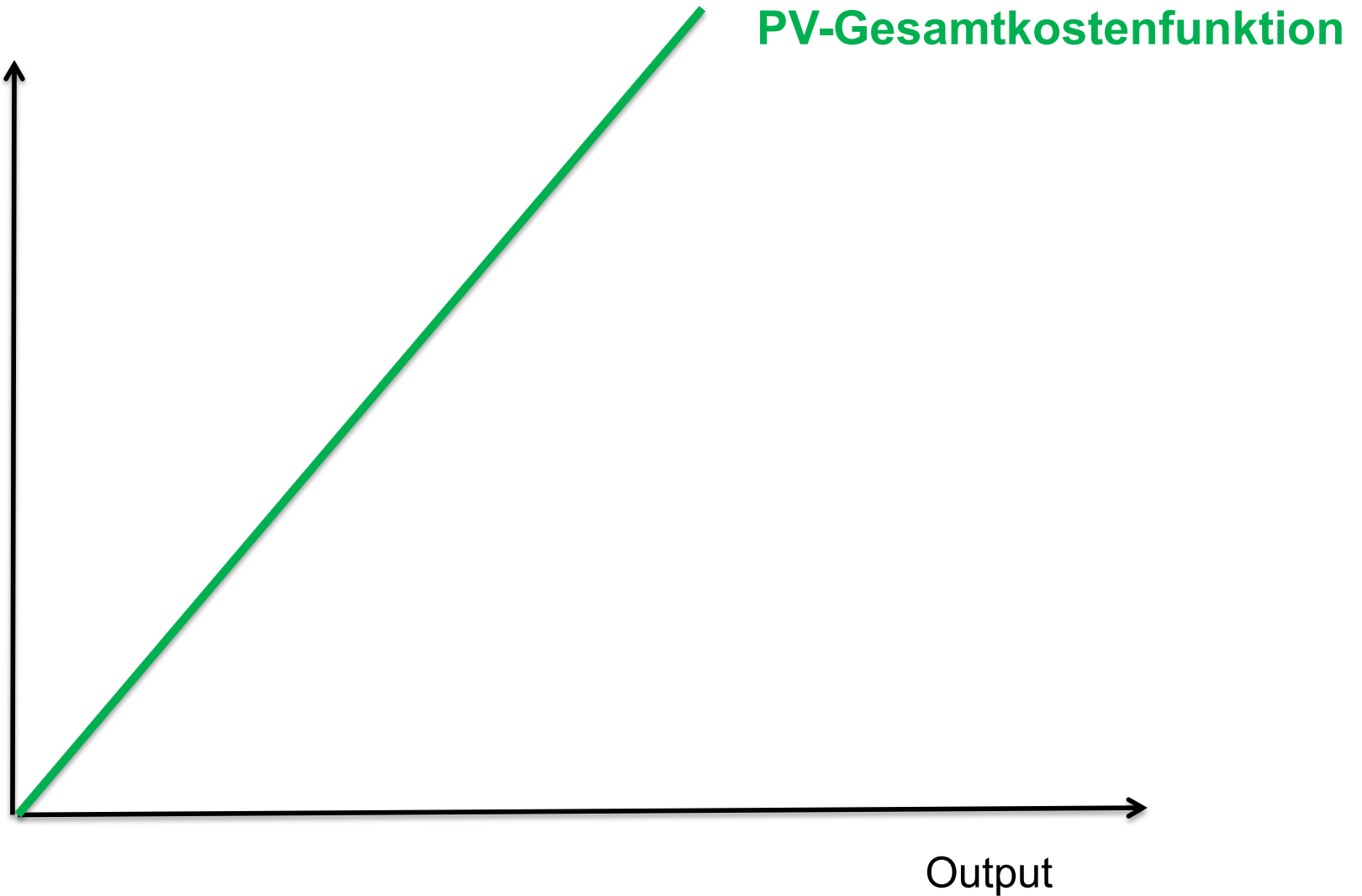
Ermittlung der „long run marginal costs“

- Neue Stromerzeugungstechniken (Wind, PV ...)
- bedarfsgerechte Erzeugung (Bestand, Zubau)
- dargebotsabhängige Erzeugung und Speicherbedarf
- erforderlicher Netzausbau für neue Erzeugung
- Bestand der klassischen Kraftwerke
 - Neoklassik hat keine Zeitdimension
 - „Curriculum vitae“ von klassischen Kraftwerken
 - „historisches Anschaffungswertprinzip“ in der Bilanz
- Was sind LRMC tatsächlich?
 - €/MWh; € je Jahr/MWh ?
 - Berücksichtigung der Lebensgeschichte der Anlagen
- Ermittlung der LRMC mit Gesamtsystem-Modell ATLANTIS
- Wer verursacht wie viel LRMC ? (Verursacherprinzip)

