ASUE
Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.

ASUE-Arbeitskreissitzung des „Expertenkreises Gasturbinentechnik“ in Würzburg, 17. Mai 2017

Neues von den Herstellern
Forschung und Entwicklung
Erfahrungen und Anwendungsgrenzen
Gesetze und Vorschriften

www.asue.de

INHALTSVERZEICHNIS

Sitzung Expertenkreis Gasturbinentechnik
am 17. Mai 2017
Heizkraftwerk Würzburg GmbH

NEUES VON DEN HERSTELLERN

Mikrogasturbinen als Alternative zum BHKW – Praxisbeispiele 5
Dr. Matthias Betsch, E-quad Power Systems GmbH

Wirtschaftliche GuD-Anlagen für KWK in der Energiewende 17
Jürgen Klebes, Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe GmbH

FORSCHUNG UND ENTWICKLUNG

Schadensanalysen an Industriegasturbinen 44
Prof.Dr. Dieter Bohn, B&B AGEMA

Die L-/H-Marktraumumstellung, schwankende Erdgasbeschaffenheiten und die Auswirkungen auf Gasturbinen 56
Dr.-Ing. Jörg Leicher, Gas-und Wärme-Institut e.V.

Brennstoffzellen in der Industrie – Betriebserfahrungen und Einsatzgrenzen 73
Carl Berlinghausen, sunfire GmbH

ERFAHRUNGEN UND ANWENDUNGSGRENZEN

Projektvorstellung: Mikrogasturbinen-KWK-Anlage 94
Anton Barstorfer, Bayernwerk Natur GmbH

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Optimierungspotential bei KWK-Anlagen 106
Rolf Pohndorf, Energy & Services

GESETZE UND VORSCHRIFTEN

Europäischer Emissionshandel
Entwicklungen und Markttrends
Aktuelles aus der DEHSt 120
Rainer Sternkopf, Umweltbundesamt

Anforderungen der TA-Luft 2017 an Gasturbinen 133
Uwe Weber, Stadtwerke Lemgo GmbH

Novellierung des EEG und des Stromsteuergesetzes 142
Sebastian Franke, Verband der chemischen Industrie e.V.

VERANSTALTER

ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.
Robert-Koch-Platz 4
10115 Berlin

VERANSTALTUNGSORT

Heizkraftwerk Würzburg

Seit über 20 Jahren ruft die ASUE jedes Jahr die Anwender und Hersteller von Gasturbinen zusammen, um neue Anwendungstechnik, Erhöhung der Effizienz, Vermeidung von Schadensfällen und gesetzliche Rahmenbedingungen miteinander auszutauschen. Ebenso lange wird der Arbeitskreis begleitet von Vertretern der Hochschulen, der Behörden und der Energiewirtschaft.

Damit ist der Expertenkreis Gasturbinentechnik zu einer fast einzigartigen Institution geworden, weil hier auf Augenhöhe die wichtigsten Partner und Kompetenzträger zusammenfinden.

Dass die Neuinvestitionen in Gasturbinen in Deutschland nahezu zum Stillstand gekommen ist, liegt naturgemäß in der Hinwendung zu erneuerbaren Energien, die trotz ihrer volatilen Einspeisung einen starken Preisverfall erzeugt haben und damit die Erzeugung von Strom aus Erdgas stark zurückdrängen konnten. Die schleppende gesetzliche Umsetzung des KWK-Gesetzes in den Jahren 2015 und 2016, die Neueinführung des Ausschreibungsverfahrens für KWK-Anlagen zwischen 1 MW_{el} und 50 MW_{el} , die Zurücknahme des KWK-Zuschlags bei Eigenstromverwendung und eine restriktive Anwendung des Begriffs der räumlichen Nähe im Steuergesetz setzen bedauerlicherweise engere Grenzen für die Wirtschaftlichkeit.

Gasturbinen stellen eine ganz besondere Technologie dar, und ihre Anwendung wird in Zukunft, wenn Versorgungssicherheit, hohe Flexibilität und Effizienz zur Ergänzung erneuerbarer Energie verlangt werden, wieder eine verstärkte Nachfrage erfahren.

Der vorliegende Tagungsband beinhaltet die Präsentationen, die auf Sitzung des Expertenkreises am 17. Mai 2017 im Heizkraftwerk Würzburg vorgetragen worden sind. Sie umfassen Informationen zu Produktneuheiten, neuen Ergebnissen aus Forschung und Entwicklung, Erfahrungen und Anwendungsgrenzen sowie zu Gesetzen und Vorschriften.

Die Präsentationen der vergangenen Jahre sind nicht immer als Tagungsband zusammen-gefasst worden, stehen aber im Einzelfall ebenfalls zur Verfügung.

Jürgen Stefan Kukuk, ASUE
Berlin, im Juni 2017

NEUES VON DEN HERSTELLERN

Mikroturbine als Alternative zum BHKW – Praxisbeispiele

Dr. Matthias Betsch,
E-quad Power Systems GmbH

Mikroturbine als Alternative zum BHKW - Praxisbeispiele

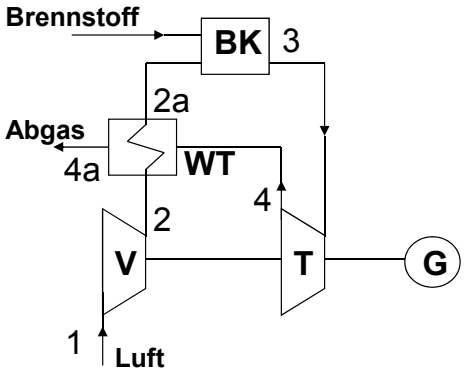
17. Mai 2017
Matthias Betsch

Definition und Ursprung von Mikrogasturbinen (MGT)

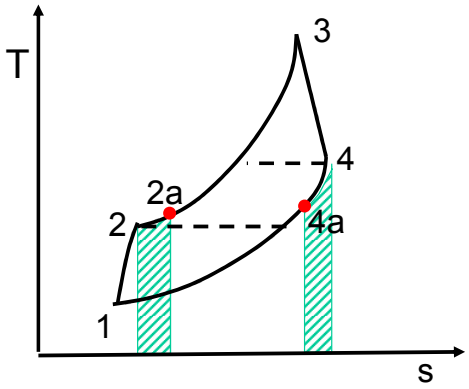
- Als Mikrogasturbinen werden im allgemeinen kleine schnell-laufende Gasturbinen bis zu einer elektr. Leistung von 250 kW bezeichnet. Es sind Einwellen-Turbinen mit einstufigem Radialverdichter sowie radialer Arbeitsturbine. Der Permanentmagnet des Generators ist ebenfalls fest auf dieser Welle aufgebracht.

- Die Grundentwicklung der Mikrogasturbine fand in den 90er Jahren durch Förderung mit Militärgeldern in den USA statt. Ursprüngliches Ziel war es, einen leicht portablen, effizienten und zuverlässigen Stromerzeuger zu entwickeln.

