

1 Einführung

Primärenergien:

Naturvorkommen, die noch keinerlei Umwandlung unterzogen wurden

Sekundärenergien:

- durch Energieumwandlungsprozesse aus Primärenergien gewonnen
- z.B. Kraftstoff in Raffinerie aus Erdöl, elektrische Energie im Kraftwerk aus Kohle

Primärenergieträger:

- fossil: Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Erdöl
- Brennelemente: U-235
- erneuerbare: Sonne, Wind, Wasser, Biomasse, Erdwärme

Energie in unterschiedlichen Formen in Primärenergieträgern gespeichert:

- chemisch: Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Erdöl
- thermisch: Erdwärme
- Strahlung: Sonne
- nuklear: Uran, Thorium
- potentiell: Wasserspeicher
- kinetisch: Wind, Laufwasser

endliches Vorkommen einiger Primärenergieträger:

- wirtschaftlich erschließbare Reserven
- technisch oder wirtschaftlich nicht erschließbare Reserven

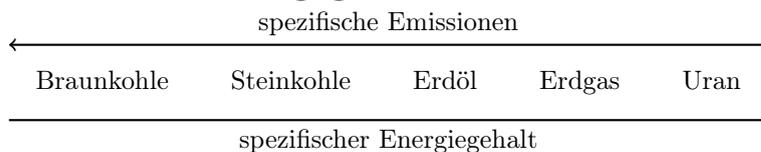
erneuerbare Primärenergieträger:

(nahezu) unbegrenztes Vorkommen

deutscher Primärenergieverbrauch für die Stromerzeugung (2010):

- Braunkohle 23%
- Steinkohle 19%
- Erdgas 13%
- Erdöl 1%
- ⇒ fossil 56%
- Kernenergie 23%
- Erneuerbare 16%
- Sonstige 4%

Emissionen und Energiegehalt:

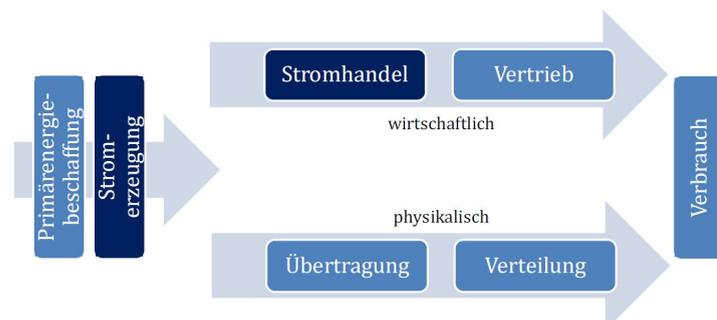


Umwandlung Primärenergieträger in elektrische Energie:

- thermische Kraftwerke: Dampf- und/oder Gasturbinen; nukleare und fossile Brennstoffe, Erdgas
- Wasserturbinen: Laufwasser-, Pumpspeicher- oder Gezeitenkraftwerke
- on-/offshore Windenergieanlagen
- Photovoltaikanlagen: ohne jede mechanische Zwischenstufe

erzeugter Strom findet Weg zum Verbraucher:

- physikalisch über Transport- und Verteilnetze
- wirtschaftlich über Großhandelsmärkte und Einzelhandelsmärkte (für Verbraucher)



¹basierend auf A. Moser: Stromerzeugung und -handel vom 2.9.2011. Ich kann keine Fehlerfreiheit oder Vollständigkeit garantieren!

Übertragung und Verteilung:

- bilden im Gegensatz zu allen anderen Wertschöpfungsstufen ein natürliches Monopol
- diskriminierungsfreier Netzzugang durch staatliche Regulierung
- Unternehmen der Energiewirtschaft, die Kraftwerke betreiben oder Strom handeln, dürfen nicht gleichzeitig Netzbetreiber sein

Unternehmen der Energiewirtschaft:

- Konzentration auf eine Wertschöpfungsstufe: häufig Vertrieb oder Stromhandel
- (fast) alle Wertschöpfungsstufen: Konzernstruktur mit spezialisierten Tochterunternehmen

Besonderheiten der elektrischen Energieversorgung:

- elektrische Energie praktisch nicht speicherbar, nur begrenzt mittels Pumpspeicherkraftwerken
- kritische Infrastruktur für die Volkswirtschaft: äußerst hohe Verfügbarkeit erwartet
- Transport leitungsgelassen
- begrenzte Übertragungskapazitäten der Netze
- begrenzte Einspeisekapazitäten der Kraftwerke

Kosten der Stromerzeugung:

- Investitionskosten (CAPEX): Errichtungskosten
- Betriebskosten (OPEX): arbeitsabhängige Erzeugungskosten und sonstige Betriebskosten

arbeitsabhängige Erzeugungskosten:

- Brennstoffkosten
- Hilfsstoffkosten
- nutzungabhängige Instandhaltungsmaßnahmen
- ggf. Kosten für Emissionsrechte

jährliche arbeitsabhängige Erzeugungskosten:

$$\dot{K}_{\text{OPEX},W} = k_W \cdot \dot{W} = k_W \cdot \dot{T}_m \cdot P_n \quad \left[\frac{\text{€}}{\text{a}} \right]$$

- spezifische Arbeitskosten $k_W \quad \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right]$
- Jahreserzeugung $\dot{W} \quad \left[\frac{\text{kWh}}{\text{a}} \right]$
- Volllaststundenzahl $\dot{T}_m = \frac{\dot{W}}{P_n} \quad \left[\frac{\text{h}}{\text{a}} \right]$

sonstige jährliche Betriebskosten:

$$\dot{K}_{\text{OPEX},\text{sonst}} = \dot{b} \cdot K_{\text{CAPEX}} \text{ mit jährlichem Betriebskostenzuschlag } \dot{b} \text{ (einige Prozentpunkte)}$$

- Personal
- Verwaltung
- Steuern und Versicherung
- Instandhaltung (teilweise)

gesamte jährliche Betriebskosten:

$$\dot{K}_{\text{OPEX}} = \dot{K}_{\text{OPEX},W} + \dot{K}_{\text{OPEX},\text{sonst}}$$

jährliche Gesamtkosten eines Kraftwerkes:

$$\dot{K} = \dot{K}_{\text{CAPEX}} + \dot{K}_{\text{OPEX}} = (\dot{a} + \dot{b}) \cdot k_P \cdot P_n + k_W \cdot \dot{T}_m \cdot P_n \text{ mit Annuitätsfaktor } \dot{a}$$

spezifische, arbeitsbezogene Stromerzeugungskosten:

$$k = \frac{\dot{K}}{\dot{W}} = \frac{\dot{a} + \dot{b}}{\dot{T}_m} \cdot k_P + k_W$$

Vorteil vieler Benutzungsstunden \dot{T}_m , besonders bei hohen spezifischen Leistungskosten k_P

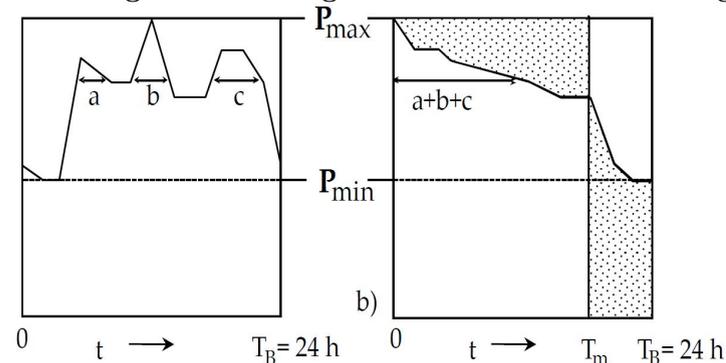
Grobeinteilung der Kraftwerke:

- Grundleistungskraftwerke: hohe Benutzungsstundenzahl
- Mittelleistungskraftwerke: durchschnittliche Benutzungsstundenzahl
- Spitzenleistungskraftwerke: geringe Benutzungsstundenzahl

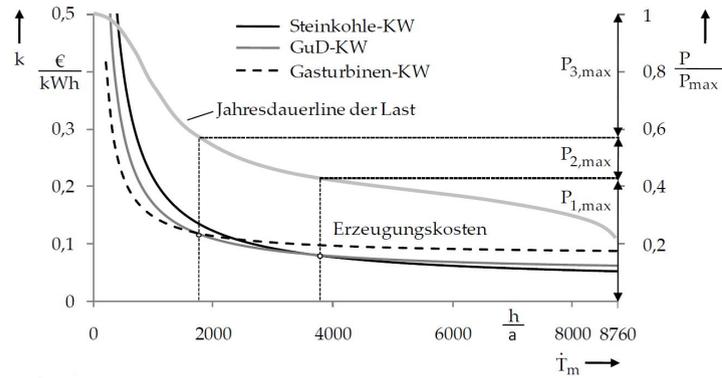
Belastungsdauerlinie:

Dauer im Betrachtungszeitraum, in der eine Leistung erreicht oder überschritten wird

Ableitung der Belastungsdauerlinie aus der Belastungsganglinie:



Optimale Zusammensetzung des Kraftwerksparks:



Europäischer Kraftwerkspark:

- Unterschiede zwischen Ländern historisch gewachsen und oft politisch motiviert
- spezifische geographische Gegebenheiten, damit unterschiedliche Verfügbarkeit der Primärenergieträger z.B. Wasser, Wind, Braunkohle

Europäische Klimaschutzziele bis 2020:

- im Vergleich zum Jahr 1990 20% Emissionen einsparen
- im Vergleich zum Jahr 2000 den Energieverbrauch um 20% reduzieren
- einen Anteil von 20% des Energiebedarfes mit erneuerbaren Energieträgern decken

Herausforderungen der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien:

- volatile Einspeisegangleitlinie mit zum Teil steilen Gradienten
- nur geringer Beitrag zur gesicherten Leistung
- nur eingeschränkt genau prognostizierbar

Integration erneuerbarer Energien als zentrale Herausforderung, da

- Erhöhung der vorzuhaltenden Reserveleistung
- Reduzierung der Benutzungsstunden großer thermischer Kraftwerke
- mehr Flexibilität im Kraftwerksbetrieb notwendig, führt zu vermehrtem Zubau von Gaskraftwerken

2 Thermodynamische Grundlagen

Thermodynamik:

vier Hauptsätze, welche die Zustandsgrößen eines Prozesses in einem System miteinander in Zusammenhang bringen

thermodynamische Systeme in Abhängigkeit der Systemgrenzen:

- offenes System: Grenzen durchlässig für Stoffe und Energien; z.B. Wärmetauscher
- geschlossenes System: Grenzen durchlässig für Energien, undurchlässig für Stoffe; z.B. Zylinder (konstante Stoffmenge)
- abgeschlossenes/isoliertes System: Grenzen undurchlässig für Stoffe und Energien
- adiabatisches System: Grenzen undurchlässig für Wärme; z.B. Wind- und Wasserturbine (sind auch offene Systeme)

Systemzustand:

durch Satz messbarer, physikalischer Variablen definiert, die ohne Kenntnis der Systemvergangenheit eindeutig bestimmt werden können

Typen von Zustandsgrößen:

- äußere/mechanische: Lagebeschreibung des Systems; z.B. Geschwindigkeit, Ortshöhe
- innere/thermodynamische: Beschreibung der Stoffe im System; z.B. Druck, Temperatur, Volumen, innere Energie, Enthalpie, Entropie, Stoffmenge, Masse
- extensive: ändern sich mit der Größe des Systems; z.B. Stoffmenge, Masse, innere Energie, Enthalpie, Entropie, Volumen
- intensive: ändern sich nicht mit der Größe des Systems; z.B. Druck, Temperatur

spezifische Zustandsgröße:

extensive Zustandsgröße durch Masse des Systems teilen

Prozessgrößen:

- Wärme
- Arbeit

homogenes System:

- chemische Zusammensetzung des Stoffes konstant
- Stoff hat konstanten, eindeutigen Aggregatzustand
- intensive Zustandsgrößen sind konstant

Fluid:

flüssiger oder gasförmiger Stoff

Prozess:

Wechselwirkung eines Systems mit seiner Umgebung

Prozesstypen:

- adiabatisch: kein Wärmeaustausch mit der Umgebung
- isobar: konstanter Druck
- isochor: konstantes Volumen
- isotherm: konstante Temperatur
- isentrop: konstante Entropie
- isenthalp: konstante Enthalpie

thermodynamischer Kreisprozess:

Abfolge von Prozessen, nach deren Ablauf ein System wieder den Ausgangszustand erreicht; z.B. Wärmekraftwerk

innere Energie eines Stoffes besteht aus mehreren Anteilen:

- thermischer: ungeordnete Bewegung der Moleküle
- chemischer: Bindungsenergie in den Molekülen
- kernphysikalischer: potentielle Energie im Atomkern

erster Hauptsatz der Thermodynamik/Energieerhaltungssatz:

Die Summe aller Energien in einem abgeschlossenen System (undurchlässig für Stoffe und Energien) ist konstant.