Kostenfunktion von PV-Strom



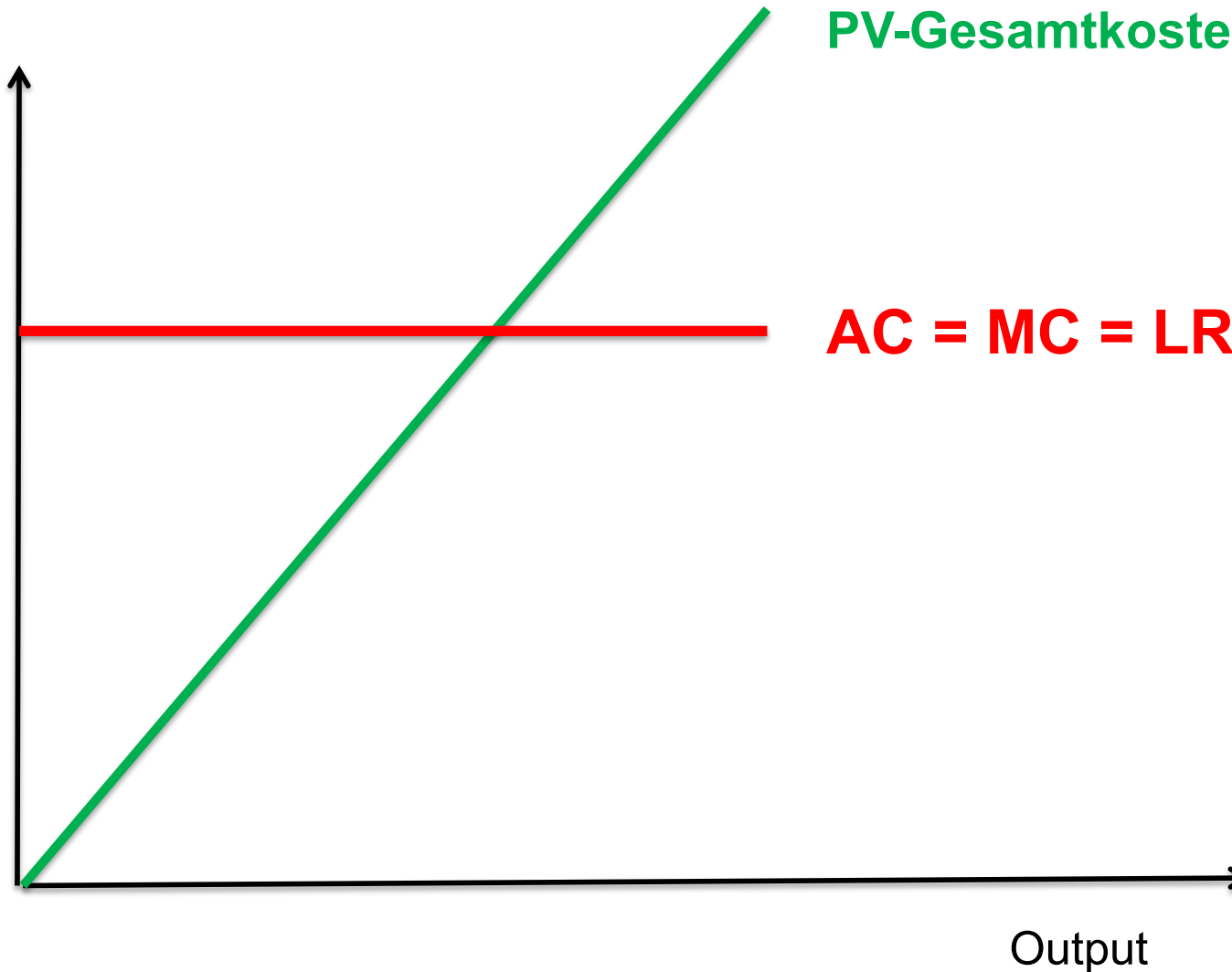
Gesamt-
Kosten



Kostenfunktion von PV-Strom



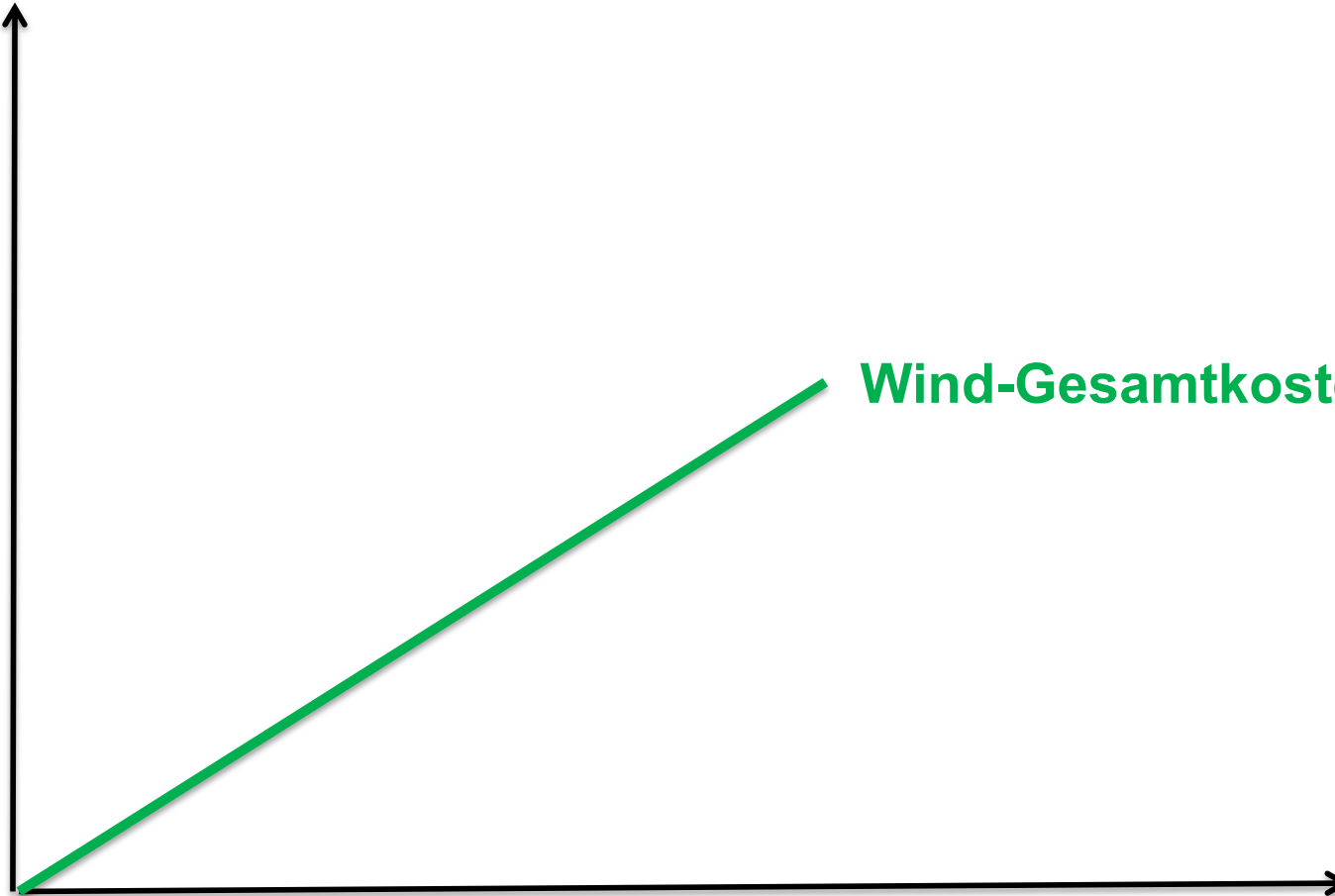
Gesamt-
Kosten



Kostenfunktion von Wind-Strom



Gesamt-
Kosten



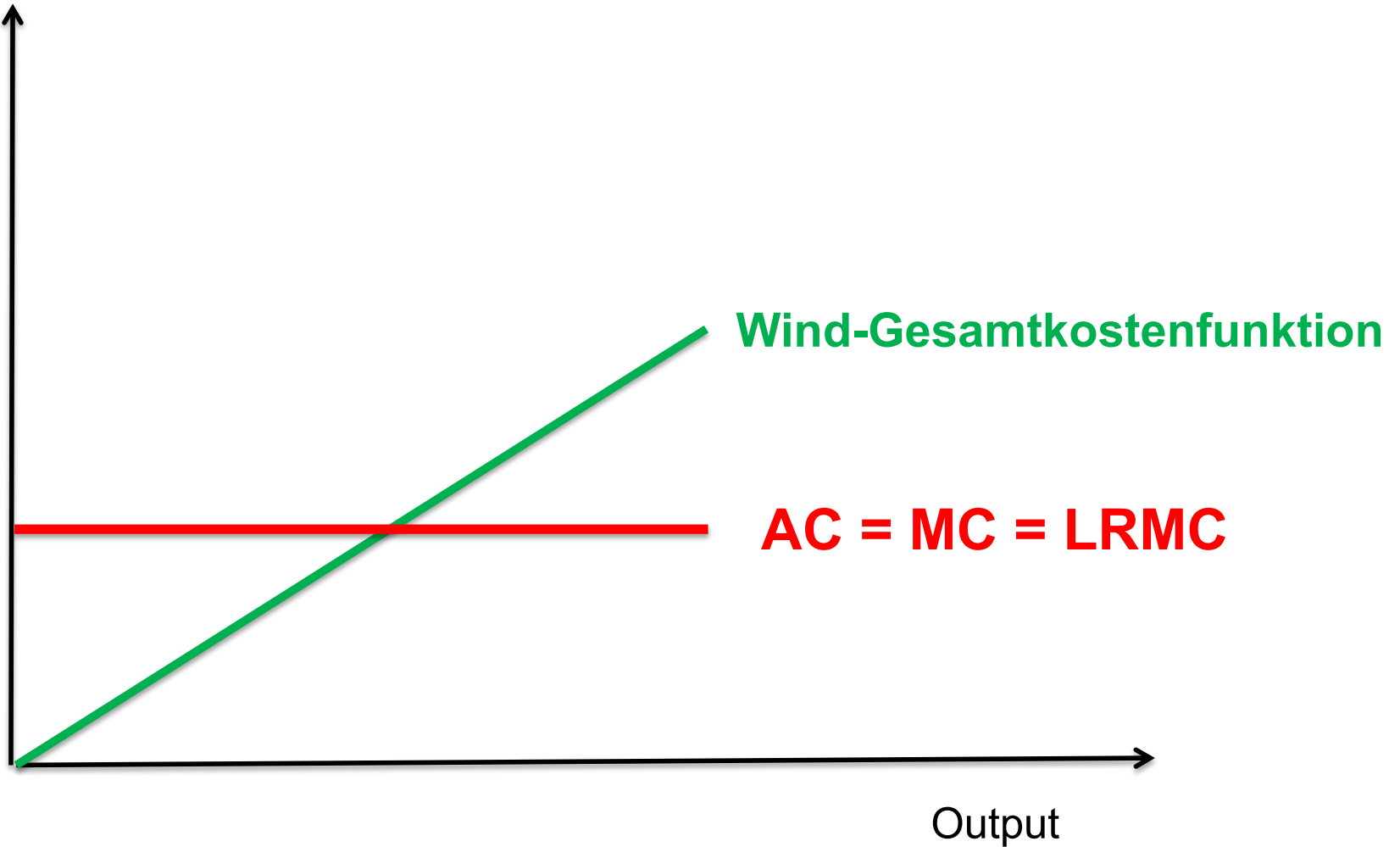
Wind-Gesamtkostenfunktion