Rekuperierter Gasturbinenprozess (Mikrogasturbine)



Prinzipschaltung der Gasturbine mit Regenerativer Luftvorwärmung

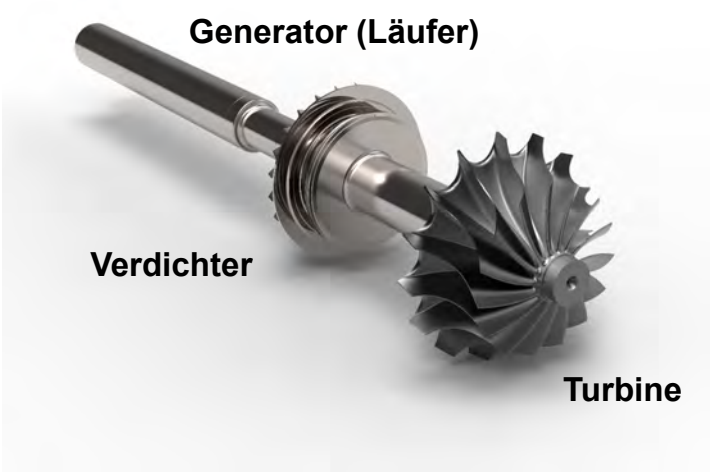


Regenerative Luftvorwärmung im T,s-Diagramm

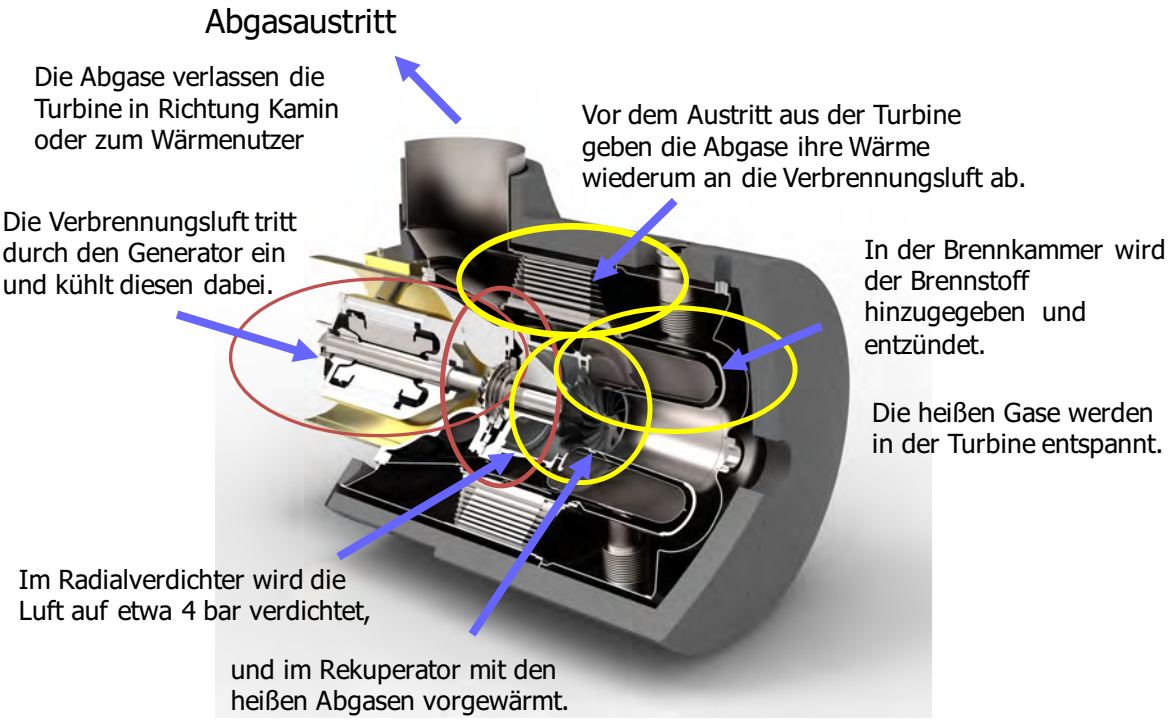
Die notwendige Voraussetzung $T_4 > T_2$ wird bei GT mit mäßigem Druckverhältnis und hoher Turbineneintrittstemperatur erfüllt.

Herz der Mikroturbine

Grundlagen der Entwicklung v.a. aus der Kfz- und Luftfahrtindustrie

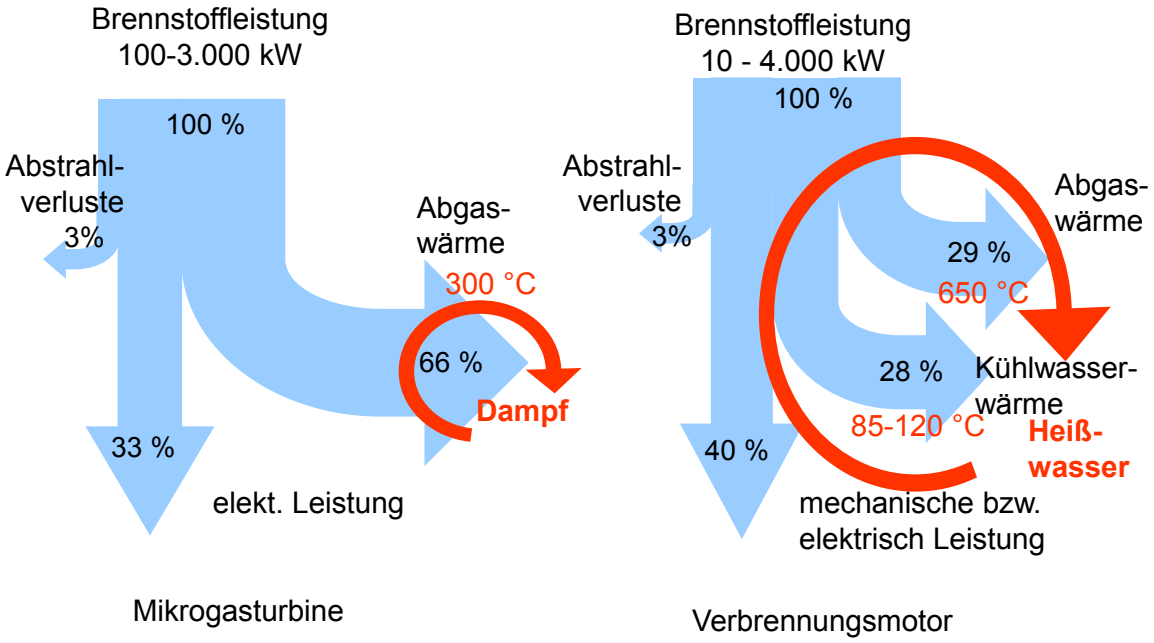


Die Mikroturbine



Cluster der C200 zu einer C1000

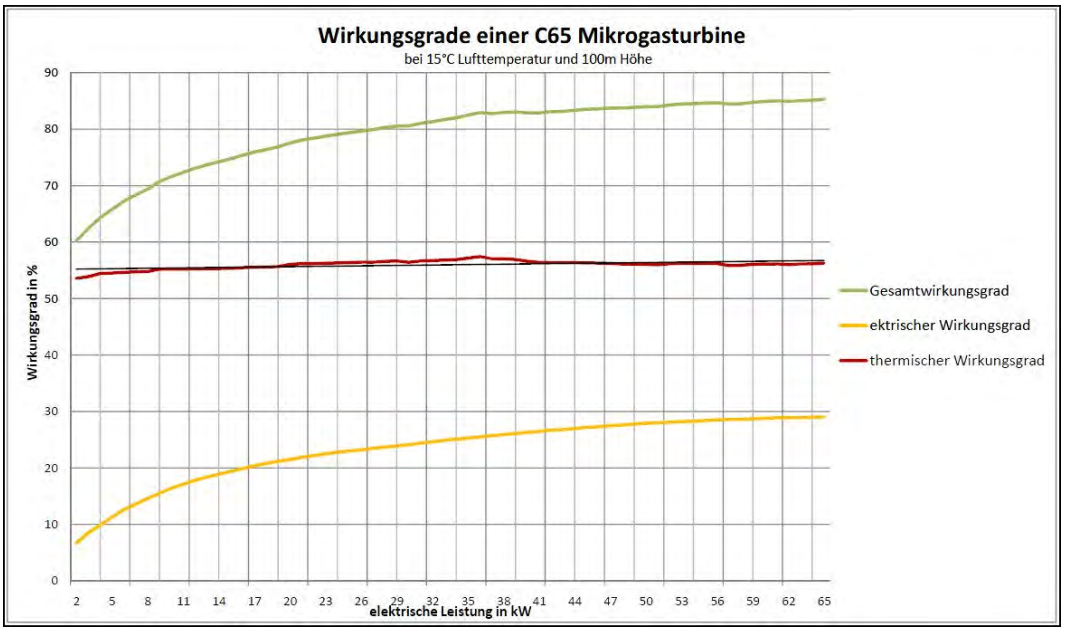
Abwärme bei Gasturbinen und Verbrennungsmotoren