Bei geschlossenem System (durchlässig für Energie) Erhöhung der inneren Energie des Systems durch zugeführte Wärme und verrichtete technische Arbeit, $dU = dW_t + dQ$.

Wärmetransport Q durch:

- Wärmeleitung: innerhalb von Festkörpern
- Konvektion: zwischen Festkörpern und Fluiden
- Strahlung: sehr heiße Oberflächen (zusätzlich zur Konvektion)

konservatives, offenes System:

- für vom System geleistete technische Arbeit W_t weder Wärme Q noch innere Energie U relevant
- Vernachlässigung der Reibung
- Austausch der gesamten verfügbaren Energie in Form von technischer Arbeit mit der Systemumgebung
- z.B. Wasserturbine, Pumpe

nicht konservatives, offenes System:

zusätzlich zum konservativen, offenen System innere Energie U des Stoffes und Wärmeaustausch \dot{Q}_{12} mit der Systemumgebung betrachten

Enthalpie:

fasst innere Energie des Stoffes und die Verschiebearbeit eines Stoffstromes zusammen

Gesetz von Bernoulli:

- große Bedeutung für Wind- und Wasserkraftwerke
- Vereinfachung des ersten Hauptsatzes für langsam bewegte Fluide konstanter Temperatur
- Annahme: innere Energie konstant (keine technische Arbeit, keine Wärmeabgabe)

Irreversible Prozesse:

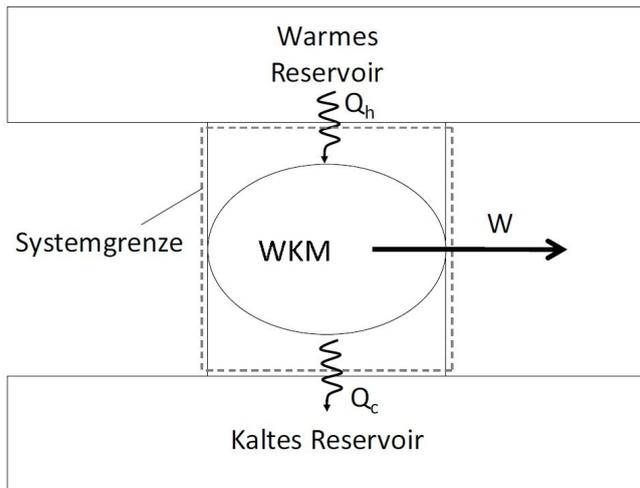
- spontan ablaufende Prozesse haben eine eindeutige Richtung, Erreichen eines Gleichgewichtszustandes
- eine Umkehr der Prozesse ist spontan nicht möglich
- Rückkehr zum ursprünglichen Systemzustand nur nach Verrichtung von Arbeit möglich
- z.B. heißer Körper kühlt ab und gibt Wärme an die kältere Umgebung ab, Druckbehälter entleert sich in die Umgebung

Zweiter Hauptsatz der Thermodynamik:

beschreibt in welche Richtung Prozesse ablaufen

Carnot-Prozess:

theoretischer, idealer und reversibler Referenzprozess



Wirkungsgrad: $\eta_{carnot} = 1 - \frac{T_c}{T_h}$ (T in Kelvin)

Wirkungsgrad eines realen Kreisprozesses: $\eta < \eta_{carnot}$

Entropie S :

$dS = \frac{dQ}{T} + \frac{dW_{diss}}{T} \geq 0$ für geschlossenes, adiabatisches System

im System dissipierte Arbeit $dW_{diss} \geq 0$; durch Reibungs-, Drosselungs- und Stoßvorgänge

reversibler Prozess: konstante Entropie

irreversibler Prozess: Entropiezunahme

Exergie:

Anteil der Energie eines Stoff- oder Wärmestromes, der Arbeit verrichten kann

Anergie:

Anteil der Energie eines Stoff- oder Wärmestromes, der nicht in Arbeit umgewandelt werden kann

Exergiegehalt eines Wärmestromes:

$$dE_{ex} = \frac{T - T_u}{T} \cdot dQ$$

Anergiegehalt eines Wärmestromes:

$$dE_{an} = \frac{T_u}{T} \cdot dQ$$

Exergiedifferenz

zwischen zwei Zuständen für technische Anwendungen besonders wichtig

Thermische Zustandsgleichungen:

$$f(p, V, T) = 0$$

liefern weitere Zusammenhänge der Zustandsgrößen bei Arbeitsstoffen wie Wasserdampf, heißen Verbrennungsgasen, Luft

Zustandsdiagramme:

stellen Zusammenhänge zwischen Zustandsgrößen graphisch dar; nicht mehr analytisch in Gleichungen beschreibbar, sondern experimentelle Ermittlung

T-s oder Belpaire-Diagramm:

mit Parametern Isobaren, Isochoren, Isenthalpen

h-s oder Mollier-Diagramm:

mit Parametern Isobaren, Isochoren, Isothermen

Nassdampfgebiet:

Zweiphasengebiet, in dem flüssiges Wasser und Wasserdampf im Gleichgewicht existieren

3 Kraftwerke

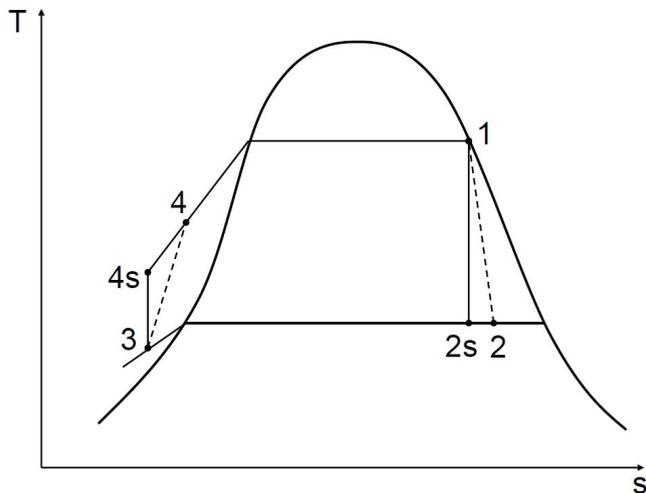
3.1 Dampfkraftwerke

- weltweit und in Deutschland von großer Bedeutung
- Anteil an der Stromerzeugung in Deutschland 66%

Dampfkreislauf: (offene Systeme)

Clausius-Rankine-Kreisprozess

- Pumpe (3-4): adiabatische, isochore und isentrope Kompression
- Dampferzeuger(4-1): isobare Wärmezufuhr
- Turbine (1-2): adiabatische und isentrope Expansion
- Kondensator (2-3): isobare Kondensation



Wirkungsgrad: $\eta_{ideal} = 1 - \frac{\bar{T}_{ab}}{\bar{T}_{zu}}$

Wirkungsgrad hoch bei:

- Wärmezufuhr bei möglichst hohen Temperaturen
- Wärmeabfuhr bei möglichst niedrigen Temperaturen

technische Grenzen durch:

- Temperaturbeschränkung der Stähle, \bar{T}_{zu}
- Umgebungstemperatur, \bar{T}_{ab}

Überhitzung:

- Verbesserung des Wirkungsgrades durch Steigerung der Temperatur der Wärmezufuhr
- zusätzlicher Wärmetauscher heizt Dampf aus dem Kessel weiter auf
- bis zu 630° C bei 280 bar
- sichert Dampfgehalt von 100%, keine Tropfenbildung und Schädigung der Turbinenschaufeln

Zwischenüberhitzung:

- Dampf wird nach Teilexpansion in Hochdruckturbine erneut erhitzt
- erst dann vollständige Entspannung in Niederdruckturbine

Speisewasservorwärmung:

- Teil des Dampfes am Ausgang der Hochdruckturbine wärmt das Speisewasser vor
- Kaskaden von Speisewasservorwärmungen möglich

Fossile Feuerung:

- Wärme des Rauchgases auf Speisewasser übertragen
- Clausius-Rankine-Kreisprozess für energetische Verwertung fester Brennstoffe
- flüssige und gasförmige Energieträger werden günstiger und effizienter in Gasturbinenprozessen verstromt

maximale Laständerungsgeschwindigkeit:

etwa 6%/min wegen

- thermischer Ausdehnung
- Materialbelastungen

Kohlekraftwerke:

- Mittellastkraftwerke wegen thermischer Trägheit
- hoher Primärenergiebedarf
- Wirtschaftlichkeit abhängig von günstiger Anbindung an Kohlelagerstätten, dann aber wirtschaftlichste Form der Energieversorgung
- Transportkosten der Kohle wesentlicher Bestandteil der Primärenergiekosten
- Investitionskosten Braunkohlekraftwerk: 1350 €/kW
- Investitionskosten Steinkohlekraftwerk: 1125 €/kW

Rauchgasreinigung:

hohe Emissionen von CO₂ und Schadstoffen wie Stickoxiden, Ruß und Schwefelsäure verringern

Maßnahmen der Rauchgasreinigung:

- Entstickung: selektive katalytische Reaktion des Rauchgases mit Ammoniak (NH_3)
- Entstaubung: Flugasche durch elektrostatisch arbeitende Abscheider abscheiden; Weiterverkauf als Beton-Zuschlagsstoff
- Entschwefelung: Verhinderung des sauren Regens; Research-Cotrell-Verfahren, bei dem aus Kalkmilch Gips entsteht; sehr hohe Investitionskosten
- CO_2 -Abscheidung: steigende Kosten der Emissionsrechte; sichere Einlagerung erforderlich
 - Rauchgaswäsche mit CO_2 -Lösungsmitteln: Aminwäsche
 - Oxyfuel-Verfahren: nur Sauerstoff gelangt in die Brennkammer
 - Integrated Combined Combustion Verfahren: Kohlevergasung

Nukleare Feuerung:

- Dampf mittels Wärmeenergie aus Kernspaltung oder Kernfusion erzeugt
- Isotop U-235 zur Spaltung genutzt
- Kernspaltung durch Absorption eines Neutrons ausgelöst
- stark beschränkter Leistungsgradient während des Hochfahrens
- daher wird Abschaltung vom Betreiber möglichst vermieden
- bei 60% bis 100% Nennleistung Leistungsgradient 6%/min möglich
- Investitionskosten 2000 €/kW

Moderator:

- bremst Neutronen ab um die Wahrscheinlichkeit einer Spaltung zu erhöhen
- z.B. Wasserstoff H-1, Deuterium H-2, Graphit C-12

Kettenreaktion:

Anzahl der durch Spaltung produzierten Neutronen ist gleich oder größer den Neutronenverlusten durch Absorptionen und Randflächenleckage

Leichtwasserreaktor:

- bedeutenster Typ für die Stromerzeugung
- Wasser dient gleichzeitig als Kühlflüssigkeit und Moderator
- Reaktor inhärent sicher konstruierbar
- kein Betrieb mit Natururan möglich, Anreicherung des U-235 notwendig
- Siedewasserreaktoren:
 - Dampf direkt im Reaktorkern erzeugt
 - Ausweitung des Sicherheitsbereiches auf die Turbinenhalle notwendig
- Druckwasserreaktoren:
 - heißes Wasser aus Reaktor verdampft Wasser über Wärmetauscher im Sekundärkreislauf für Betrieb der Turbine

Reaktoren mit Deuterium/Graphit:

- vorherige Anreicherung nicht notwendig
- aufwändige Herstellung des Deuteriums
- Kern aus Graphit nicht inhärent sicher

Kühlkreislauf:

- hoher Wirkungsgrad des Dampfkreisprozesses durch tiefes Temperaturniveau im Kondensator
- Wasserkühlung mit Flusswasser (führt zur Erwärmung der Fließgewässer)
- meistens jedoch Luftkühlung im Kühlturm

Nasskühlturm:

- Großkraftwerke
- Naturzug-Kühlturm
- Rückkühlwasser wird versprüht und läuft in Sumpf, von dort zurück zum Kondensator
- unten eintretende Luft erwärmt sich am Rückkühlwasser und erhält seinen natürlichen Auftrieb
- ein Teil des Wassers verdampft und muss durch Frischwasser ersetzt werden
- minimal erreichbare Temperatur von der Außentemperatur abhängig
- für stabile Naturzugströmung Turmhöhe ab 150 m
- Schwadenbildung bei niedriger Außentemperatur möglich