Output



Kostenfunktion von Wind-Strom

Gesamt-
Kosten



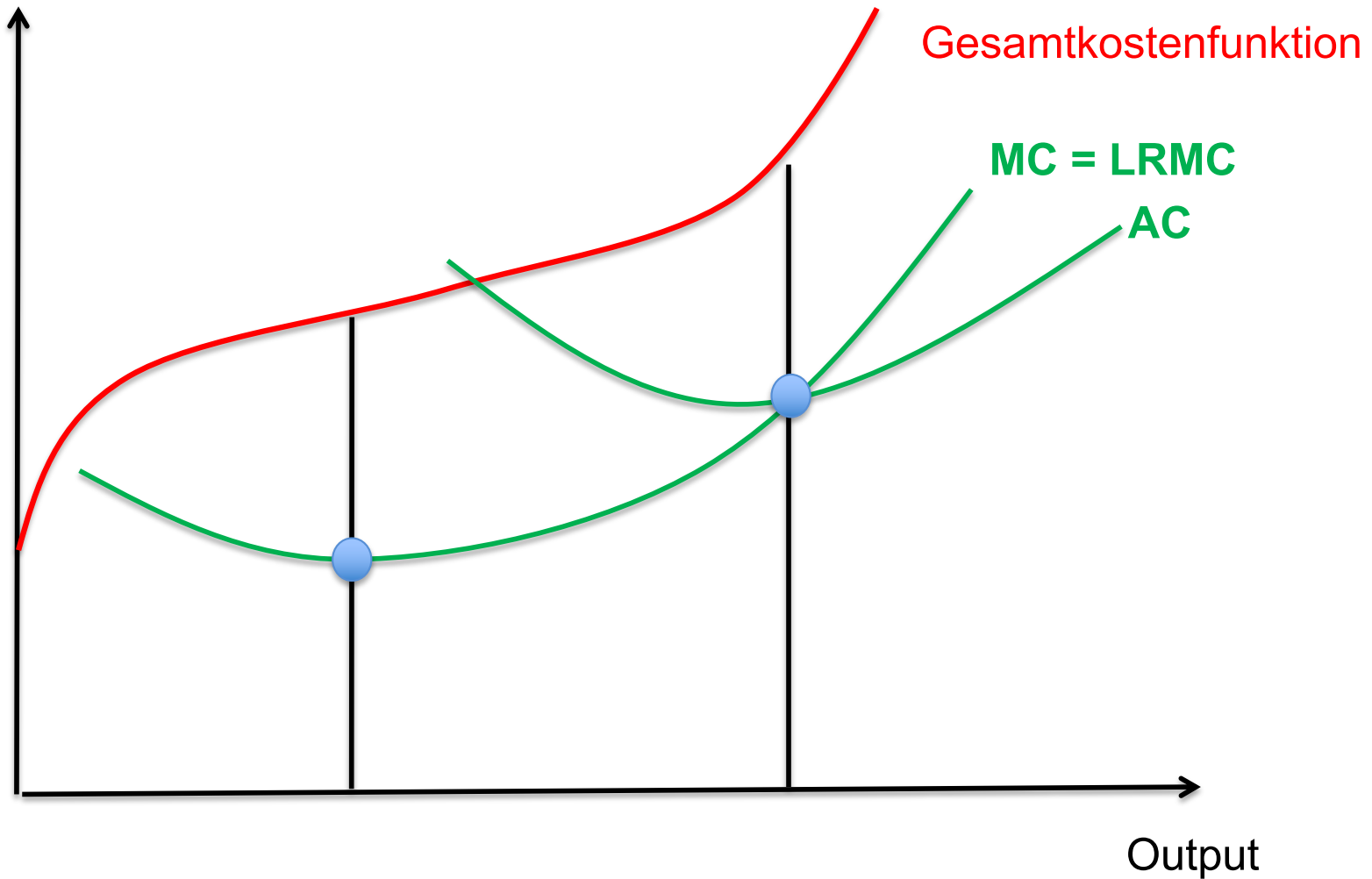
Mühlgang neben der Mur

- 11 m³/s
- nur Fixkosten (Mühlgang und Kraftwerke)
- Stromverkauf durch Summe des Leistungsbezug der Kunden bestimmt
- keine variablen „incremental costs“
- Tarifraum
- GL, GK