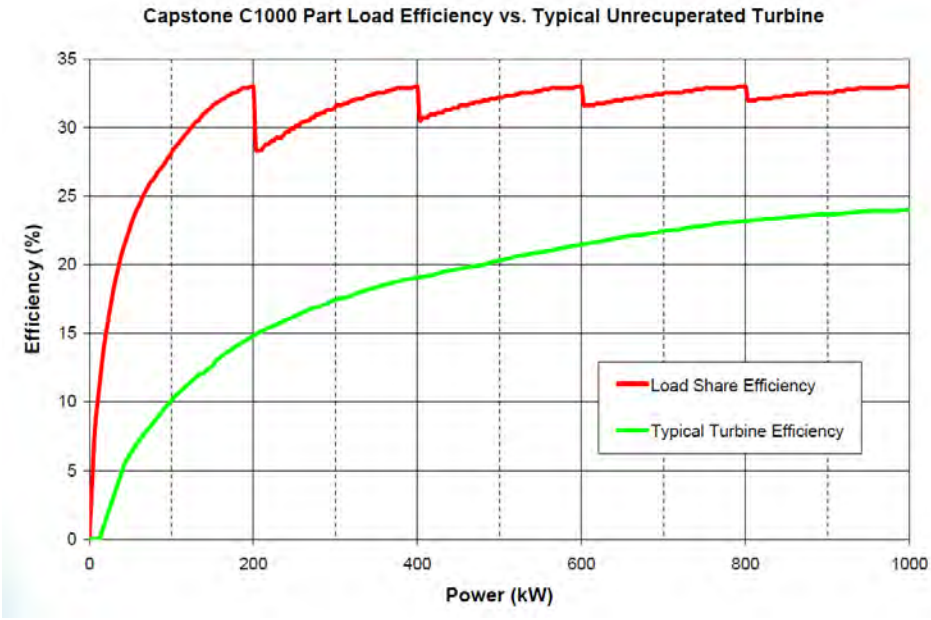
Technische Daten

	C50	C65	C200	C600*	C800*	C1000*
Elektr. Leistung	50kW	61kW	200kW	600kW	800kW	1000kW
Therm. Leistung (WT)	110kW	126kW	295kW	860kW	1.150kW	1.440kW
Elektr. Wirkungsgrad	26%	27%	31%	33%	33%	33%
Gesamtwirkungsgrad	83%	83%	80%	81%	81%	81%
Brennstoffeinsatz (Hu)	192kW	224kW	606kW	1.818KW	2.424kW	3.030kW
Abgastemperatur	294 °C	309°C	280°C	275°C	275°C	275°C
Abgasleistung	140kW	148kW	395kW	1.170KW	1.560kW	1.950kW

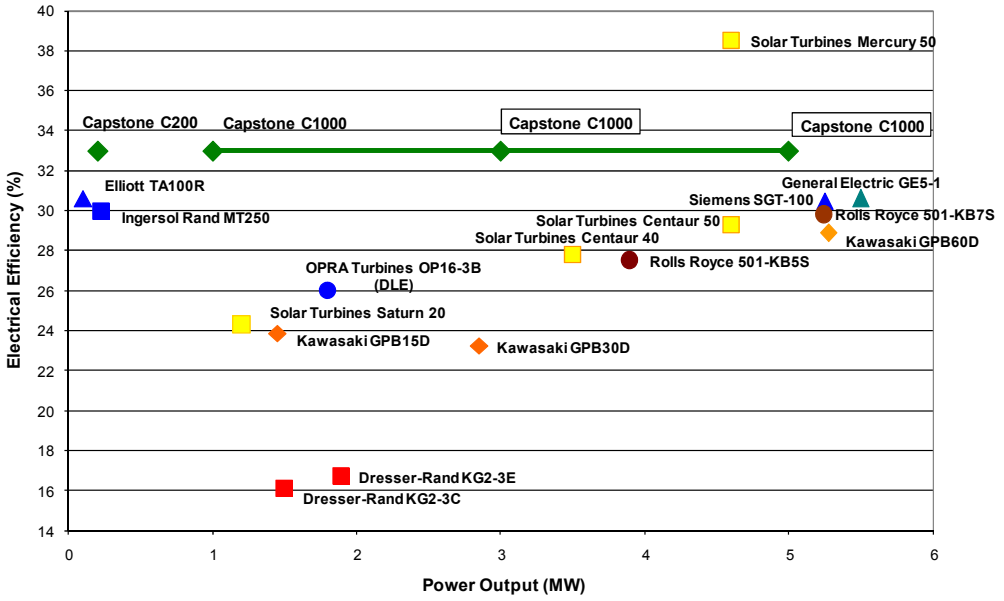
Elektrischer Wirkungsgrad Mikrogasturbine