Trockenkühlturm:

- z.B. wenn die Höhe eines Nasskühlturms nicht akzeptiert wird oder Frischwasser rar ist
- Rückkühlwasser fließt im Turm durch Wärmetauscher
- keine Schwadenbildung, da Luft trocken wieder austritt
- Verwendung eines Gebläses
- höhere Temperatur des Rückkühlwassers, somit niedrigerer Wirkungsgrad
- unwirtschaftlich

Hybridkühlturm:

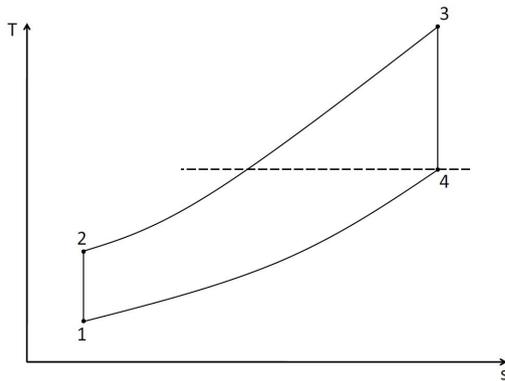
- Wasser im oberen Bereich durch Rohre geleitet
- tritt erst weiter unten aus
- Minimierung von Schwadenbildung und Frischwasserbedarf
- bei zusätzlichem Gebläse Verringerung der Bauhöhe

3.2 Gasturbinenkraftwerke

- Stromerzeugung aus Erdgas oder Erdölprodukten
- 15% der deutschen Stromversorgung
- geringe spezifische Errichtungskosten
- hohe Betriebskosten
- höchste Wirkungsgrade unter den fossilen Kraftwerkstypen
- extrem hohe Leistungsgradienten bis zu 30%/min
- bei Kaltstart nach 9 min Nennleistung erreicht
- geringe Investitionskosten von 420 €/kW
- sehr schnell zu errichten
- hohe Brennstoffkosten, daher als Spitzenlastkraftwerke oder für die Bereitstellung von Reserveleistung

Joule-Brayton-Kreisprozess: (offene Systeme)

- Kompressor (1-2): adiabatische und isentrope Kompression
- Brennkammer (2-3): isobare Wärmezufuhr
- Turbine (3-4): adiabatische und isentrope Expansion
- Umgebung (4-1): isobare Wärmeabfuhr



Wirkungsgrad: $\eta_{ideal} = 1 - \frac{\bar{T}_{ab}}{\bar{T}_{zu}}$

Verbesserung des Wirkungsgrades:

- Zwischenerhitzung: Arbeitsgas nach Expansion in zweiter Brennkammer erneut erhitzen
- Zwischenkühlung: Reduzieren der Verdichterarbeit durch das Kühlen des Gases während der Verdichtung
- Regeneration: Wärme des Abgases heizt verdichtete Luft; nicht für GuD-Kraftwerke geeignet

Gas- und Dampfkraftwerk (GuD):

- Abgas der Gasturbine genutzt um anschließenden Dampfturbinenprozess zu feuern
- Wirkungsgrad bis zu 60%, damit sehr effizient
- kleine Kesselgrößen, deutlich geringere Kaltstartzeiten
- Deckung der Mittellast
- Investitionskosten: etwa 750 €/kW

3.3 Solare Stromerzeugung

Photovoltaik:

- direkte Umwandlung der diffusen und direkten Sonnenstrahlung in elektrischen Strom
- Investitionskosten 3000 €/kW
- Wechselrichter wegen erzeugter Gleichspannung benötigt
- Einbindung im NS- oder MS-Netz
- Leistungsgrößen meist 5 kWp oder 30 kWp (bei einer Einstrahlung von 1 kW/m²)
- Benutzungsstunden abhängig von geographischer Lage
- volatil, langfristig nicht exakt vorhersagbar
- tages- und jahreszeitliche Schwankungen
- wetterabhängig
- abgegebene Leistung abhängig vom Wirkungsgrad, der Anlagenfläche, dem Einfallswinkel und der Einstrahlung

Solarthermie:

- Konzentration der Sonnenstrahlen um Wärme absorbierenden Arbeitsstoff (z.B. Öl) zu erhitzen
- in angeschlossenem Dampfprozess elektrischen Strom erzeugen
- Investitionskosten 6000 €/kW
- Nutzung thermischer Speicher: zwei Tanks unterschiedlicher Temperatur mit Solarsalz (darf nicht kristallisieren)
- höhere Benutzungsstundenzahl
- nutzt nur direkte Sonnenstrahlung
- als Parabolrinnenkraftwerk oder Solarturmkraftwerk (höhere Temperaturen möglich)
- Verluste: Rückstrahlung, Verschattung, Nachführung

3.4 Hydraulische Kraftwerke

- Anteil in Deutschland etwa bei 3%, weltweit bei 16%
- Pumpspeicherkraftwerke haben als Speicher für elektrischen Strom eine zentrale Bedeutung
- technische Leistung ergibt sich aus Höhen- oder Druckunterschied
- mehrpolige Generatoren wegen geringer Drehzahlen

Fallhöhen:

- Hochdruckanlagen (> 150 m): (Pump-) Speicherkraftwerke
- Mitteldruckanlagen (15 m bis 150 m): (Pump-) Speicherkraftwerke
- Niederdruckanlagen (< 15 m): Laufwasserkraftwerke

Turbinentypen:

- Kaplan turbine:
 - vgl. Propeller
 - Fallhöhe: 6 bis 70 m
 - maximale Leistung: 300 MW
 - Wirkungsgrad: 94 %
 - für großen Volumenstrom (z.B. Laufwasserkraftwerke)
 - im Teillastbereich schon sehr effizient
- Francisturbine:
 - vgl. Laufrad
 - Fallhöhe: 20 bis 900 m
 - maximale Leistung: 800 MW
 - Wirkungsgrad: 95 %
 - Nutzung auch als Pumpe, daher geeignet für Pumpspeicherkraftwerke
- Pelton turbine:
 - vgl. Wasserrad
 - Fallhöhe: 100 bis 1770 m
 - maximale Leistung: 500 MW
 - Wirkungsgrad: 90 %
 - für geringen Volumenstrom
 - Freistrahlturbine

Kraftwerkstypen:

- Laufwasserkraftwerke:
 - Flüsse und Kanäle
 - Aufstauen des Wassers nicht oder nur sehr begrenzt möglich
 - Deckung der Grundlast
 - Investitionskosten 3000 bis 7000 €/kW
- Speicherkraftwerk:
 - stauen natürlich fließendes Gewässer zu großem Reservoir
 - Trinkwassergewinnung, Schiffbarmachung, Vermeidung von Überschwemmungen
 - Einsatzoptimierung in Abhängigkeit des Strommarktpreises
 - Investitionskosten 2000 bis 4000 €/kW
- Pumpspeicherkraftwerke:
 - wirtschaftlichster verfügbarer Stromspeicher
 - Verbrauchstaler füllen, Spitzenlast decken, Reserveleistung bereitstellen
 - Gesamtwirkungsgrad bis 70 % (Pumpen und Turbinieren kombiniert)
 - Investitionskosten etwa 6000 €/kW

3.5 Windenergieanlagen

- unterschiedliche Erwärmung der Erdoberfläche, somit Auftriebseffekte und Druckunterschiede
- Wind: Ausgleichsprozess zwischen Hoch- und Tiefdruckgebieten

Betzcher Leistungsbeiwert:

$$C_P^{max} = \frac{16}{27} \approx 60\%$$

theoretisch maximale Leistung einer Windturbine:

$$P_{real} < P_{max} = \frac{1}{2} \cdot C_P^{max} \cdot \rho \cdot A \cdot c_1^3$$

Windenergieeinspeisungen:

- hohe Volatilität und hohe Leistungsänderungsgeschwindigkeiten
- begrenzt genaue Prognostizierbarkeit des Dargebotes
- längere Windflauten
- bei Sturm Abschaltung und somit Leistungsabfall von Nennleistung auf Null
- Investitionskosten onshore: 400 bis 1200 €/kW
- Investitionskosten offshore: 1200 bis 1700 €/kW, aber deutlich höhere Benutzungsstunden

Abnahme der Volatilität

durch mehr Anlagen am Netz, die weiter verteilt sind

4 Märkte

kontinentale oder globale Rohstoffmärkte:

- Steinkohle
- Erdgas
- Erdöl
- knappes Angebot, hohe Nachfrage
- erschöpfliche Primärenergieträger

Braunkohle:

- geringe spezifische Energiedichte
- Transport nicht rentabel
- daher Verstromung in geographischer Nähe zum Abbauort
- kein Markt

Uran:

- weltweiter, kontrollierter Markt
- wesentliche Kostenkomponente ist Anreicherung und Aufbereitung

erneuerbare Primärenergieträger:

- Transport teils unmöglich
- Stromerzeugung am Ort des Vorkommens
- kein Markt

4.1 Erdgasmarkt

Erdgas:

- unter Druckeinwirkung in langen Zeiträumen aus abgestorbener Biomasse der Urzeitmeere entstanden
- Hauptbestandteile: Methan, höherwertige Kohlenwasserstoffe, Inertgase
- Zusammensetzung variiert von Förderstelle zu Förderstelle

Russisches Gas:

- Methan: 98%
- höherwertige Kohlenwasserstoffe: 1%
- Inertgase: 1%

Norwegisches Gas:

- Methan: 89%
- höherwertige Kohlenwasserstoffe: 8%
- Inertgase: 3%

Niederländisches Gas:

- Methan: 85%
- höherwertige Kohlenwasserstoffe: 4%
- Inertgase: 11%

Deutschland und Erdgas:

- überwiegend Importeur
- eigene Produktion unter 20%
- Verbrauch hauptsächlich im Haushalts- und Gewerbesektor (Wärmemarkt)

Qualität des Erdgases:

hoch bei hohem Brennwert und geringem Schwefelgehalt

Gassorten in Deutschland:

- H-Gas: Brennwert $\approx 11,5 \text{ kWh/m}^3$
- L-Gas: Brennwert $\approx 9,8 \text{ kWh/m}^3$
- zwei parallele Gasnetze vorhanden
- Brenner nur für eine Gassorte ausgelegt
- ggf. Mischung der Erdgase, auch mit Stickstoff, um andere Gassorte zu erhalten

Transport des Erdgases:

- leitungsgebunden in Pipelines
- weitverzweigte Netze
- geringer Vermaschungsgrad

Liquid Natural Gas (LNG):

- Transport auf dem Seeweg mit Tankschiffen
- Volumen des Gases um Faktor 550 reduziert
- ab 2000 km wirtschaftlicher als mittels Pipelines

Erdgasverbrauch:

- ausgeprägter Jahresgang
- hohe Verbräuche in der Heizperiode
- geringe Verbräuche im Sommerhalbjahr

Gasspeicher:

- dienen zum Ausgleich von Ungleichgewichten zwischen Angebot und Nachfrage
- Erhöhung der Versorgungssicherheit
- Befüllung im Sommer, Entleerung im Winter
- Speichervolumen in Deutschland etwa 25% des Gasabsatzes

Typen von Gasspeichern:

- frühere Gas- oder Erdöllagerstätten
- Kavernenspeicher in Salzstöcken
- Porenspeicher

Rückwirkungen der Speicherbarkeit des Gases auf den Gasmarkt:

- Infrastruktur für den Transport vollständig ausgenutzt
- liquider Spotmarkt ermöglicht
- Dämpfung der Preisvolatilität
- durch Arbitrage Verknüpfung der Preise verschiedener Lieferperioden

Erdgasmarkt:

- zweigeteilte Marktstruktur
- kontinentaler/weltweiter Importmarkt
- nationaler Markt

Erdgasimportmarkt:

langfristige bilaterale Verträge

nationaler Erdgasmarkt:

- bilaterale, individuelle Lieferverträge
- Börsen (auch multilateral)
- multilaterale außerbörsliche Märkte

Hubs:

- für Gashandel an Börsen vereinbarte Lieferorte
- physische Hubs: konkreter Ort im Erdgasnetz
- virtuelle Hubs: ganzes Erdgasnetz

Hub-Betreiber:

- oft der Ferngasnetzbetreiber
- physische Infrastruktur aufrecht erhalten
- Gaslieferung aus Handelsgeschäften abwickeln
- diskriminierungsfreien Zugang der Marktteilnehmer sicherstellen

Liefertypen an Spot- und Terminmärkten für Gas:

- Tag
- Woche
- Monat
- Quartal
- Halbjahr (Season)
- Jahr

Bilaterale Lieferverträge im Gasmarkt:

- Indizierung auf andere Primärenergien (u.a. Ölpreisbindung)
- Arbeits- und Leistungsentgelte
- lange Laufzeiten
- «take or pay»-Klauseln/Mindestabnahmeverpflichtung (Risikoausgleich)
- im Zuge der Liberalisierung Verträge national nur noch über wenige Jahre

Ölpreisbindung nicht mehr gerechtfertigt, da:

- sie dem Sinn eines liberalisierten Gasmarktes entgegen steht
- der Ölpreis eine stark steigende Tendenz aufweist
- Gas zunehmend zur Stromerzeugung eingesetzt wird, dort aber keine Konkurrenz zum Öl ist

6/x/3-Regel:

sechsmonatiger Durchschnittspreis für Heizöl geht mit x-monatiger Verzögerung für die kommenden drei Monate in die Preisbildung des Erdgases ein

Leistungsentgelt bilateraler Gasverträge:

- nach höchster Gasbezugsleistung
- deckt Kosten der Aufrechterhaltung der Infrastruktur ab

Risikoausgleich bei langlaufenden Gasverträgen:

- Lieferant: mengenmäßiger Absatz gesichert, Preisrisiko wegen Preisindizierung
- Abnehmer: kein Preisrisiko wegen Preisindizierung, Mengenrisiko

4.2 Steinkohlemarkt

Steinkohle:

- fossiler Brennstoff mit höchster Energiedichte
- entstanden aus an Land abgestorbener Biomasse der Urzeitkontinente
- hauptsächlich in der Energiewirtschaft und Schwerindustrie eingesetzt
- daher keine konkurrierende Nachfrage anderer Wirtschaftszweige
- Anteil Importsteinkohle 75%
- Untertagebau, selten Tagebau
- Transport schienengebunden oder auf dem Seeweg

Steinkohlemarkt:

- langfristige, mehrjährige OTC-Handelsgeschäfte
- kaum Spotmarktgeschäfte
- Weltmarkt
- weltweite Nachfrage, vor allem aus Asien, wirkt preistreibend

Preisindizes für Steinkohle-Terminhandel:

- wöchentlich von Brokern ermittelt
- API#2: 1 t, S < 1%, E > 6000 kcal/t, Antwerpen-Rotterdam-Amsterdam, innerhalb von 90 Tagen angelandet
- API#4: 1 t, S < 1%, E > 6000 kcal/t, Richards Bay (Süd-Afrika), innerhalb von 90 Tagen verladen

Frachtrate Steinkohlemarkt:

Differenz der beiden Indizes API#2 und API#4

4.3 Emissionshandel

Instrumente zur Emissionsminderung:

- ordnungspolitische Maßnahmen: Bestrafung der Emission von Treibhausgasen mit festem Betrag
- Emissionshandel: optimale Allokation der vorgesehenen Menge an Treibhausgasen

Emissionsrechte:

- berechtigt 1 t CO₂ zu emittieren
- vom Staat für angestrebte maximale Emissionsmenge ausgegeben
- Betreiber müssen benötigte Menge an Emissionsrechten besitzen/erwerben
- im Rahmen der Stromerzeugung wie Primärenergien beschafft
- Veräußerung nicht genutzter Emissionsrechte möglich
- Gutachter ermitteln am Jahresende tatsächliche Emissionen
- dann ggf. Nachbeschaffung von Emissionsrechten am Markt nötig oder Strafzahlung
- seit 2012 werden Emissionsrechte vom Staat versteigert und sind dann auch untereinander handelbar
- Primärauktion bei der EEX

Fuel Switch:

Unter Berücksichtigung der Preise für die Emissionsrechte wird die Stromerzeugung mit eigentlich kostenintensiven Gaskraftwerken günstiger als mit Kohlekraftwerken.

Arten von Emissionsrechten:

- EU Emission Allowances (EUA): von EU über nationale Allokationspläne vergeben
- Certified Emission Reductions (CER): vergeben für die Durchführung eines Klimaschutzprojektes in einem Entwicklungsland ohne Reduktionsverpflichtung

börsliche und außerbörsliche Geschäfte im Emissionshandel:

- Spotgeschäfte EUA
- Termingeschäfte EUA und CER
- Put- und Call-Optionen auf EUA

Preise für Emissionsrechte:

- entsprechen in der Markttheorie den Grenzkosten für die Vermeidung von CO₂-Emissionen
- z.B. durch Einsatz alternativer/regenerativer Primärenergieträger oder
- durch Abscheidung und Einspeicherung von Treibhausgasen

In realen Märkten weitere Faktoren der Preisbildung von Emissionsrechten:

- Wirtschaftswachstum
- tatsächliche Emissionen
- Zuteilungsmenge
- CDM (Clean Development Mechanism) Projekte
- Verhältnis vom Kohle- zum Erdgaspreis

4.4 Stromhandel

Stromhandel möglich durch:

- Wegfall von Gebietsmonopolen
- freien Netzzugang

Möglichkeiten von Strommärkten:

- bei niedrigeren Strompreisen als Erzeugungskosten: Stromeinkäufe am Markt tätigen
- bei höheren Strompreisen als Erzeugungskosten: Mehrerzeugung am Markt veräußern

Teilnehmer der Strommärkte:

- Kraftwerksbetreiber
- Vertriebsgesellschaften
- Industrielle Großabnehmer
- Netzbetreiber (Beschaffung von Systemdienstleistungen)
- Stromhandelsgesellschaften
- Banken

Einzelhandelsmärkte:

bilaterale Verträge zwischen Vertriebsgesellschaften und Endkunden

Volkswirtschaftliche Aufgaben des Stromhandels:

- Allokationsfunktion: Ressourcen optimal einsetzen
- Lenkungsfunktion: langfristige Preisanreize für Kraftwerksinvestitionen
- Risikomanagement: Preisrisiken aus dem Markt genommen

Betriebswirtschaftliche Aufgaben des Stromhandels:

- Hedging: Absicherung gegen Preisrisiken am Terminmarkt
- Optimierung: Kraftwerkseinsatz am Spotmarkt optimieren, somit Gewinnerhöhung
- Arbitrage: risikolose Arbitragegeschäfte, erhöht Markteffizienz
- Spekulation: Gewinne bei Eintreffen der Marktpreiserwartung

Baseload-/Grundlastprofil:

ununterbrochene Lieferung während der gesamten Lieferperiode

Peak-/Spitzenlastprofil:

Lieferung an Werktagen von 8 bis 20 Uhr während der gesamten Lieferperiode

Handelsformen Strommarkt:

- kontinuierlicher Handel:
 - für alle Marktteilnehmer offenes Auftragsbuch
 - Geschäftsabschluss wenn geforderter Verkaufspreis unterhalb angegebenem Kaufpreis
 - Intraday- und Termingeschäfte
- Auktion:
 - geschlossenes Auftragsbuch
 - am Auktionszeitpunkt werden Geschäfte zusammengeführt
 - Market Clearing Price
 - Day-Ahead-Geschäfte

Erfüllung von Geschäften:

- physische Erfüllung:
 - Lieferung von Strom an bestimmten Ort gegen Geldzahlung
 - Intraday- und Day-Ahead-Handel
 - Forwards und Optionen im Terminhandel
- Barausgleich:
 - Geschäft ausschließlich finanziell erfüllt
 - Differenz zwischen Preis des Termingeschäftes und dem Durchschnittspreis des zugrundeliegenden Spotgeschäftes
 - meistens börslich gehandelte Monats-Futures
- Kaskadierung:
 - Termingeschäft längerer Lieferperiode wird durch mehrere Termingeschäfte kürzerer Lieferperioden erfüllt
 - börslich gehandelte Quartals- und Jahres-Futures
 - Reduzierung des Risikos

Strombörse:

- Großhandelsmarkt
- führt Angebot und Nachfrage zu Geschäften zusammen
- zugelassene Teilnehmer
- Gleichbehandlung aller Teilnehmer
- staatliche Aufsicht
- elektronischer Handel
- hohe Transparenz
- zentraler Kontrahent
- standardisierte Produkte
- vollständig anonymer Handel

OTC (Over the Counter)-Handel über Broker:

- Dienstleister, der Angebot und Nachfrage zusammenführt
- Auswahl zulässiger Vertragspartner für jeden Auftrag
- elektronischer und telefonischer Handel
- teilweise transparent
- weitgehend standardisierte Produkte
- Vertragspartner nach Geschäftsabschluss bekannt

direkter OTC (Over the Counter)-Handel:

- Auswahl zulässiger Vertragspartner für jeden Auftrag
- telefonischer Handel
- intransparent
- individuelle Produktgestaltung
- Vertragspartner durchgehend bekannt

Stromhandel in Deutschland, Österreich, Schweiz und Frankreich:

- Terminhandel: EEX in Leipzig
- Spothandel: EPEX in Paris
- Marktanteil OTC-Handel in Deutschland 70%

Abwicklung der Börsengeschäfte:

- European Commodity Clearing AG (ECC)
- Clearinghouse der EEX und EPEX
- trägt als zentraler Kontrahent das Kontrahentenrisiko
- garantiert Erfüllung der Börsengeschäfte

Day-Ahead-Handel:

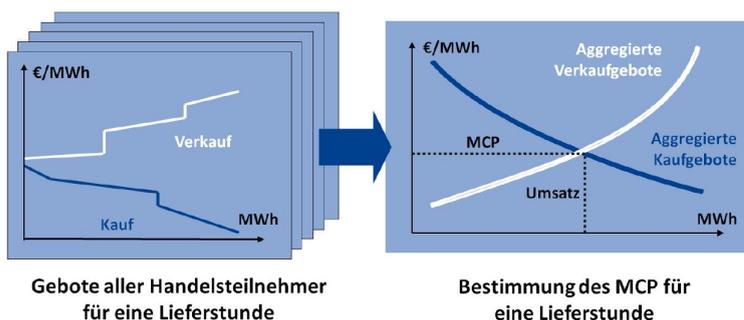
- tägliche, kurzfristige Optimierung des Stromportfolios für den nächsten Tag
- jeder Handelsteilnehmer ermittelt täglich die für den Folgetag noch benötigte oder überschüssige Strommenge
- Lieferperiode: einzeln für jede Lieferstunde des Folgetages oder Base-/Peakload
- Handelszeitraum: bis 12 Uhr am Vortag der Lieferung
- Zukauf an der Börse, wenn der Börsenpreis unter den Kosten für die Erhöhung der Produktion liegt
- Verkauf an der Börse, wenn die Verkaufserlöse über den Kosten für die Erhöhung der Produktion liegen
- Kaufs- und Verkaufsaufträge können mit Limits versehen werden (Höchst- bzw. Mindestpreis)
- Aufträge in Form von Preis-Mengen-Paaren für jede Lieferstunde als sogenannte Gebotskurve

Merit Order Kurve:

- basiert auf Grenzkosten der Kraftwerke eines Kraftwerkparks
- Erzeugungskapazität nach Erzeugungskosten sortiert

Ermittlung des Strompreises für jede einzelne Lieferstunde des Folgetages beim Day-Ahead-Handel:

- aggregierte Nachfrage- und Angebotskurve aus allen erteilten Aufträgen aller Handelsteilnehmer bilden
- Schnittpunkt der beiden Kurven ergibt den markträumenden Gleichgewichtspreis (**Market Clearing Price**, MCP) für die Lieferstunde sowie das **Market Clearing Volume** (MCV) zu diesem Preis
- Ausführung von:
 - Verkaufsaufträgen mit $\text{Limit} \leq \text{MCP}$
 - Kaufaufträgen mit $\text{Limit} \geq \text{MCP}$
- Wohlfahrt: Fläche links zwischen den Kurven bis zum Schnittpunkt



Kombinations-/Blockaufträge:

- Sammelauftrag für Gruppe von Lieferstunden
- nur ausgeführt, wenn alle Teilaufträge ausführbar sind
- Vermeiden, dass Kraftwerke für einzelne Lieferstunden hoch- oder runtergefahren werden müssen

Phelix Base Index:

Mittelwert des MCP der Lieferstunden 1 bis 24 des Folgetages

Phelix Peak Index:

Mittelwert des MCP der Lieferstunden 9 bis 20 des Folgetages

Intraday-Handel:

- Lieferperiode: eine Stunde
- Handelszeitraum: eine Stunde bis ein Tag vor Lieferbeginn
- Prognosen für Day-Ahead-Handel fehlerbehaftet
- Fehlmengen oder Überschüsse kurzfristig erwerben oder veräußern
- kontinuierlicher Handel, offenes Auftragsbuch, aber anonym
- zu Geschäft zusammenführen, wenn Preis des höchsten Kaufauftrages \geq Preis des niedrigsten Verkaufsauftrages

Terminhandel:

- langfristig
- Lieferperiode: Woche/Monat/Quartal/Jahr
- Handelsperiode: mehr als zwei Tage in der Zukunft
- Base- oder Peakload
- Futures oder Optionen
- erlaubt Absicherung gegen plötzliche Preissprünge und langfristige Preisbewegungen
- kontinuierlicher Handel, offenes Auftragsbuch

Future:

- Verpflichtung, bestimmte Menge Strom in genau festgelegtem zukünftigen Zeitraum zum festgelegten Preis zu liefern oder abzunehmen
- heutigen Preis für einen Lieferzeitraum in der Zukunft sichern
- Nutzen von möglichen vorteilhaften Preisbewegungen wird dabei aber ausgeschlossen
- Tätigung in Gewinnabsicht möglich (Spekulation auf sich vorteilhaft ändernden Preis)
- Geschäft nicht physisch, sondern nur finanziell erfüllt, also keine Stromlieferung
- bei Fälligkeit gegen Schlussabrechnungspreis in bar abgerechnet (Barausgleich)
- Schlussabrechnungspreis: tatsächlicher Preis am Spotmarkt zum Lieferzeitpunkt (Phelix-Index)
- sicherstellen, dass Stromlieferung zum vereinbarten Preis möglich ist
- Base- oder Peakload

Optionen:

- Call: Käufer hat das Recht, zum vereinbarten Preis an einem vereinbarten Tag vom Verkäufer der Call-Option bestimmte Menge Strom zu kaufen.
- Käufer schützt sich mit Call gegen steigende Preise und wahrt Chance, von fallenden Preisen zu profitieren
- Put: Käufer hat das Recht, zum vereinbarten Preis an einem vereinbarten Tag dem Verkäufer der Put-Option bestimmte Menge Strom zu verkaufen.
- Käufer schützt sich mit Put gegen fallende Preise und wahrt Chance, von steigenden Preisen zu profitieren.
- Zahlung einer Optionsprämie an den Stillhalter
- für alle Baseload-Futures

Clearing-Mitglieder:

- Finanzinstitute mit Lizenz zur Abwicklung von Spot- und Termingeschäften
- wickeln Geschäfte mit ECC und Handelsteilnehmern ab
- tragen Kontrahentenrisiko
- übernehmen bei Verzug die Verpflichtungen gegenüber der Gegenpartei
- verlangen von Handelsteilnehmern Sicherheiten (Initial Margin)
- Beitrag zum solidarischen Clearing Fonds für den Fall der Insolvenz

European Commodity Clearing AG (ECC):

- verlangt Sicherheit (Initial Margin) von Clearing-Mitgliedern
- meldet zu liefernde Strommengen als Fahrpläne an die Übertragungsnetzbetreiber

Variation Margin:

- täglicher Gewinn-/Verlustausgleich bei Futures über den Abrechnungspreis (Settlement Price)
- auch «Mark-to-Market»-Verfahren genannt
- Kontrahentenrisiko bei Future-Geschäften täglich auf Null zurückgeführt
- dadurch geringe zu hinterlegende Initial Margins

OTC-Geschäfte über die EEX:

- über ECC Clearing-Infrastruktur möglich
- Absicherung gegen Ausfall der Gegenpartei
- außerbörsliches Termingeschäft muss an der EEX gehandeltem Future entsprechen
- «Exchange Futures for Physical» (EFP)

Marktgebiet:

ein oder mehrere Übertragungsnetze, zwischen denen keine Übertragungsengpässe bestehen, so dass sich am Spotmarkt ein einheitlicher Preis für das Marktgebiet ergibt

Folgen beschränkter Übertragungskapazitäten:

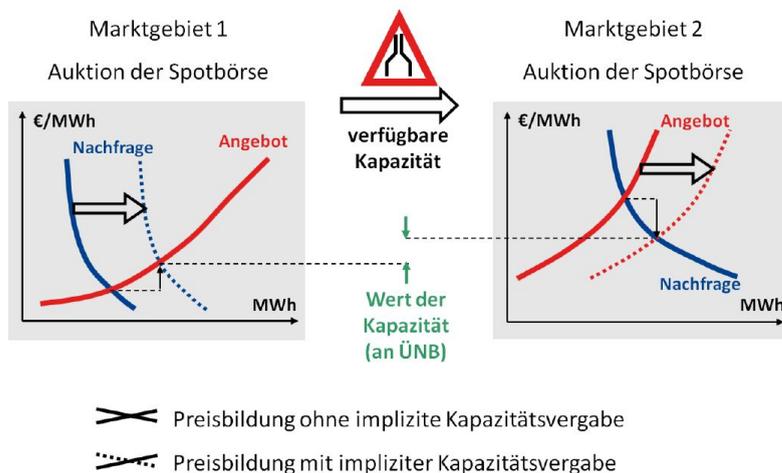
- unterschiedliche Spotpreise
- Handelsteilnehmer versuchen Preisunterschiede für Arbitragegeschäfte zu nutzen
- dabei muss die Preisdifferenz der Marktgebiete größer als der Preis für die zu ersteigende Übertragungskapazität sein

Folgen der Arbitragegeschäfte:

- niedrigerer Marktpreis steigt
- höherer Marktpreis sinkt
- Übertragungskapazitäten werden ausgenutzt

Market Coupling:

- Optimierung der Nutzung der verfügbaren Übertragungskapazitäten
- Maximierung der Wohlfahrtsgewinne an Day-Ahead-Märkten
- Nachfragekurve der Spotbörse mit niedrigerem Preis maximal um den Betrag der verfügbaren Übertragungskapazität verschieben, bis die Strompreise sich ggf. angleichen
- analog für die Angebotskurve der Spotbörse mit dem höheren Preis
- eingennommene Erlöse als Entgelt für die Nutzung der Übertragungskapazitäten an den Übertragungsnetzbetreiber



4.5 Reservemärkte

Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber:

für Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch sorgen

Momentanreserve:

- Leistungsdefizit aus kinetischer Energie der rotierenden Massen gedeckt
- führt zu einer Frequenzabsenkung

Primärregelreserve:

- wirkt dem Absinken der Frequenz entgegen
- örtliche P-Drehzahlregler erhöhen Leistung innerhalb weniger Sekunden
- Beteiligung aller Übertragungsnetzbetreiber
- stationäre Frequenzabweichung verbleibt
- innerhalb von 30 sec für bis zu 15 min

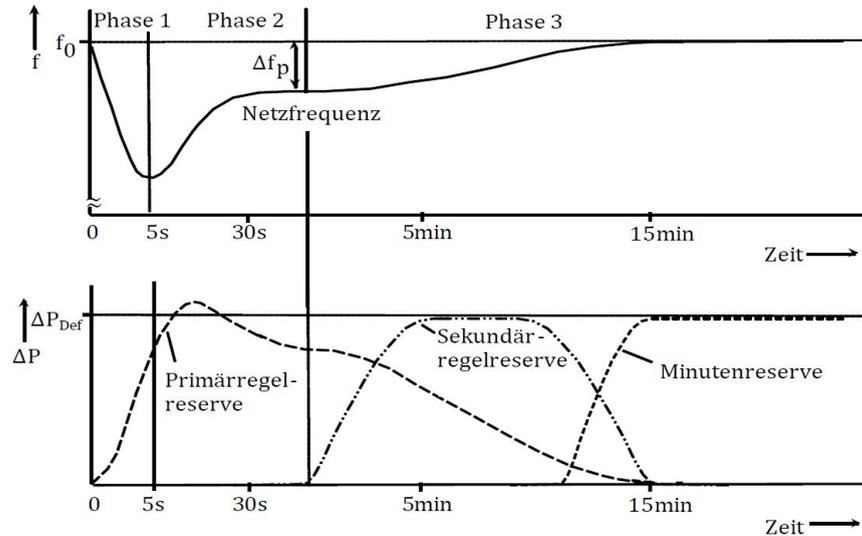
Sekundärregelreserve:

- löst Primärregelreserve innerhalb von 5 min ab, für bis zu einer Stunde
- schnellstartbare Kraftwerke: z.B. Wasser- und Gasturbinen
- verursachergerecht im Netz des ausfallbetroffenen Übertragungsnetzbetreibers
- zentrale I-Sekundärregelung führt die Frequenz auf den Sollwert zurück
- sowie Wiedereinstellen der vereinbarten Austauschleistung zwischen den Übertragungsnetzen

Minutenreserve:

- bei großen Leistungsdefiziten Ergänzung der Sekundärregelreserve
- innerhalb von 15 min für mindestens eine Stunde verfügbar

Frequenzverlauf bei einem Einspeisungsausfall (Leistungsdefizit):



Reserveprodukte:

- Primärregelreserve: positiv und negativ, 1 Woche, ± 1 MW
- Sekundärregelreserve: positiv oder negativ, Peak/Offpeak, 1 Woche, + oder - 5 MW
- Minutenreserve: positiv oder negativ, 4 Stunden Pakete, 1 Tag, + oder - 5 MW

Vergütung Reserve:

- über den Leistungspreis
- bei Sekundärregel- und Minutenreserve zusätzlich über den Arbeitspreis für tatsächlich erbrachte Reservearbeit

Preisbildung an Reservemärkten:

- getrennte Preise für Reserveleistung und -arbeit
- einseitige Nachfrageauktion des Übertragungsnetzbetreibers, ähnlich einer Ausschreibung
- Angebote werden nach den Leistungspreisen sortiert, Zuschlag so lange bis die benötigte Reserveleistung gedeckt ist
- der Arbeitspreis hat keine Auswirkung auf den Zuschlag
- der Leistungspreis ist sofort zu zahlen
- der Arbeitspreis ist erst nach Abruf zu zahlen
- Abruf unabhängig vom Leistungspreis nach Merit Order Kurve des Arbeitspreises

4.6 Märkte für Übertragungskapazitäten

Engpass:

durch begrenzte Übertragungskapazitäten des Netzes im grenzüberschreitenden Handel

Übertragungsrechte:

- für den Transport über Engpässe
- Transport dann aber nicht verpflichtend
- Jahres-, Monats- und Stundenkapazitäten

Vergabe verfügbarer Übertragungskapazitäten:

- explizite Auktion
- über Merit Order Liste
- ausgehend vom höchsten gebotenen Preis vergeben bis die verfügbare Übertragungskapazität ausgeschöpft ist

Net Transfer Capacities (NTC):

- maximal zulässiger Austausch zwischen zwei benachbarten Marktgebieten
- Einspeisung in zwei Marktgebieten erhöhen bzw. verringern bis mindestens eine Grenzwertverletzung auftritt
- zusätzliche Sicherheitsmarge wird berücksichtigt
- wegen Vermaschung aber besser Sensitivitätsmatrix aufstellen: $\mathbf{S} \cdot \Delta \vec{E} \leq \vec{BC}$

Vorgehen bei nicht genutzten Jahres- oder Monatskapazitäten:

- «use it or lose it»
- «use it or get paid for it»
- Sekundärhandel untereinander

Vorgehen bei nicht genutzten Stundenkapazitäten:

- genutzt für grenzüberschreitenden Intraday-Handel
- First Come First Serve (FCFS) Vergabeverfahren des Übertragungsnetzbetreibers

5 Mathematische Optimierungsverfahren

Kraftwerkseinsatz und Energiebezug planen:

- Welches Kraftwerk befindet sich in Betrieb und speist mit welcher Leistung ein?
- Welches Kraftwerk ist außer Betrieb oder in Revision?
- Welches Pumpspeicherkraftwerk pumpt mit welcher Leistung?
- Wie viel Primärenergie wird benötigt?
- Wie stark werden Wasserspeicher entleert oder befüllt?

⇒ Lösung über mathematische Optimierungsaufgaben

5.1 Allgemeine Optimierungsaufgabe

Optimierungsproblem:

$\min F(\vec{x})$ Zielfunktion

s.d.