Kostenfunktionen: incremental costs



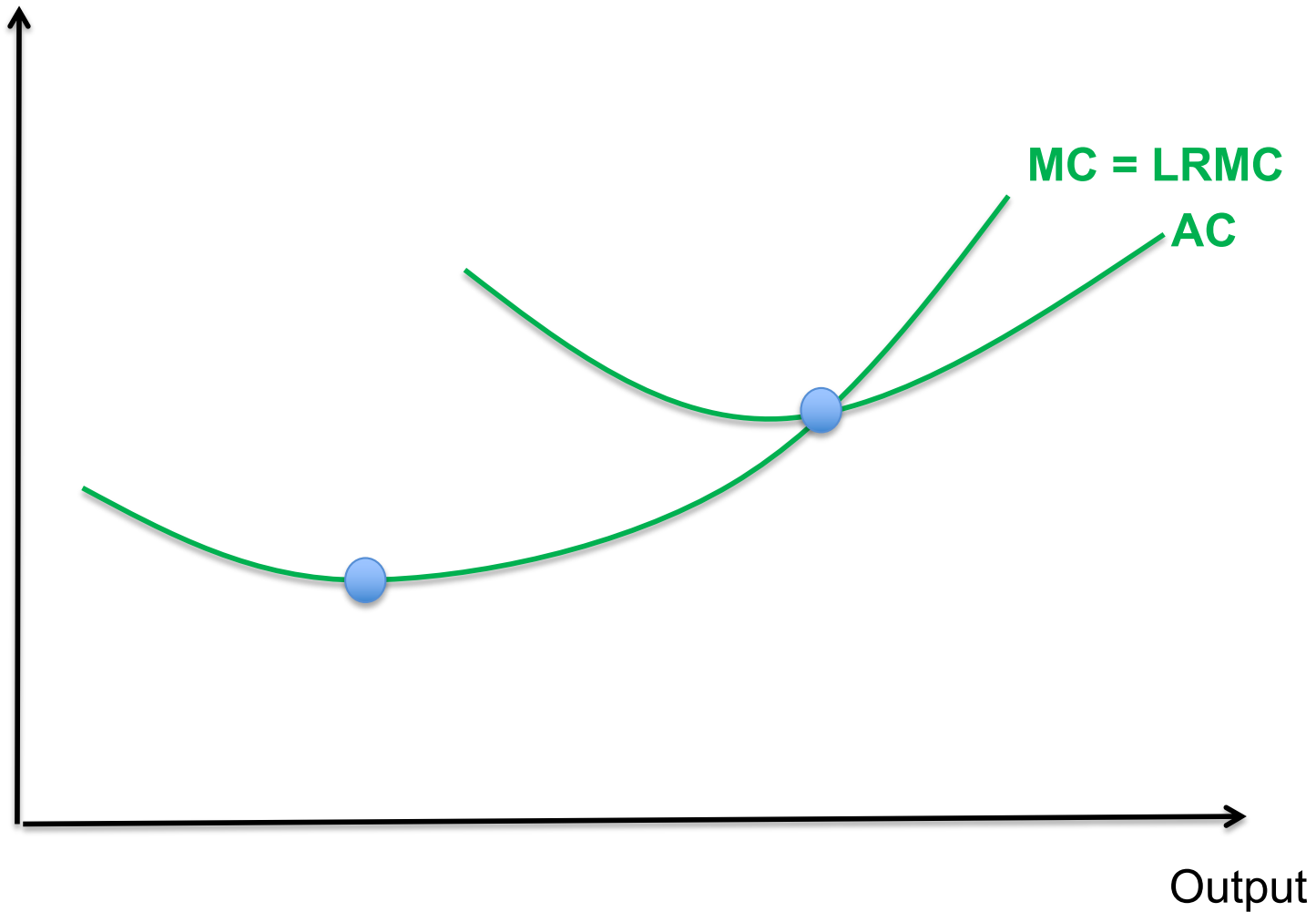
Gesamt-
Kosten



Kostenfunktionen: incremental costs



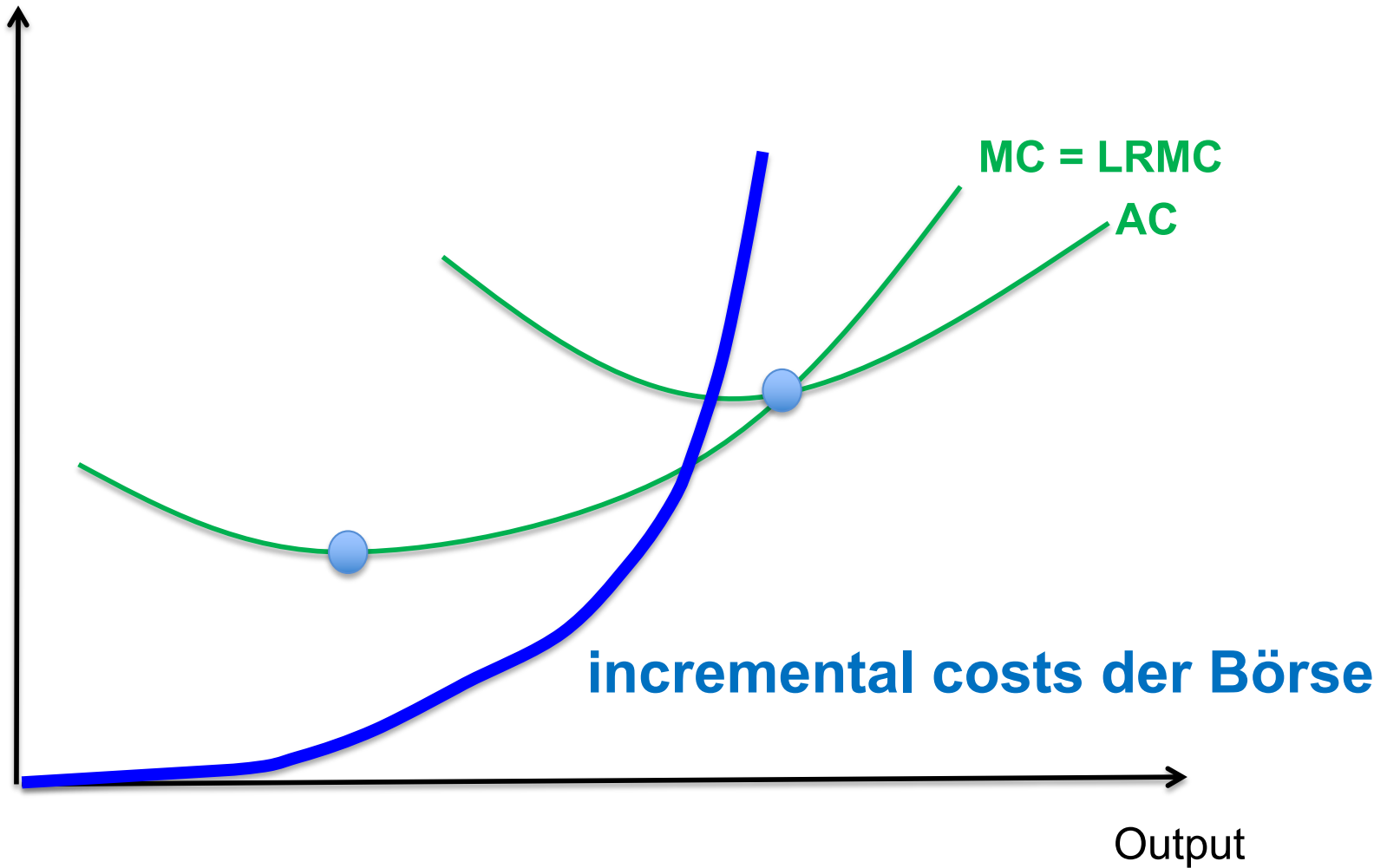
Gesamt-
Kosten