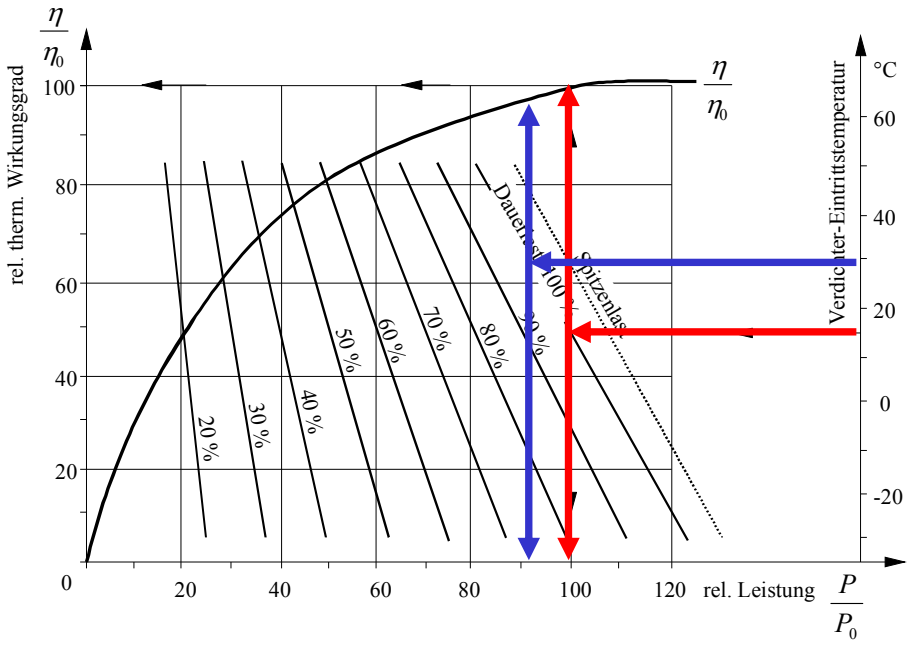
Elektrischer Wirkungsgrad C1000



Wirkungsgrad verschiedener Gasturbinen



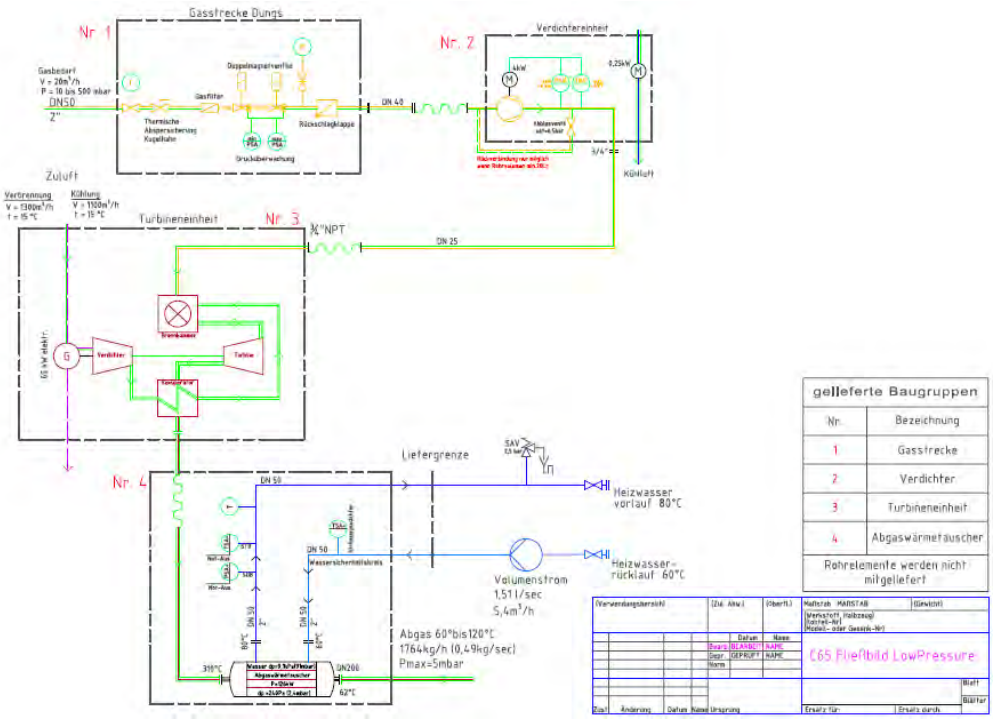
Einfluss der Umgebungsbedingungen auf den GT-Prozess



Vergleich zwischen Industriegasturbine und Mikrogasturbine

	Industriegasturbine	Mikrogasturbine
El. Leistung	0,5-200 MW	30-200 kW
Brennkammerdruck	10-30 bar	3-5 bar
Brennkammertemperatur	> 1100 °C	< 950 °C
Luftüberschuss λ	3,2-4,5	bis 8,5
Getriebeart	mechanisch	elektronisch
Wirkungsgrad	~39%	~27 bis 33%
Teillastbetrieb	durch Verringerung der Brennkammertemperatur	durch Drehzahlregelung

Typischer Aufbau MGT Warmwasser



Produktpalette Capstone Mikrogasturbinen

- **C65** Erdgas / LPG / Biogas
- **C65** Diesel /Kerosin
- **C200** Erdgas / Biogas / Diesel
- **C600 - C800 - C1000**
  - In 30ft (ca.9m) Containeranlagen

2xC65 Mikrogasturbinen für Airbus / Stade

Lackiererei mit angeschlossener Trocknungsanlage

Sechs motorische BHKW-Anlagen speisen bereits in dieses werksinterne Nahwärmenetz mit niedriger Vorlauftemperatur ein.

Die Trocknungsanlage der Lackiererei benötigt eine Temperatur von rund 110°C im Vorlauf und mehr als 85°C im Rücklauf. Dies wird durch die Vorlauf- und Rücklauftemperaturanpassung der Mikrogasturbinen realisiert.

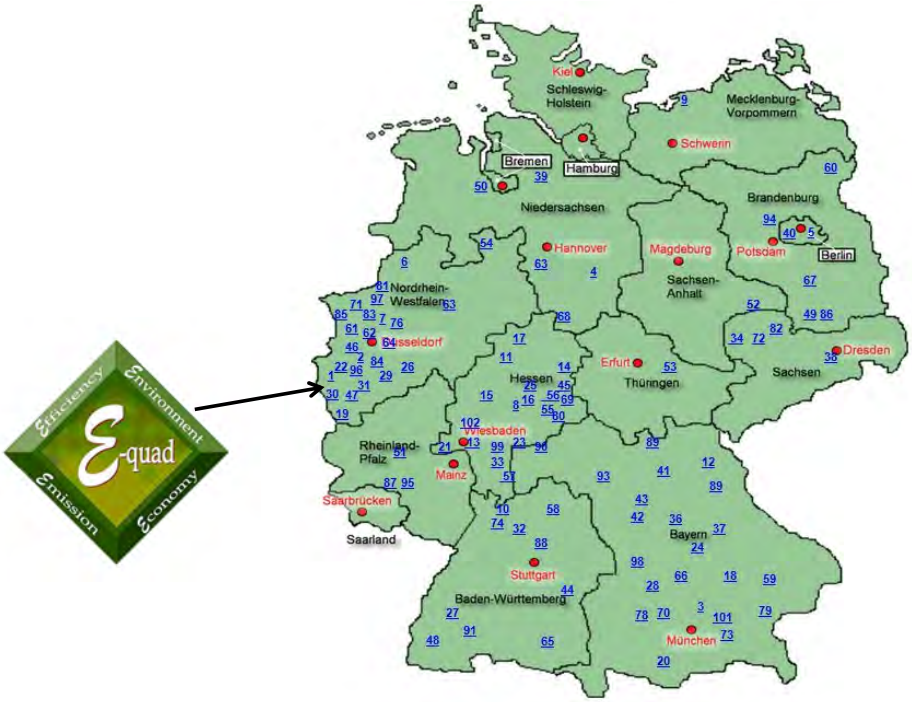
AIRBUS

Getränkehersteller

C1000 (mit doppelstufigem WT // Heißwasser mit Niedertemperaturauskopplung)

Eingesetzt wird die Anlage, neben der Stromerzeugung, im Spülvorgang

Anlagenliste



Referenzen

Fragen?

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Dipl.- Ing. Marcus Mehlkopf &

Dipl.- Wirt.- Ing. Bernhard Peters

E-quad Power Systems GmbH

Nordstern-Park 17a

52134 Herzogenrath- Merkstein

Email: info@microturbine.de

Internet: www.microturbine.de

Tel.: **+49-(0)2406-30369-10**

Fax.: **+49-(0)2406-30369-39**

Wirtschaftliche GuD-Anlagen für KWK in der Energiewende

Dipl. Ing. (FH) Jürgen Klebes,
Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe GmbH

MHPS

Mitsubishi Hitachi Power Systems

Wirtschaftliche GuD-Anlagen für KWK in der Energiewende

Dipl. Ing.(FH) J. Klebes
Head of Thermal Design Engineering Power Plants
ASUE
Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.

Overview

- Übersicht Mitsubishi Hitachi Power Systems
- MHPS Gas Turbinen
- F-Serie Gas Turbinen
- H-Serie Gas Turbinen
- KWK-Anlagenkonzept (Beispiel) mit 2 x H-100
- Alternative Wärmeproduktion im Verbund mit KWK
- R&D-Trends Power-to Fuel, LAES

Proprietary and Confidential Information | This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

Overview

- **Übersicht Mitsubishi Hitachi Power Systems**
- MHPS Gas Turbinen
- F-Serie Gas Turbinen
- H-Serie Gas Turbinen
- KWK-Anlagenkonzept (Beispiel) mit 2 x H-100
- Alternative Wärmeproduktion im Verbund mit KWK
- R&D-Trends Power-to Fuel, LAES

Proprietary and Confidential Information | This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

Establishment of MHPS

MITSUBISHI HEAVY INDUSTRIES, LTD.