$\vec{g}(\vec{x}) = \vec{0}$ Gleichheitsnebenbedingung

$\vec{h}(\vec{x}) \leq \vec{0}$ Ungleichheitsnebenbedingung

Überführung Minimierungs- in Maximierungsaufgabe:

$\max F(\vec{x}) \iff \min (-F(\vec{x}))$

Typen von Optimierungsvariablen:

- kontinuierlich
- diskret
- binär

Negative Variablen bei Optimierungsverfahren mit Variablen, die nur positive Werte annehmen können:

Substitution $x_j = u_j - v_j$ mit $u_j, v_j \in \mathbb{R}_0^+$

Kriterien zur Beschreibung einer Zielfunktion:

- Konvexität:
 - Funktionswerte zwischen zwei Werten x_1 und x_2 liegen unterhalb oder auf der Verbindungsgeraden der beiden Funktionswerte $F(x_1)$ und $F(x_2)$
 - Minimum einer konvexen Funktion ist immer das globale Minimum
 - dann auch unimodal: Zielfunktion vom einzigen Minimum aus nur monoton steigend
- Differenzierbarkeit: von vielen Optimierungsverfahren gefordert
- Linearität: $F(\vec{x}) = c_0 + \sum_{j=1}^p c_j \cdot x_j$
 - Optimierungsaufgabe lässt sich dann immer eindeutig und in akzeptabler Rechenzeit lösen
 - nichtlineare Funktionen oft stückweise linearisierbar, dann iterative Lösung
 - immer additiv separabel
- Separabilität:
 - additiv: $F(\vec{x}) = \sum_{j=1}^p F_j(x_j)$
 - multiplikativ: $F(\vec{x}) = \prod_{j=1}^p F_j(x_j)$

Nebenbedingungen:

- unbeschränktes Optimierungsproblem: keine Nebenbedingungen einzuhalten
- konvexer Lösungsraum: jeder Punkt auf der Verbindungsline zwischen zwei beliebigen Punkten im Lösungsraum ist Teil des Lösungsraumes
- lineare Nebenbedingungen: dann immer konvexer Lösungsraum
 - $g_i(\vec{x}) = a_{i0} + \sum_{j=1}^m a_{ij} \cdot x_j = 0$
 - $h_i(\vec{x}) = b_{i0} + \sum_{j=1}^n b_{ij} \cdot x_j \leq 0$
- nichtlineare Nebenbedingungen: je nach Lösungsverfahren Linearisieren

konvexes Optimierungsproblem:

Zielfunktion und Lösungsraum konvex

Ungleichheitsnebenbedingungen in Gleichheitsnebenbedingungen wandeln:

$\vec{h}(\vec{x}) + \vec{y} = \vec{0}$ mit Schlupfvariablen \vec{y}

Gleichheitsnebenbedingungen in Ungleichheitsnebenbedingungen wandeln:

$\vec{g}(\vec{x}) \leq \vec{0}$ und $-\vec{g}(\vec{x}) \leq \vec{0} \iff \vec{g}(\vec{x}) \geq \vec{0}$

Dualität:

- duales Problem zu konvexem Optimierungsproblem mit Gleichheitsnebenbedingungen (Primales Problem):

$$\max_{\vec{\lambda}} \left(\min_{\vec{x}} L(\vec{x}, \vec{\lambda}) \right) \text{ mit } L(\vec{x}, \vec{\lambda}) = F(\vec{x}) + \vec{\lambda}^T \cdot \vec{g}(\vec{x})$$

- Lagrange-Multiplikatoren $\vec{\lambda}$
- Lagrange-Funktion $L(\vec{x}, \vec{\lambda})$
- optimaler Zielfunktionswert beim Primalem und Dualen Problem gleich

Kuhn-Tucker Theorem:

liefert bei konvexen Optimierungsproblemen mit Gleichheitsnebenbedingungen notwendige und hinreichende Bedingung für das Vorliegen einer optimalen Lösung

Arten von Lösungsverfahren:

- vollständige Enumeration:
 - für sehr kleine diskrete Optimierungsprobleme
 - aus allen möglichen Lösungen die beste Lösung ermitteln
- analytische Lösung:
 - für differenzierbare Optimierungsaufgaben
 - meist keine geeignete Wahl
- numerisch-iterative Lösungsverfahren: sehr flexibel und vielseitig einsetzbar
- heuristische Verfahren:
 - mit Erfahrungswissen, Analogien und logischen Schlussfolgerungen den Suchprozess zum Optimum steuern
 - keine Optimalitätsgarantie
 - Vorteile bei der Rechenzeit

5.2 Gradientenverfahren

- für konvexes Optimierungsproblem
- von Startlösung ausgehend die Richtung des stärksten Abstieges (minimalen Gradienten) der Zielfunktion bestimmen
- iteratives Vorgehen
- sukzessive Verkleinerung der Schrittweite

5.3 Simplex-Verfahren

lineares Optimierungsproblem mit Ungleichheitsnebenbedingungen, Optimierungsvariablen nehmen nur positive Werte an

Algorithmus um optimale Ecke aufzufinden:

- Beginn bei beliebiger Ecke
- Nachbarerecke mit geringstem Zielfunktionswert bestimmen
- zu dieser Ecke gehen
- Ecke ohne Nachbarerecken mit geringerem Zielfunktionswert ist die optimale Lösung

Isolinie:

Gerade, die sich aus der Zielfunktion ergibt

eindeutiges Optimum:

Isolinie verläuft durch genau eine Ecke des Lösungsbereiches

mehrdeutiges Optimum:

Isolinie fällt mit einer Kante zusammen

degenerierte Lösung:

Ecke, an der sich mehrere Beschränkungsgeraden schneiden, so dass einzelne Nebenbedingungen keine zusätzliche Information liefern

Satz der schwachen Dualität:

$$\max F(\vec{x}) = \vec{c}^T \cdot \vec{x}$$

$$\text{s.d. } \vec{h}(\vec{x}) = \mathbf{B} \cdot \vec{x} \leq \vec{b}$$

$$\implies \min F(\vec{y}) = \vec{b}^T \cdot \vec{y}$$

$$\text{s.d. } \vec{h}(\vec{y}) = \mathbf{B}^T \cdot \vec{y} \geq \vec{c}$$

es gilt dann für zwei Lösungen \vec{x} und \vec{y} : $F(\vec{x}) = \vec{c}^T \cdot \vec{x} \leq \vec{b}^T \cdot \vec{y} = F(\vec{y})$

\implies obere Schranke für primales Maximierungsproblem

Satz der starken Dualität:

genau eine optimale Lösung \vec{x}^* und \vec{y}^* : $F(\vec{x}^*) = \vec{c}^T \cdot \vec{x}^* \leq \vec{b}^T \cdot \vec{y}^* = F(\vec{y}^*)$

\implies Zielfunktionswert im Optimum des primalen und dualen Problems ist gleich

5.4 Network-Flow-Verfahren

- Optimierung von Transportproblemen
- nutzt vereinfachtes Simplex-Verfahren

Aufgabe des Network-Flows:

Güter von einem Angebotsknoten über kapazitätsbeschränktes Netzwerk von Transportwegen und Umladeknoten kostenminimal zu Bedarfsknoten transportieren. Gesucht sind die Transportmengen über die jeweiligen Transportwege.

Bedingungen des Network-Flows:

- Angebot muss der Nachfrage entsprechen: $\sum_{j=1}^n a_j = 0$
bei Angebotsknoten mit $a_i > 0$ und bei Bedarfsknoten mit $a_i < 0$
- zusammenhängendes Netzwerk
- keine parallelen Transportwege
- untere Kapazitätsgrenze ist Null

Bestimmung der Startlösung des Network-Flows (Big-M-Methode):

- Güter von allen Angebotsknoten über Hilfswege zu Hilfsknoten transportieren
- von dort über weitere Hilfswege zu den Bedarfsknoten weiterleiten
- Hilfswege haben keine Transportbeschränkung, aber höhere Transportkosten als jeder andere Pfad im Netzwerk
⇒ Verdrängung des Transportes in das ursprüngliche Netzwerk
- optimale Lösung, wenn Transportmengen auf den Hilfswegen Null sind, sonst Problem nicht lösbar
- Startwerte für Hilfszweige gleich jeweiliger erzeugter/verbrauchter Menge, für sonstiges Netzwerk Null

5.5 Verfahren von Wolfe

- quadratisches Problem durch Hilfsvariablen über die Kuhn-Tucker Bedingungen in ein lineares Optimierungsproblem wandeln
- weiterhin nichtlineare Nebenbedingungen
- Lösung mittels modifiziertem Simplex-Verfahren

5.6 Quadratische Programmierung

- Zielfunktion mit linearen und quadratischen Termen
- lineare Nebenbedingungen (konvexer Lösungsraum)
- $F(\vec{x}) = \vec{c}^T \cdot \vec{x} + \vec{x}^T \cdot \mathbf{D} \cdot \vec{x}$
 $\mathbf{A} \cdot \vec{x} \leq \vec{b}$
 $\vec{x} \in \mathbb{R}_0^{n,+}$
- für allgemeine quadratische Probleme noch keine zufriedenstellende Lösungsmethode entwickelt, nur für konvexe quadratische Probleme
- konvex, wenn symmetrische Matrix \mathbf{D} positiv definit oder semidefinit
- Lösung z.B. mit Gradienten- oder Wolfe-Verfahren

5.7 Sukzessive Lineare Programmierung

- Optimierung nichtlinearer Probleme mit Methoden der Linearen Programmierung
- Zielfunktion und Gradient müssen nicht analytisch beschreibbar sein
- aber Werte für gesamten Lösungsraum müssen berechenbar sein
- Voraussetzung: unimodale Zielfunktion und konvexer Lösungsraum

Grundidee der Sukzessiven Linearen Programmierung:

- nichtlineare Zielfunktion um Startlösung linearisieren
- Optimum für dieses genäherte Optimierungsproblem bestimmen
- iteratives Verfahren
- für Konvergenz: in jedem Schritt Linearisierungsbereich verkleinern

5.8 Branch & Bound-Verfahren

- für gemischt-ganzzahlige lineare Optimierungsprobleme
- Enumeration aller zulässigen Werte für diskreten Anteil der Variablen zu aufwändig, exponentiell wachsender Rechenaufwand
- daher versuchen Teile des Lösungsraumes ausschließen zu können

Ablauf des Branch & Bound-Verfahrens:

- Startlösung: alle Variablen kontinuierlich annehmen und Zielfunktionswert der optimalen Lösung als untere Schranke bestimmen
- Entscheidungsbaum aufbauen, mit zunehmender Tiefe eine ursprünglich diskrete Variable weniger kontinuierlich annehmen, so dass nach und nach wieder alle ursprünglich diskreten Variablen als diskret angenommen werden
- Baum durchlaufen und an jedem Knoten zugehöriges Optimierungsproblem lösen und Zielfunktionswert bestimmen
- wenn Zielfunktionswert schlechter als benachbarte Zielfunktionswerte auf der gleichen Ebene, Teilbaum ignorieren
- wenn bester Zielfunktionswert, den zugehörigen Teilbaum weiterverfolgen
- bei Unlösbarkeit ist der gesamte zugehörige Teilbaum auch unlösbar
- bei möglicher optimaler Lösung am Ende des Baumes ist deren Zielfunktionswert mit dem Zielfunktionswert der zuvor vernachlässigten Abzweige zu vergleichen um sicherzustellen, dass es sich um das globale Optimum handelt

5.9 Dynamische Programmierung

- für mehrstufige Entscheidungsprozesse mit diskreten oder diskretisierbaren Variablen
- Zielfunktion additiv oder multiplikativ separabel
- Markov-Bedingung: Zielfunktionsbeitrag F_j einer Entscheidungsstufe muss allein eine Funktion der diskreten Entscheidungsvariablen x_j sein und darf nicht von früheren Teilentscheidungen abhängen
- Zielfunktion nicht zwingend konvex
- aber abzählbar beschränkter Wertebereich der Optimierungsvariablen
- Zustände: Werte der Optimierungsvariablen
- Stufen des Entscheidungsprozesses: Optimierungsvariablen
- praktisch lösbar sind Probleme mit einer oder wenigen Nebenbedingungen: $g(\vec{x}) = \vec{a}^T \cdot \vec{x} - b = 0$
- Ausgangszustand der ersten Stufe und Endzustand der letzten Stufe müssen bekannt sein

Lösungsprinzip der Dynamischen Programmierung:

Suche den optimalen Weg der diskreten, entkoppelten Einzelentscheidungen \vec{x} , der die integrale Nebenbedingungen erfüllt und von einem definierten Startzustand S_0 zu einem definierten Endzustand S_p führt.