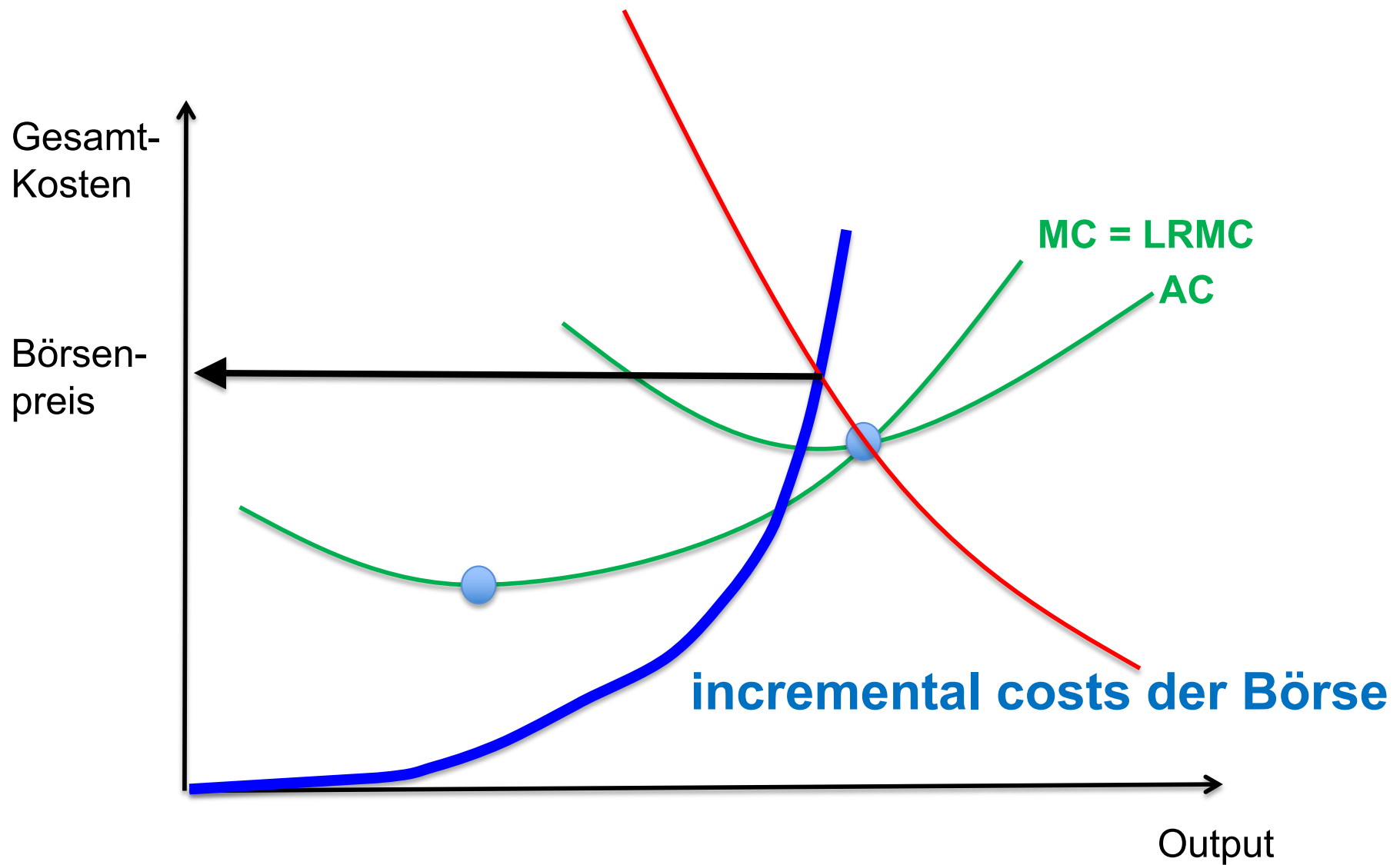
Kostenfunktionen: incremental costs



Gesamt-
Kosten



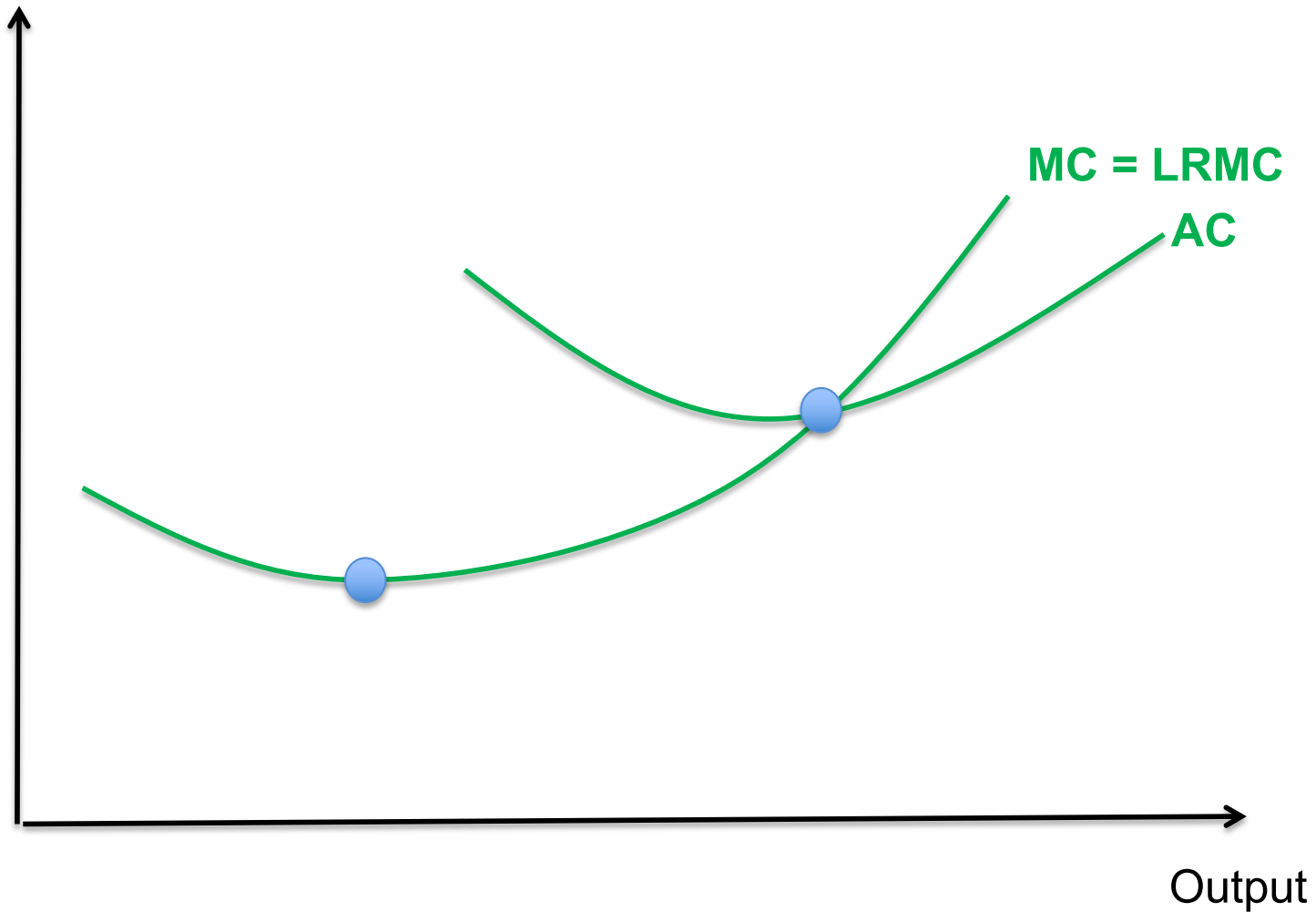
Kostenfunktionen: incremental costs



Kostenfunktionen: incremental costs