HITACHI Inspire the Next

Others Business Domains

Energy &Environment, Power Systems Division

Power Systems Company

Others Companies

Capital Ratio : MHI 65% Hitachi 35%

Thermal Power Generation systems of "Mitsubishi Heavy Industries " and "Hitachi", are integrated on February 1, 2014. Now known as

MITSUBISHI HITACHI POWER SYSTEMS

Proprietary and Confidential Information | This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe

Corporate Overview, Product Portfolio

- HQ Location: London
- Chairman: Mr. Fujitani
- CEO: Mr. Uchida
- Market Region: Europe, Middle East, Africa (EMEA)

Gas-fired power plants and components

Services and industrial plants

Coal-fired power plants and components

Green technologies

Proprietary and Confidential Information | This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd. (MHPS)

Business Activities / Products

Proprietary and Confidential Information | This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd. (MHPS)

Business Activities / Products

Gas Turbine Combined Cycle (GTCC) Power Plants

Full Liner for conventional Power Generation and more …

Boilers

Integrated Coal Gasification Combined Cycle (IGCC) Power Plants

Environmental Plants SCR ($DeNO_X$) Systems / Flue Gas desulfurization

Gas Turbines

Generators

Boiler & Turbine Generation Plants

Geothermal Power Plants

Steam Turbines

Power Generating Plant Peripheral Equipment

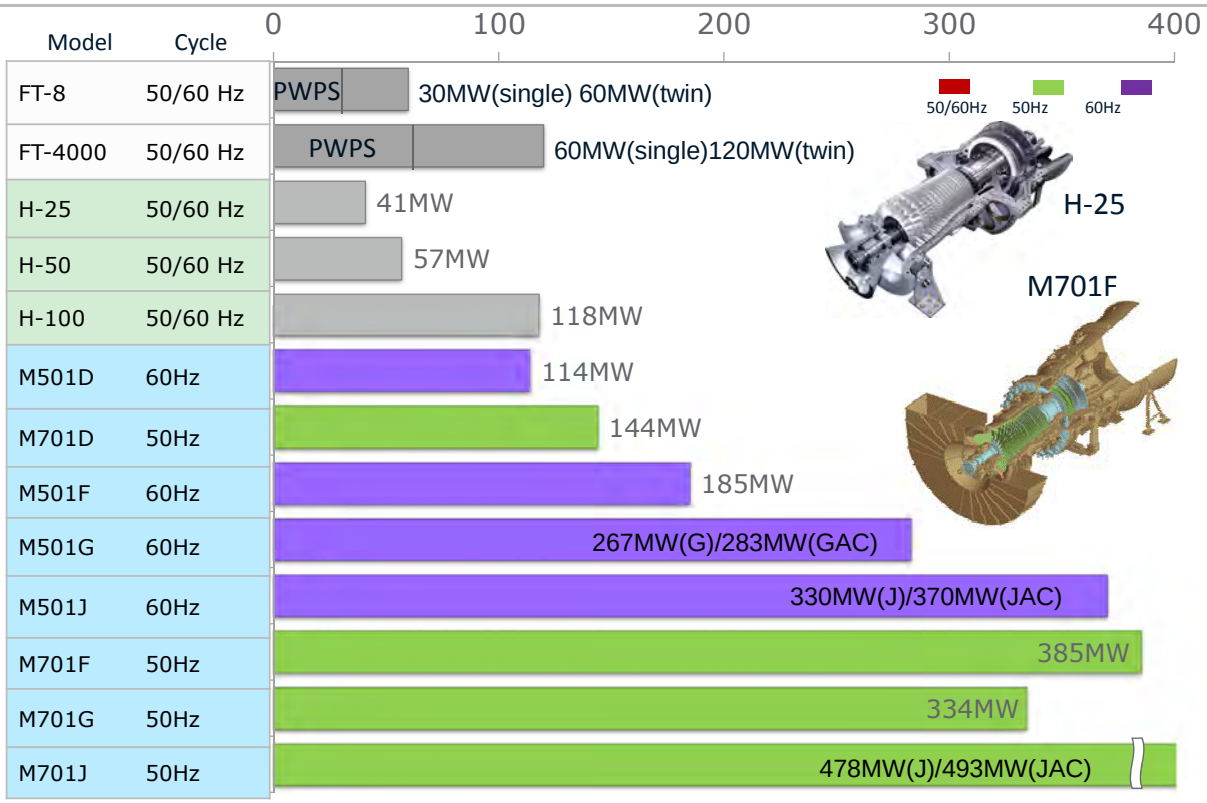
Proprietary and Confidential Information | This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

Overview

- Übersicht Mitsubishi Hitachi Power Systems
- **MHPS Gas Turbinen**
- F-Serie Gas Turbinen
- H-Serie Gas Turbinen
- KWK-Anlagenkonzept (Beispiel) mit 2 x H-100
- Alternative Wärmeproduktion im Verbund mit KWK
- R&D-Trends Power-to Fuel, LAES

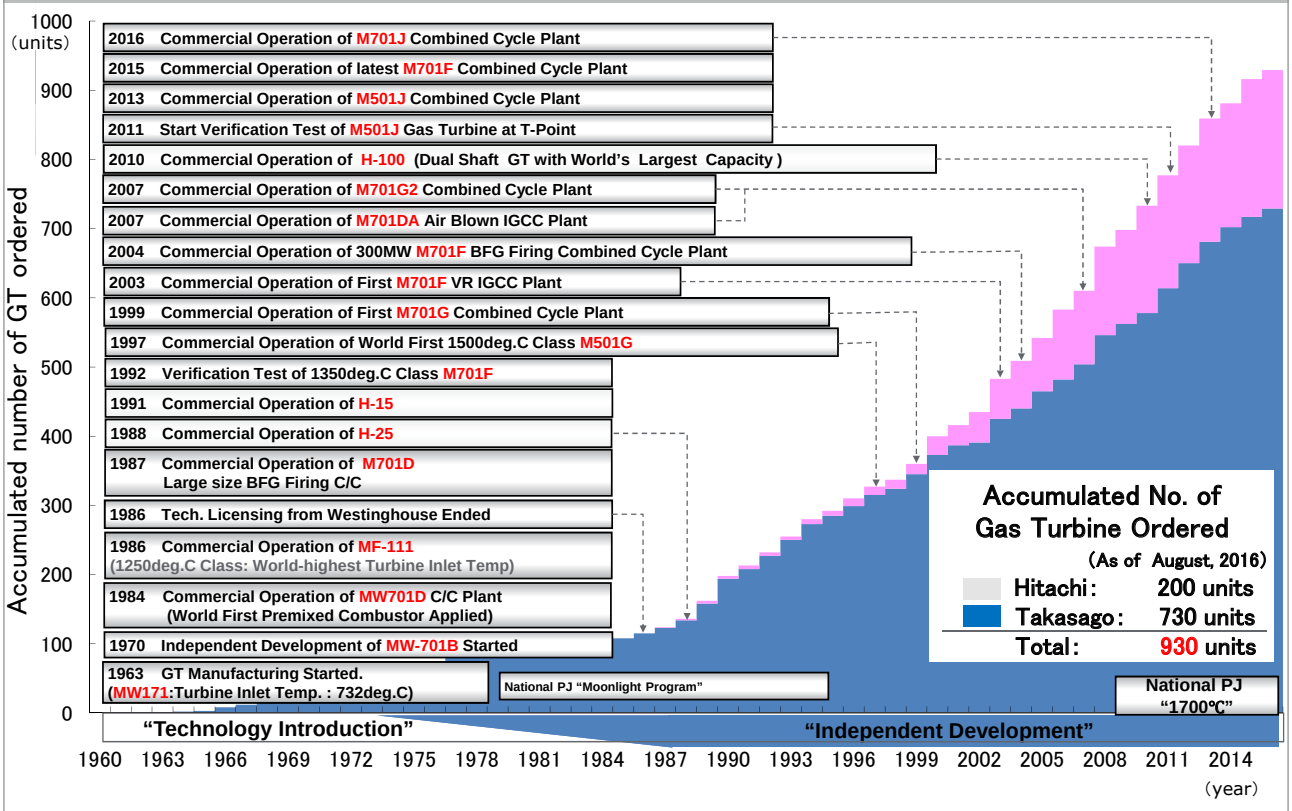
Proprietary and Confidential Information | This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