Vorwärtsrechnung der Dynamischen Programmierung:

- für jeden Zustand $S_{j,k}$ die optimale Stufenentscheidung x_j^* , ihren aggregierten Zielfunktionsbeitrag und den optimalen Eingangszustand ermitteln
- Rechenzeit durch Beschränkung auf Teilentscheidungen, welche die Nebenbedingungen nicht verletzen und den Endzustand S_p ermöglichen, reduzieren

Rückwärtsrechnung der Dynamischen Programmierung:

Bestimmung der optimalen Entscheidungsreihenfolge, die sich aus den optimalen Teilentscheidungen zusammensetzt

5.10 Genetische Algorithmen

- heuristisches Verfahren, daher keine Optimalitätsgarantie
- lösen des Optimierungsproblem, indem iterativ alle Individuen einer Population bewertet werden und die mit den höchsten Fitnesswerten als Eltern zur Erzeugung der nächsten Generation (Kindpopulation) ausgewählt werden
- Verbesserung der Fitness von Generation zu Generation angestrebt
- Genstring eines neuen Individuums aus Genstrings der Eltern zusammengesetzt

Termini Genetischer Algorithmen:

Begriff	Erläuterung
Individuum	mögliche Problemlösung
Population	Menge möglicher Problemlösungen
Fitness	Lösungsqualität bezogen auf Zielfunktion
Generation	Iteration
Gen	Optimierungsvariable
Genstring	Codierung einer möglichen Problemlösung (als Zeichenkette)

Erzeugung einer Startpopulation bei Genetischen Algorithmen:

- zufällig
- bekannte Startlösung

Ablauf von Genetischen Algorithmen:

1. Initialisierung
2. Bewertung: Fitness ermitteln
3. ggf. Abbruch (z.B. maximale Iterationszahl erreicht, keine Verbesserung der Fitness) und Lösung ausgeben
4. Selektion: Auswahl der Eltern, frühzeitige Konvergenz in lokalem Optimum verhindern
5. Crossover: zufällige Bildung neuer Individuen aus Eltern-Genstrings
6. Mutation: nur selten Genstring eines neuen Individuums an zufälliger Stelle ändern; dient der Erschließung des bisher nicht betrachteten Lösungsraumes
7. gehe zu 2.)

Berücksichtigung von Nebenbedingungen bei Genetischen Algorithmen über:

- Bestrafung von Verletzungen der Nebenbedingungen über Verringerung der Fitness
- Einsatz von Reparaturalgorithmen um aus ungültigen Lösungen gültige zu erzeugen
- spezielle Crossover- und Mutationsoperatoren, die nur gültige Individuen erzeugen

5.11 Dekomposition

- komplexe Optimierungsprobleme oft bei geschlossener Formulierung nicht lösbar oder erheblicher Rechenaufwand
- Gesamtaufgabe in Unteraufgaben zerlegen, die iterativ gelöst und von einem Koordinator so koordiniert werden, dass das Gesamtoptimum erreicht wird

Lagrange-Relaxation:

- geeignet bei separabler Zielfunktion
- Nebenbedingungen in Zielfunktion einbeziehen um Zerlegung zu ermöglichen, da dann keine direkte Kopplung über die Nebenbedingungen mehr besteht (Dualitätstheorie)
- Koordination der Teilaufgaben durch iterative Anpassung des Lagrange-Multiplikators λ , so dass das Optimum der Zielfunktion erreicht wird
- Konvergenz erreicht, wenn Nebenbedingungen eingehalten werden
- Lagrange-Multiplikator kann als Preis für die Einhaltung der Nebenbedingungen gesehen werden («Schattenpreis»)

nicht-konvexes Optimierungsproblem:

mittels Lagrange-Relaxation kann eine nicht optimale Lösung ermittelt werden, die aber in definierter Umgebung ε der Zielfunktion der optimalen Lösung liegt

6 Optimierung des Erzeugungssystems

6.1 Aufgabenstellung

technische Ziele der Optimierung des Erzeugungssystems:

- Stromabsatz decken (Lieferverpflichtungen)
- Reserve vorhalten

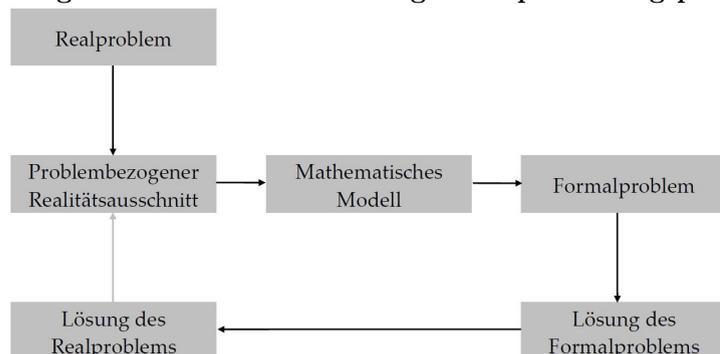
wirtschaftliche Ziele der Optimierung des Erzeugungssystems:

- Deckungsbeiträge maximieren (Saldo aus Erlösen und variablen Kosten)
- bei feststehenden Erlösen variable Kosten minimieren

vielfältige Randbedingungen bei der Optimierung des Erzeugungssystems einzuhalten:

- minimale und maximale Füllstände von Wasserspeichern
- minimale und maximale Gasbezugsverpflichtungen aus «take or pay»-Klauseln
- maximal verfügbare Emissionsrechte, sofern Emissionshandel unberücksichtigt bleibt
- minimale Revisionsdauern und -häufigkeiten von Kraftwerken
- minimale und maximale Leistungen von Kraftwerken
- minimale An- und Abfahrtdauern von Kraftwerken
- Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten von Kraftwerken
- maximale Leistungsgradienten von Kraftwerken

Vorgehensweise bei der Lösung von Optimierungsproblemen:



Bei der Optimierung des Erzeugungssystems lineare Nebenbedingungen aus:

- Lastdeckung
- Reserverdeckung
- Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten der Kraftwerke
- Primärenergiebeschaffung
- hydraulische Jahresspeicherbedingungen

Planungshorizonte für den Kraftwerkseinsatz:

- Kraftwerksausbauplanung:
 - Zeitraster: eine Stunde bis ein Tag
 - Zeithorizont: ein Jahr bis 30 Jahre
 - Zubau neuer Kraftwerke, Erweiterung bestehender Kraftwerke, Abbau unwirtschaftlicher Kraftwerke
 - Entscheidungen über langfristige Bezugsverträge von Primärenergien
- Energieeinsatzplanung:
 - Zeitraster: eine Stunde
 - Zeithorizont: ein Monat bis ein Jahr
 - Grundlage für Beschaffung der Primärenergien
 - Revisionsplanung
 - Preisabsicherung der Stromerzeugung an Terminmärkten
 - Füllstände der Speicher
- Kraftwerkseinsatzplanung:
 - Zeitraster: Viertelstunde bis eine Stunde
 - Zeithorizont: ein Tag bis eine Woche
 - Festlegung genauer Kraftwerkseinsätze: An- und Abfahrten, einzuspeisende Leistung, vorzuhaltende Reserve
 - Käufe und Verkäufe im Day-Ahead-Handel festlegen
- kurzfristige Kraftwerkseinsatzplanung:
 - Zeitraster: Viertelstunde
 - Zeithorizont: eine Stunde bis ein Tag
 - Überprüfen und Modifizieren von An- und Abfahrtsentscheidungen von schnell startbaren Blöcken, einzuspeisender Leistung, vorzuhaltender Reserve von am Netz befindlichen Kraftwerken
 - Intraday-Handel
- optimale Lastaufteilung:
 - Zeitraster: 5 Minuten
 - Zeithorizont: 5 Minuten bis eine Stunde
 - aktuell geforderte Erzeugung und Reserve auf sich in Betrieb befindliche Kraftwerke mit dem Ziel möglichst geringer Betriebskosten aufteilen

6.2 Modellierung des Erzeugungssystems

- wegen des hohen Vermaschungsgrades keine Berücksichtigung der Übertragungsfähigkeit der Netze, Modellierung als verlustloser Bilanzknoten mit ständiger Verfügbarkeit
- Netzbetreiber beschaffen Strom zur Deckung der Netzverluste auf den Märkten

Modellierung thermischer Kraftwerksblöcke:

- konventionelle Kraftwerke mit fossilen sowie nuklearen Primärenergieträgern
- zwei Zustände: Stillstand ($P = 0$) und Betrieb ($P_{min} + P_{res,-} \leq P \leq P_{max} - P_{res,+}$)
- eventuelle Vorgabe von Sollfahrplänen für Betriebszustand und Leistungsabgabe
- Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten zur Reduzierung von thermomechanischen Belastungen
- Zugriffszeit: Dauer bis Leistungsabgabe erfolgt, nicht bei Gaskraftwerken existent
- Leistungsänderungsvermögen $\dot{P} \leq \dot{P}_{max}$
- ruhige Fahrweise angestrebt um Lebensdauer zu verlängern
- stationäre Betriebskosten: $\dot{K}_{stat} = k_{PE} \cdot \dot{Q}(P) + k_{zus} \cdot P$
mit stationärem Wärmeverbrauch $\dot{Q}(P) = a \cdot P^2 + b \cdot P + c$ bei $a, b > 0$
- Anfahrkosten: $K_{Anf} = K_{Anf,0} + K_{Anf,1}(t \rightarrow \infty) \cdot (1 - e^{-t/\tau})$ mit $\tau = 1 \dots 40$ h
- Energiemengenbedingung $E_{PE,min}$ und $E_{PE,max}$ für Primärenergiebezug: Folge vertraglicher Vereinbarungen
- Verlässlichkeit variiert je nach Typ, Bauart und Größe
- Einsatzplan so gestalten, dass kurzfristige Ausfälle ausgeglichen werden können
- Modellierung der (Mehrfach-) Ausfälle über eine Ausfallziehung

Modellierung hydraulischer Kraftwerksblöcke:

- Betriebsweise vom Speichervermögen abhängig
- arbeitsabhängige Kosten vernachlässigbar
- natürliche Zuflüsse unterliegen Schwankungen (Wetterverhältnisse), daher Zuflussprognosen notwendig

Modellierung von Speicherkraftwerken:

- Dargebotsabhängigkeit reduziert
- Stromerzeugung bedarfsgerecht und zeitlich entkoppelt vom Zufluss
- Jahresspeicherung: Schneeschmelze ausnutzen und hohe Winterlast
- Wochenspeicherung: im Wochenrhythmus schwankende Last nivellieren
- Tagesspeicherung: Glättung der Tagesganglinie
- abgegebene Leistung: $P = \eta_T \cdot \rho \cdot g \cdot h \cdot Q_T$
- Pegelstände h_P nichtlinear vom gespeicherten Wasservolumen Q_V abhängig
- Muschelkurve: nichtlineare Abhängigkeit von Durchfluss, Fallhöhe und Wirkungsgrad
- Ober- und Untergrenzen für zu speicherndes Wasservolumen:
 - Vermeidung des Überlaufens
 - Beschädigung der Turbine durch Sand
 - wasserwirtschaftliche Auflagen
 - Umweltschutz
 - Tourismus
- Ober- und Untergrenzen für turbinierbare Wassermenge:
 - technisches Vermögen der Turbine
 - wasserrechtliche Auflagen
 - Umweltschutz
 - Tourismus
- in etwa zwei Minuten vom Stillstand bis zur Maximalleistung
- keine Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten
- geeignet für Spitzenlastdeckung, Regelbetrieb und Reservevorhaltung

Modellierung von Pumpspeicherkraftwerken:

- zusätzlich zu Speicherkraftwerken elektrische Energie in potentielle Energie des Wassers umwandeln
- oft nur ein Arbeitspunkt im Pumpbetrieb
- Maschinendurchfluss: $\dot{Q}_P = \frac{\eta_P \cdot P}{\rho \cdot g \cdot h}$
- Wälzwirkungsgrad: $\eta_W = \eta_P \cdot \eta_T$
- Möglichkeit der Schnellabschaltung zur Vorhaltung von Minutenreserve

Modellierung von Laufwasserkraftwerken:

- Fluss geringfügig in seinem Bett aufgestaut
- niedrige Fallhöhe, große Durchflussmenge
- bedeutender Teil des Durchflusses muss kontinuierlich turbinieren werden
- Schwellbetrieb: Nutzung eines kleinen Speichervolumens
- Fallhöhe abhängig vom gespeicherten Volumen und Durchfluss, da Unterwasserspiegel bei großem Durchfluss steigt
- Ausfälle nicht berücksichtigt, da einfacher Aufbau, keine aggressiven Stoffe und keine großen thermischen Belastungen
- hydraulische Vernetzung

hydraulische Vernetzung:

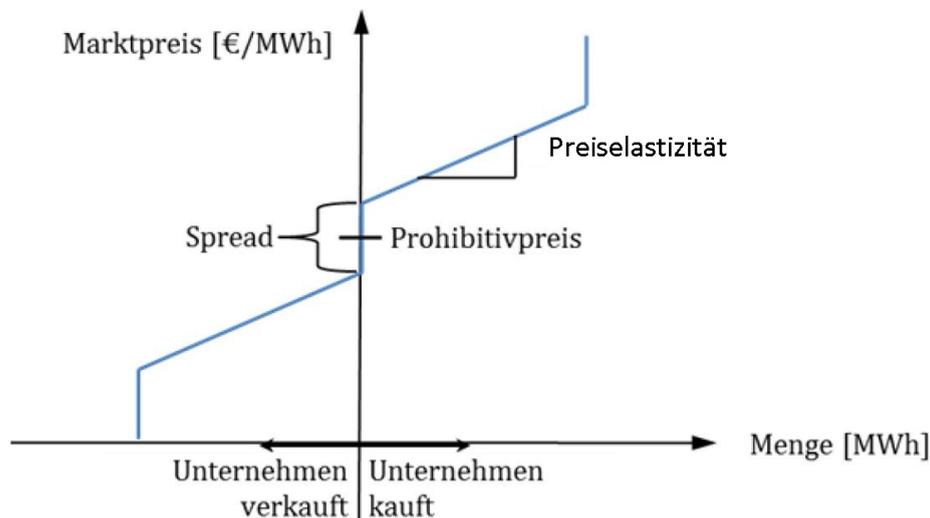
- Kopplung mehrerer hydraulischer Kraftwerke
- Laufzeit des Wassers

Stromhandel:

- bei niedrigen Strompreisen auf Eigenerzeugung verzichten
- bei hohen Strompreisen Verkauf der erhöhten Eigenerzeugung
- Preisbildung: Strompreis sinkt bei größerem Angebot und steigt bei größerer Nachfrage

Preis-Absatz-Funktion:

- bei niedrigem Preis ist es möglich größere Strommengen zu verkaufen
- Prohibitivpreis: Gleichgewichtspreis (nachgefragte Menge ist Null)



koppelnde Nebenbedingungen bei der Optimierung des Erzeugungssystems:

- Zielfunktion aus gesamten Betriebskosten bzw. Deckungsbeiträgen
- systemkoppelnde Nebenbedingungen: (Kraftwerke untereinander verknüpft)
 - Deckung der Systemlast
 - Vorhaltung ausreichender Reserve
 - hydraulische Vernetzung
- zeitkoppelnde Nebenbedingungen: (Kraftwerke einzeln verknüpft)
 - Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten
 - Primär- und Sekundärenergiemengenbedingungen
 - Wasserlaufzeiten zwischen einzelnen Speichern

Zerlegung der Gesamtaufgabe bei der Optimierung des Erzeugungssystems:

- system- und zeitkoppelnde Nebenbedingungen tragen zur Komplexität der Kraftwerks- und Energieeinsatzoptimierung bei
- geschlossene Lösung nur für kleine Erzeugungssysteme möglich
- Zerlegung der Aufgabe mittels Lagrange-Relaxation

Zerlegung im Zeitbereich bei der Optimierung des Erzeugungssystems:

- sehr aufwändig
- hohe Anzahl von einfachen Unteraufgaben
- aufwendige Koordination mit hoher Iterationszahl
- gute Berücksichtigung der Systemnebenbedingungen

Zerlegung im Systembereich bei der Optimierung des Erzeugungssystems:

- geringe Zahl teilweise komplexer Unteraufgaben
- einfache Koordination mit geringer Iterationszahl
- gute Berücksichtigung zeitintegraler Nebenbedingungen
- Unteraufgaben:
 - optimaler Einsatz einzelner thermischer Kraftwerke
 - optimaler Einsatz einzelner hydraulischer Gruppen
- Koordinator sorgt für Einhaltung der systembezogenen Nebenbedingungen

6.3 Optimale Lastaufteilung

- Last nicht mehr oder nur mit vernachlässigbarem Prognosefehler behaftet
- Aufteilung der Last auf die in Betrieb befindlichen Blöcke
- Minimierung der Betriebskosten aller Blöcke
- Nebenbedingung: minimal und maximal mögliche Leistungen aller Blöcke sowie die Lastdeckung
- quadratische Optimierungsaufgabe wegen stationärer Kosten

6.4 kurzfristige thermische Kraftwerkeinsatzoptimierung

- Betriebsbereiche und Einschaltentscheidungen über gemischt-ganzzahliges lineares Programm berücksichtigen
- geschlossene Formulierung nur in der kurzfristigen Optimierung (wegen geringer Anzahl an Zeitschritten) und für rein thermische Systeme ohne langfristig zeitkoppelnde Nebenbedingungen

6.5 Thermische Kraftwerkeinsatzoptimierung

- große rein thermische Erzeugungssysteme im Systembereich mit Lagrange-Relaxation zerlegen
- ergebende voneinander unabhängige Ein-Kraftwerksblock-Probleme mit Dynamischer Programmierung lösen
- Teilprobleme:
 - Kraftwerkseinsatzoptimierung der einzelnen Kraftwerksblöcke
 - Handelsaktivitäten auf dem Day-Ahead-Markt
- Koordinator überwacht und steuert systemkoppelnde Nebenbedingungen:
 - Lastdeckung
 - Reservedeckung
- Lagrange-Multiplikator λ_t als Schattenpreis für Vergütung an fiktivem Markt für stündlich gelieferte elektrische Energie
- analog μ_t als Schattenpreis für Reservehaltung

Funktionsweise des Lagrange-Koordinators bei der thermischen Kraftwerkeinsatzoptimierung:

- kumulierte Einspeisung aller Blöcke unterschreitet zu deckende Last:
Anreiz zur Beteiligung an Lastdeckung zu niedrig, also λ_t für nächste Iteration erhöhen
- kumulierte Einspeisung aller Blöcke überschreitet zu deckende Last:
Anreiz zur Beteiligung an Lastdeckung zu hoch, also λ_t für nächste Iteration verringern
- analog mit μ_t für die Reserveforderung

Optimierung eines Kraftwerksblocks bei der thermischen Kraftwerkeinsatzoptimierung:

- mit der Dynamischen Programmierung
- vorgegebene Lagrange-Multiplikatoren λ_t und μ_t
- blockspezifische Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten
- Berücksichtigung des vorgegebenen Anfangszustandes
- Einsatz Dynamischer Programmierung zur Lösung des Optimierungsproblems

Geschlossene Optimierung des Day-Ahead-Handels bei der thermischen Kraftwerkeinsatzoptimierung:

- Ermittlung der optimalen Handelsentscheidungen analog zur Einsatzoptimierung eines Kraftwerksblocks
- aber keine Nebenbedingungen für Mindestleistungen oder -zeiten zu beachten

Nachbearbeitung der Lösung bei der thermischen Kraftwerkeinsatzoptimierung:

- primales Problem nicht rein konvex, daher kann mit dem Verfahren nicht die exakte Lösung ermittelt werden
- daher Nachbearbeitung des ermittelten Einsatzplanes mittels heuristischer Maßnahmen

6.6 Hydrothermische Kraftwerkeinsatzoptimierung

- einfache Integration hydraulischer Kraftwerke in den Zerlegungsansatz für die thermische Kraftwerkeinsatzoptimierung

Optimierung einer kleinen hydraulischen Gruppe bei der hydrothermischen Kraftwerkeinsatzoptimierung:

- mit der Dynamischen Programmierung
- für kleine hydraulische Gruppen mit einem Speicher geeignet
- Rechenzeitaufwand von der Anzahl betrachteter Speicherzustände und Speicher abhängig

Optimierung einer großen hydraulischen Gruppe bei der hydrothermischen Kraftwerkeinsatzoptimierung:

- mit Sukzessiver Linearer Programmierung
- für hydraulische Gruppen mit mehr als zwei Speichern
- in jedem Iterationsschritt Anwendung des Network-Flow-Verfahrens
- iterative Lösung linearer Probleme im jeweiligen Linearisierungsbereich um zum Optimum zu gelangen
- Berücksichtigung der nichtlinearen Abhängigkeit der Turbinen- und Pumpenwirkungsgrade vom Durchfluss
- sukzessive Wirkungsgradanpassung:
 - Startwert ist der Maximalwirkungsgrad
 - dadurch wird zunächst ein konvexes Problem optimiert, dies verhindert ein Fangen in einem lokalen Nebenoptimum
 - erst im Laufe der Iterationen wird der Wirkungsgrad in Richtung des tatsächlichen Verlaufes verändert

6.7 Hydrothermische Energieeinsatzoptimierung

- langfristige Optimierung eines Erzeugungssystems um Vorgaben für die nachgeordnete Kraftwerkeinsatzoptimierung zu machen
- Einhaltung langfristiger Nebenbedingungen wie Energiemengenbedingungen, die i.d.R. das thermische System betreffen
- Dekompositionsansatz geeignet
- Teilaufgaben:
 - Optimierung des thermischen Systems
 - Optimierung des hydraulischen Systems
- gekoppelt über Lastdeckungs- und Reservevorhaltungsbedingungen
- heuristischer Ansatz
- ausgehend von der Startlösung des hydraulischen Einsatzes wird für die thermische Restlast und -reserve der optimale Blockeinsatz ermittelt
- die hydraulische Erzeugung wird von Stunden niedriger Zuwachskosten zu Stunden hoher Zuwachskosten des thermischen Systems verschoben
- Maximierung des monetären Wertes der hydraulischen Erzeugung
- somit Minimierung der Kosten des thermischen Systems

Ermittlung thermischer Systemeinsatz einer Stunde bei der hydrothermischen Energieeinsatzoptimierung:

- Kraftwerke in einer Merit-Order-Liste nach arbeitsabhängigen Erzeugungskosten ordnen
- so auswählen, welches Kraftwerk bei zunehmender Last als nächstes kostenminimal eingesetzt wird
- Kosten des teuersten in Betrieb befindlichen Kraftwerkes stellen den Anreiz für den hydraulischen Einsatz dar
- Übergabe dieser Kosten an den Koordinator als Zuwachskosten

6.8 Marktsimulation

- alle Kraftwerke des Marktes in der Optimierung berücksichtigt
- idealer Markt unterstellt
- Stromerzeugungsplanung: systemweit minimalen Kraftwerkeinsatz bestimmen
- Market Coupling unter dem Aspekt der Wohlfahrtsmaximierung

Stromerzeugungsplanung in der Marktsimulation:

1. optimale Energieaustauschfahrpläne zwischen den Marktgebieten
2. optimale Einschaltentscheidung je Kraftwerksblock und Zeitintervall
3. hydrothermische Energieaufteilung
4. als Ergebnis: marktübergreifender Energieaustausch und stündliche Angebots- und Nachfragekurven je Marktgebiet

6.9 Stochastische Optimierung

- viele Eingangsdaten für die Optimierung des Erzeugungssystems betreffen die Zukunft und können nicht exakt prognostiziert werden
- stochastische Optimierung berücksichtigt Unsicherheiten in der Prognose und führt somit zu besseren Ergebnissen
- Zielgröße ist kein deterministischer Wert sondern der Erwartungswert

Eingangsdaten mit stark stochastischem Charakter:

- Brennstoffkosten und Emissionsrechteteile
- Erzeugung aus erneuerbaren Energien
- Nachfrage
- Zuflüsse in Speicher und Flüsse

Szenarioanalyse bei der Stochastischen Optimierung:

- Optimierungsproblem als mehrstufiger Entscheidungsprozess
- Vielzahl möglicher Szenarien notwendig um Bandbreite der Szenarien und deren Eintrittswahrscheinlichkeiten abzubilden

Szenarienreduktion bei der Stochastischen Optimierung:

- Vielzahl der Szenarien sehr ähnlich und nahezu gleiche Ergebnisse in der Optimierung
- daher ähnliche Szenarien zusammenfassen und jeweils entstehende Eintrittswahrscheinlichkeit ermitteln