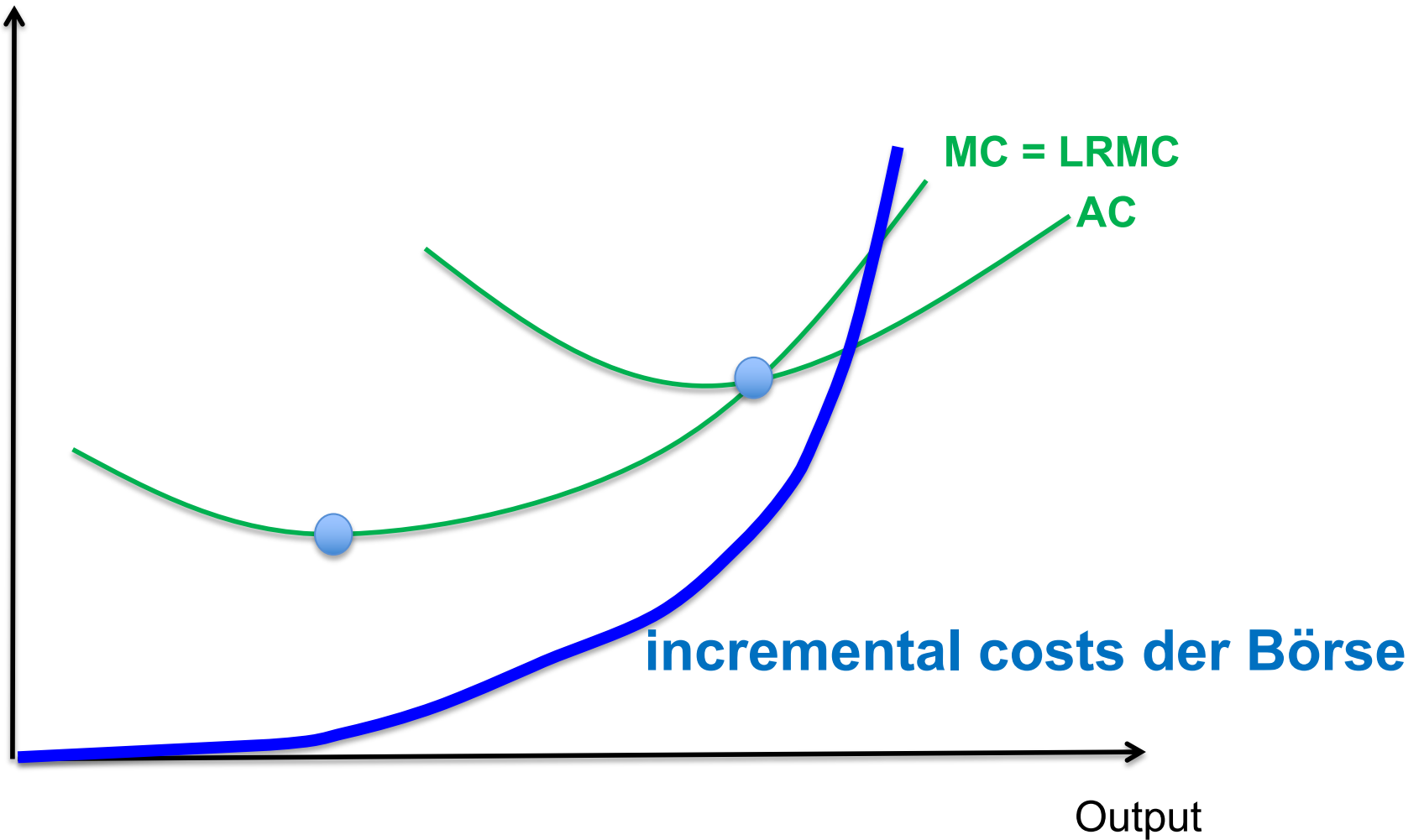
Gesamt-
Kosten



Kostenfunktionen: incremental costs



Gesamt-
Kosten

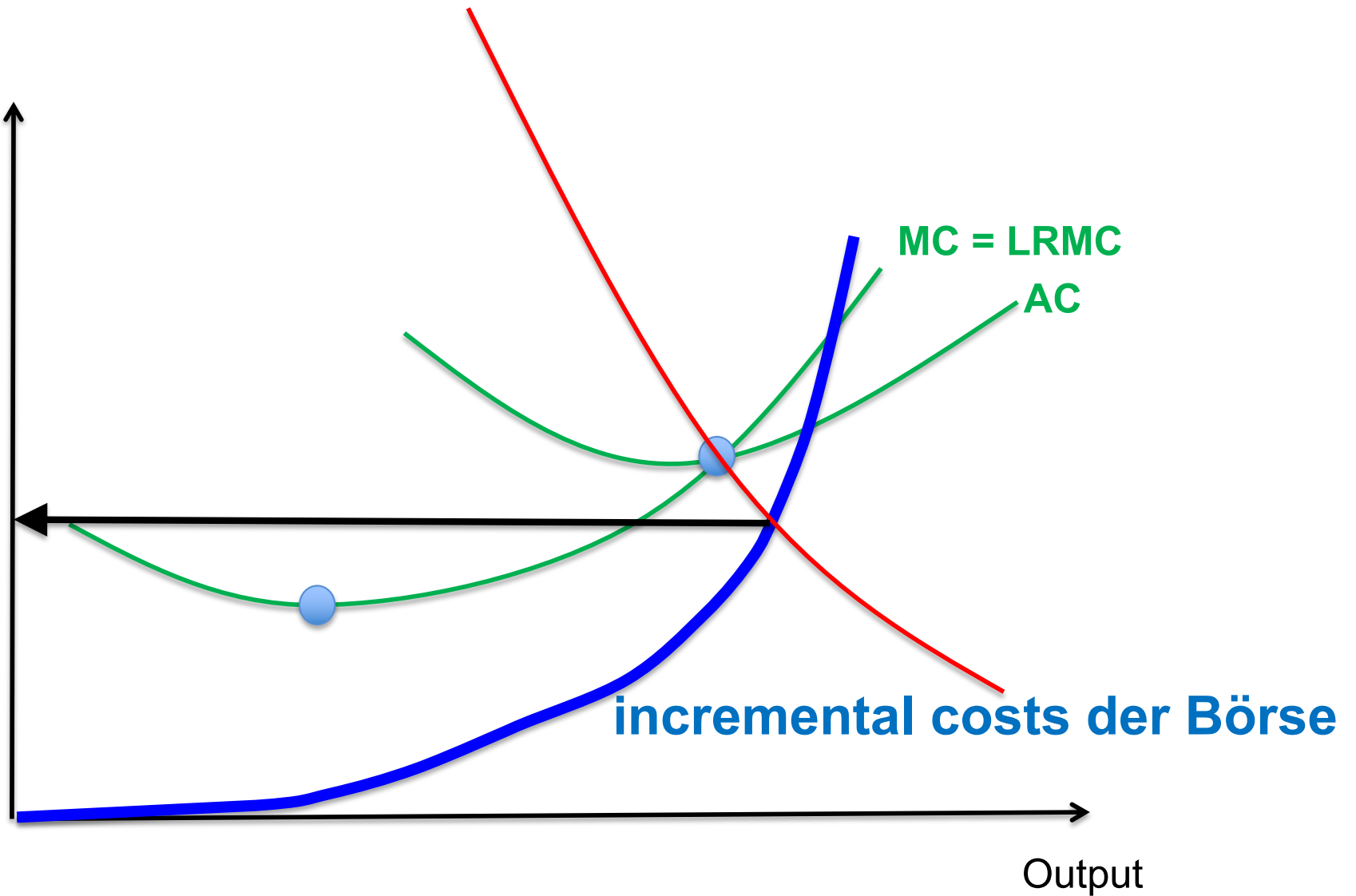


Kostenfunktionen: incremental costs



Gesamt-Kosten

Börsenpreis



Nutzen der „incremental-costs“ der Börsen

Erzeuger, die zu niedrigeren Kosten als den Börsenpreis produzieren, sollen diesen Strom an die Börse liefern.