MHPS Gas Turbine Line-up



Proprietary and Confidential Information. This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

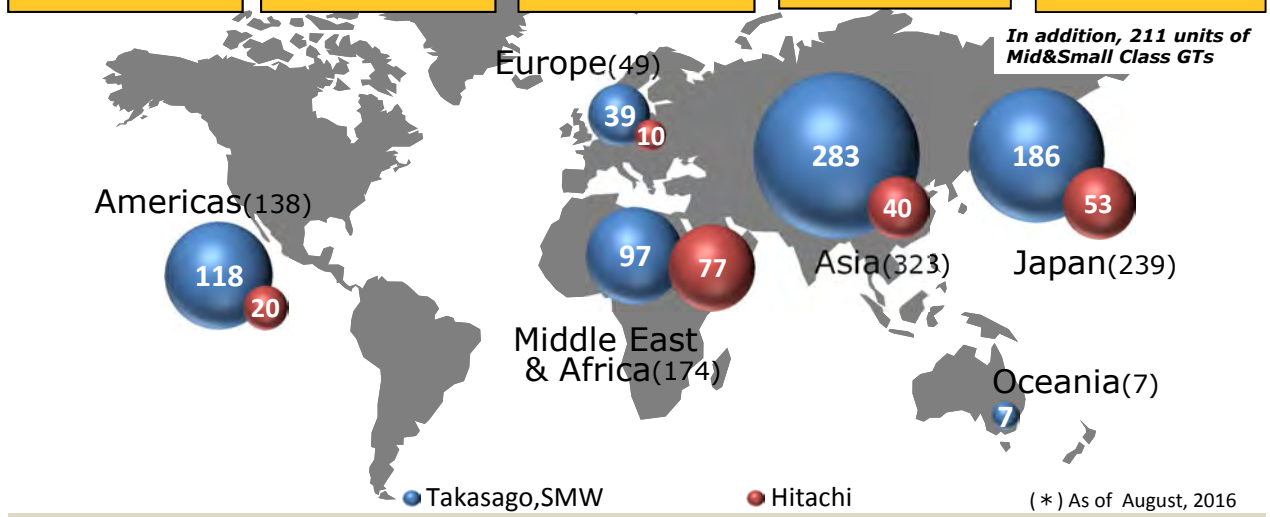
History of Gas Turbines in MHPS



Proprietary and Confidential Information. This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

MHPS Gas Turbine World Experience

H-15 ×6 H-25 ×173 H-100 ×21 Total:200units	M501D ×25 M701D ×100 Total:125units	M501F × 80 M701F ×174 Total:254units	M501G ×84 M701G ×11 Total:95units	M501J ×43 M701J ×2 Total:45units



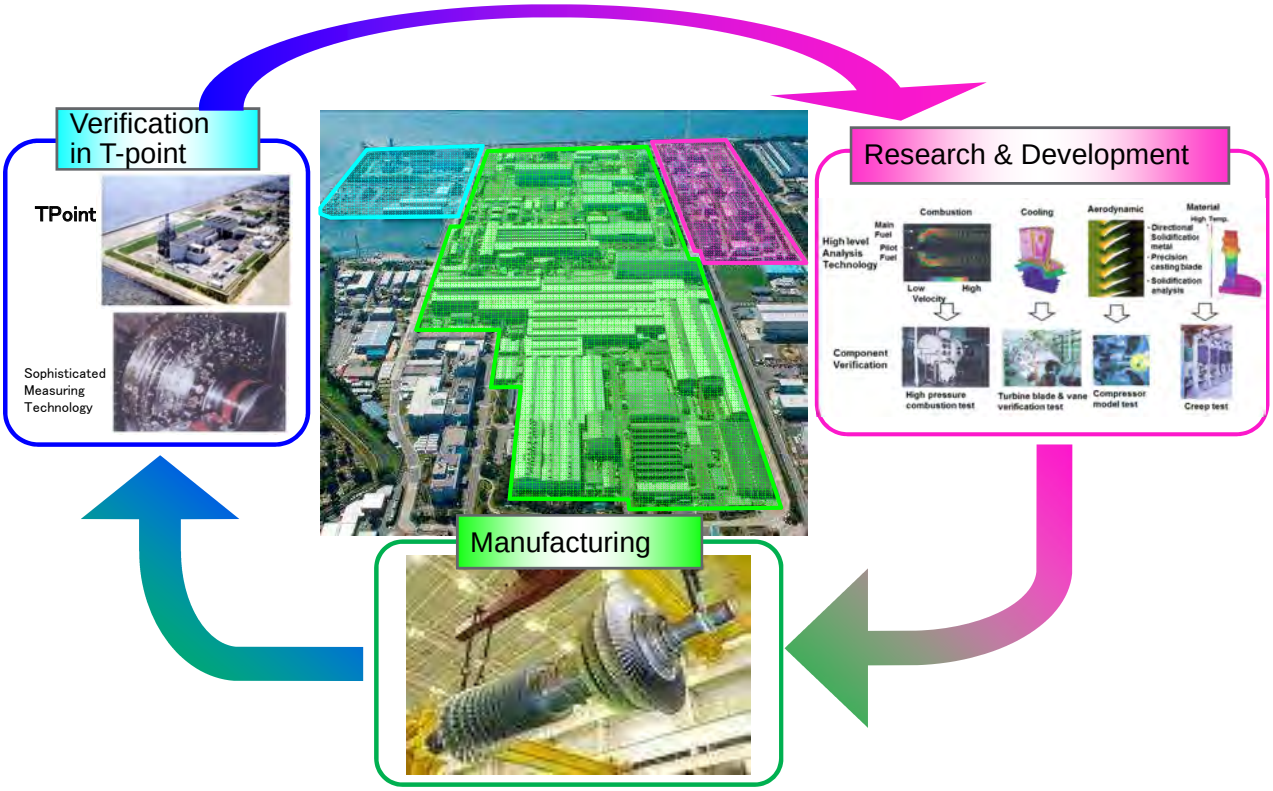
(＊) As of August, 2016

Grand Total 930 units

(including 81 units manufactured by licensee)

Proprietary and Confidential Information. This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

MHPS Design / Verification Philosophy



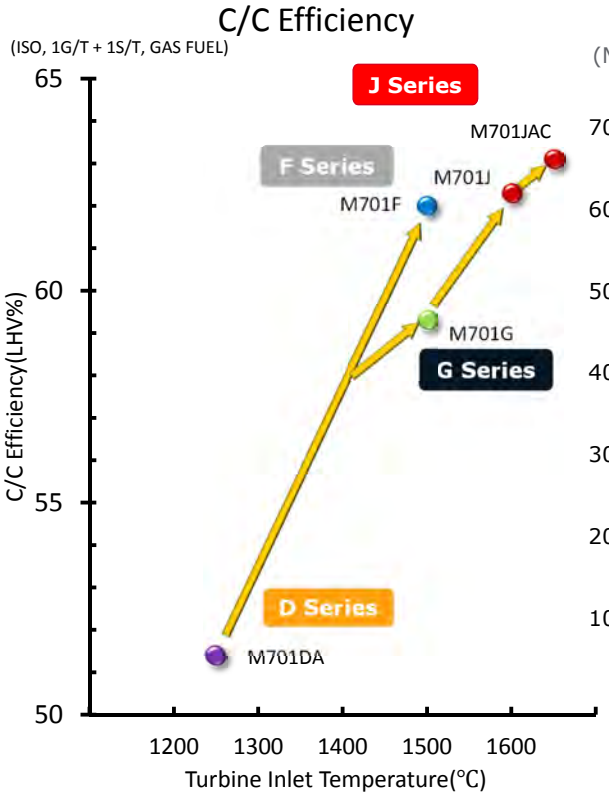
Proprietary and Confidential Information. This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