Erzeuger, die zu höheren Kosten als den Börsenpreis produzieren, sollen diesen Strom von der Börse beziehen.

Der Börsenpreis hat mit neoklassischen Grenzkosten nichts zu tun.

Aufbauorganisation des Strommarktes

- Angebotspreise entsprechend langfristigen Systemkosten (=LRMC)
- „echte“ Nachfragegruppen: wer längerfristig Kosten verursacht, soll diese auch tragen – und umgekehrt
- „peak-load-pricing“; Kapazitätsmechanismen
- immer mehr volatile Erzeugung
 - Speicherbedarf
 - Nachfrage-Anpassung
- Ausweitung der Systemgrenze auf Nutzenergiemarkt
- Energiedienstleistungsspeicher als riesiges Potential

Verursacherprinzip

- Wer verursacht den Bau von Kraftwerken?
- der jeweilige Beitrag einer Verbrauchergruppe zur mittel- und langfristig schwierigsten Deckungssituation
- Gasthäuser, Haushalte, Gewerbe, Industrie
- Bäcker, Schilifte, Sommerhaus

- **SUNK COSTS**
 - Wärmekraftwerke, 3000 h/a 150.000 h Lebensdauer
 - Einsatz im Winter: Errichtungskosten sind zu zahlen (Gesamtkosten)
 - etwas mehr Einsatz im Sommer für Ferienhaus (increment)

Energiedienstleistungsspeicher

Just-in-time-Produktion (Leistungsbezug!)

Speicherung der Produkte (Lagerkosten, Lagerzins)

Entfall von Reservekraftwerken

enorm hohe „gefrorener“ Stromverbrauch

Deutschland Al-Prod. 520.000 t/a Kap. 620.000 t/a

entspricht 6,2 Mrd. kWh

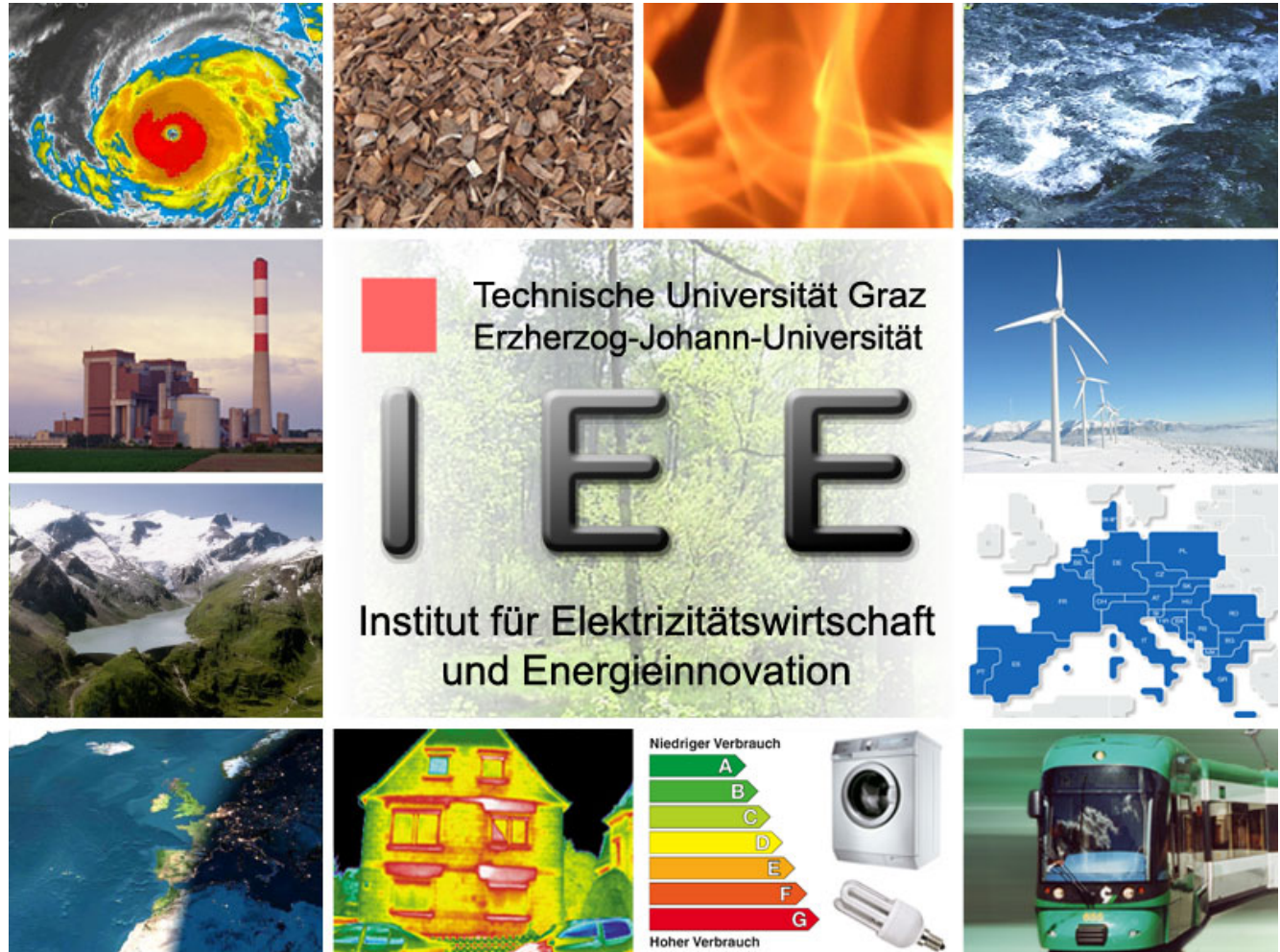
Danke für Ihre Aufmerksamkeit!


Heinz Stigler

Technische Universität Graz
Institut für Elektrizitätswirtschaft
und Energieinnovation
Inffeldgasse 18
8010 Graz

Tel.: +43 316 873 7900
Fax: +43 316 873 107900

Email: Stigler@TUGraz.at
Web: www.IEE.TUGraz.at



 Technische Universität Graz
Erzherzog-Johann-Universität

IEE

Institut für Elektrizitätswirtschaft
und Energieinnovation

Niedriger Verbrauch

- A
- B
- C
- D
- E
- F
- G

Hoher Verbrauch