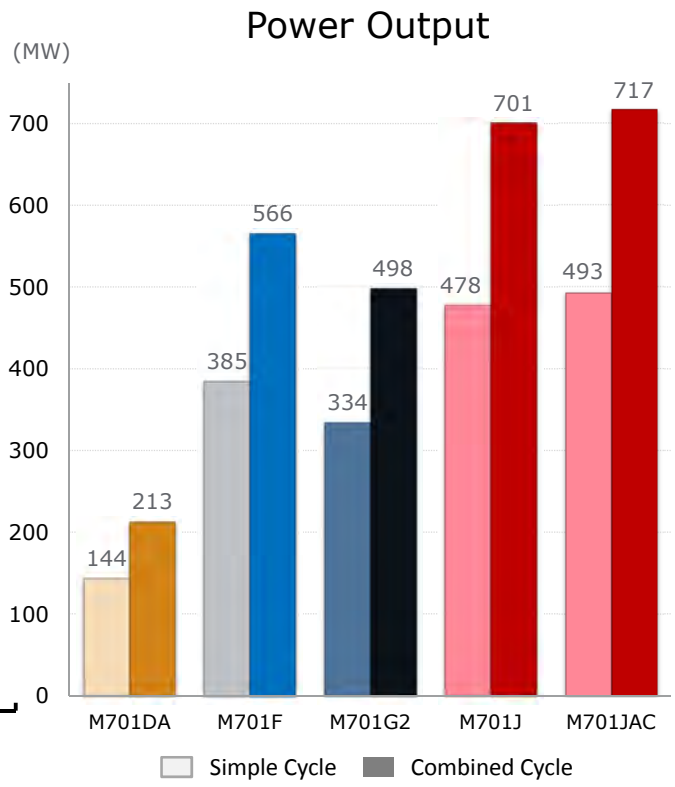
Overview

- Übersicht Mitsubishi Hitachi Power Systems
- MHPS Gas Turbinen
- **F-Serie Gas Turbinen**
- H-Serie Gas Turbinen
- KWK-Anlagenkonzept (Beispiel) mit 2 x H-100
- Alternative Wärmeproduktion im Verbund mit KWK
- R&D-Trends Power-to Fuel, LAES

Proprietary and Confidential Information. This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

MHPS Gas Turbine Performance (50Hz)





Proprietary and Confidential Information. This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

F Series Gas Turbine Evolution

Continuous Improvement based on proven design and field operating experiences

2015

566MW
62%

7 units; 4 units have started commercial operation.

Design Concept
- ✓Proven F compressor
- ✓Proven GAC combustor
- ✓Proven J turbine

2010

478MW
60%

69 units; >535,000 hours

Design Concept
- ✓Increased Inlet Flow
- ✓Proven G technology applied to F engine

1998

400MW
57%

142 units; >7,778,000 hours

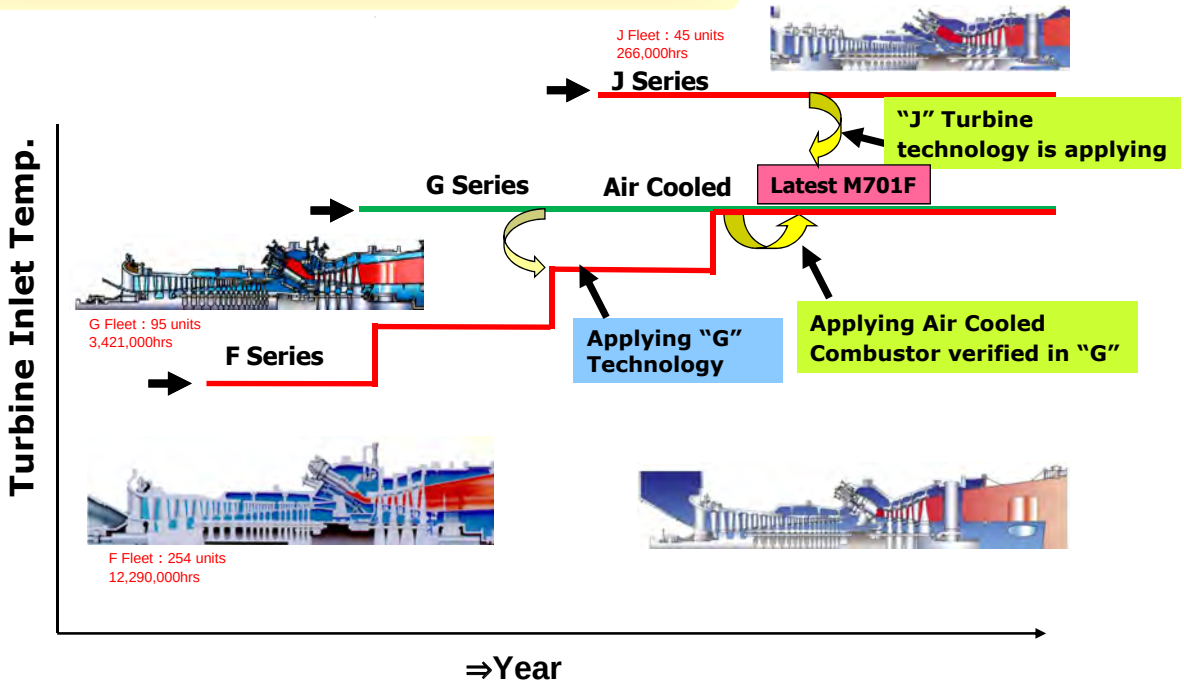
M701F 1992

- ✓Verified at MHPS's Kanazawa Power Plant

Proprietary and Confidential Information. This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

Latest M701F Gas Turbine Design Concept

Applying the technologies verified in the precedent gas turbine frames, Latest M701F is introduced.



Proprietary and Confidential Information. This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

M701F Operating Experience in Turkey

Enerjisa Bandirma Combined Cycle Power Plant

ICCI 2011 Energy Oscar Award Winner

Selected as the Most Successful Power Station in Natural Gas out of 72 companies in Turkey

Configuration	Multi-Shaft 2 GT + 2 HRSG + 1 ST
Gross Power Output	936MW (GT: 304MW x 2, ST: 328MW)
Commercial Operation	November, 2010

Proprietary and Confidential Information. This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

M701F Operating Experience

Fleet total 143 units are in operation.

Proprietary and Confidential Information. This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

Overview

- Übersicht Mitsubishi Hitachi Power Systems
- MHPS Gas Turbinen
- F-Serie Gas Turbinen
- **H-Serie Gas Turbinen**
- KWK-Anlagenkonzept (Beispiel) mit 2 x H-100
- Alternative Wärmeproduktion im Verbund mit KWK
- R&D-Trends Power-to Fuel, LAES

Proprietary and Confidential Information | This document or information cannot be reproduced, transmitted or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

MHPS Gas Turbine Line-up
Gas Turbine H-25

MHPS Gas Turbine
H-25

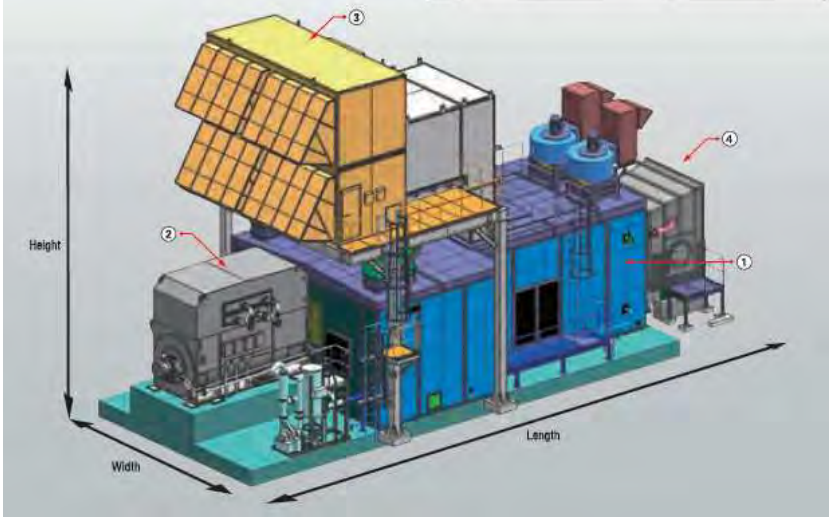
Item	H-25 50Hz/60Hz
Output, MW	41.0
Efficiency, %(LHV)	36.2
Heat Rate, kJ/kWh	9,949
Heat Rate, Btu/kWh	9,432
Exhaust Flow, kg/s	114
Exhaust Temperature, deg.C	569
NO_x Emission, ppm@15%O_2	≤15-25

Dimensions

Package	H-25
Width	9.9 m
Length	18.1 m
Height	13.7 m

Mass

No.	Package	H-25
①	Gas turbine + base	47 t
	Lube oil tank, reduction gear and auxiliaries	82 t
②	Generator	85 t
③	Air intake system	51 t
④	Exhaust system	7 t



Proprietary and Confidential Information | This document or information cannot be reproduced, transmitted or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

MHPS Gas Turbine Line-up

Gas Turbine H-100

H-100

MHPS Gas Turbine

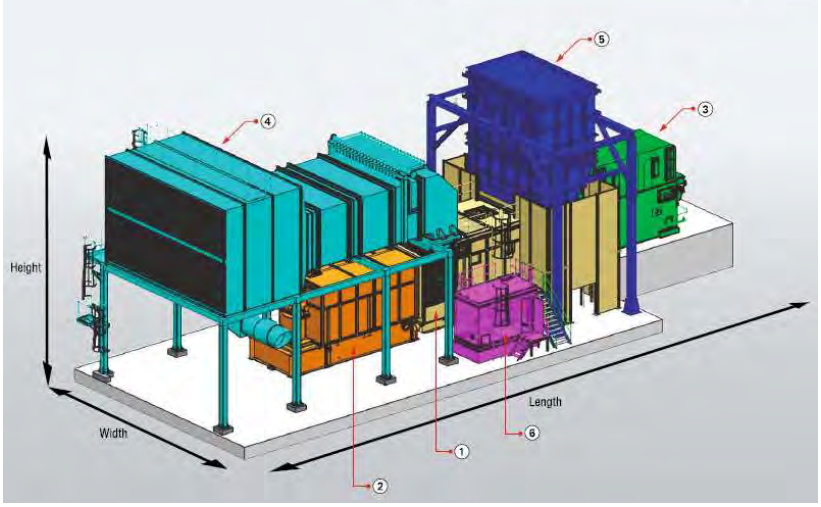
Item	H-100(100)		H-100(110)	
	50Hz	60Hz	50Hz	60Hz
Output, MW	99.0	101.3	112.4	116.2
Efficiency, %(LHV)	36.7	37.8	38.2	38.8
Heat Rate, kJ/kWh	9,806	9,531	9,417	9,275
Heat Rate, Btu/kWh	9,296	9,036	8,927	8,792
Exhaust Flow, kg/s	292	289	308	305
Exhaust Temperature, deg.C	534	527	538	544
NO_X Emission, ppm@15%O_2	15	15	15	15

Dimensions

Package	H-100
Width	12,2 m
Length	37,0 m
Height	15,5 m

Mass

No.	Package	H-100
1	Gas turbine + base	165 t
2	Lube oil tank, starting means and auxiliaries	40 t
3	Generator	180 t
4	Air intake system	125 t
5	Exhaust system	33 t
6	Gas valve compartment	5 t



Proprietary and Confidential Information | This document or information cannot be reproduced, transmitted or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

MHPS Gas Turbine Line-up

Performance Data at ISO-conditions (t_{atm} = 15 °C, p_{atm} = 1,013 bar, φ_{atm} = 60 %)

Item	Unit	H-15	H-25		
			H-25(28)	H-25(32)	H-25(42)
Output	**MW**	17,0	28,1	32,3	42,0
Efficiency	**% (LHV)**	**34,6**	**34,2**	**34,8**	**37,2**
Heat Rate (LHV)	**kJ/kWh**	10,407	10,527	10,338	9,664
	Btu/kWh	9,866	9,981	9,802	9,163
Exhaust Flow	**kg/s**	53,3	90,2	96,6	111,0
Exhaust Temperature	**°C**	556	552	561	556

Proprietary and Confidential Information | This document or information cannot be reproduced, transmitted or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

MHPS Gas Turbine Line-up

H-25 Plant Applications Combined Cycle Power Plant

Typical Performance

Item	Unit	H-25(28)		H-25(32)		H-25(42)	
		1-1-1	2-2-1	1-1-1	2-2-1	1-1-1	2-2-1
Total Plant Output	**MW**	41,1	83,1	46,7	94,3	58,4	117,9
Gas Turbine Output	**MW**	27,0	27,0×2	31,1	31,1×2	40,6	40,6×2
Steam Turbine Output	**MW**	14,1	29,1	15,6	32,1	17,8	36,7
Gross Efficiency	**% (LHV)**	50,4	51,0	50,8	51,3	52,2	52,7

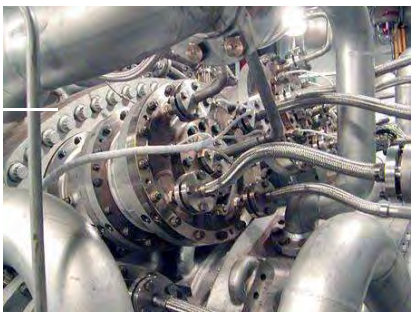
Proprietary and Confidential Information | This document or information cannot be reproduced, transmitted or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

MHPS Gas Turbine Line-up

NOx Emission at ISO-conditions (t_{atm} = 15 °C, p_{atm} = 1,013 bar, φ_{atm} = 60 %)

Combustor	Fuel	NOx Abatement	Injection Flow (t/h*1)	NOx ppm (15% O_2)
LNC (Single Fuel Type)	**Natural Gas**	**Dry**	**0**	**15**
LNC (Dual Fuel Type)	**Natural Gas**	**Dry**	**0**	**25**
	Distillate Oil	**Dry**	**0**	**84**
Conventional Combustor	**Natural Gas**	**-**	**0**	**230**
		Steam	**13,2**	**50**
		Water	**10,1**	**25**
	Distillate Oil	-	**0**	**290**
		Steam	**11,1**	**72**
		Water	**14,6**	**42**

Achieve 15 ppm by LNC



Note *1 : Mass Flow to Inlet Air

GT Model: H-25(32)

Operation Condition: Base Load

LNC: Low NOx Combustor

Proprietary and Confidential Information | This document or information cannot be reproduced, transmitted or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

MHPS Gas Turbine Line-up
H-25 Maintenance Inspection

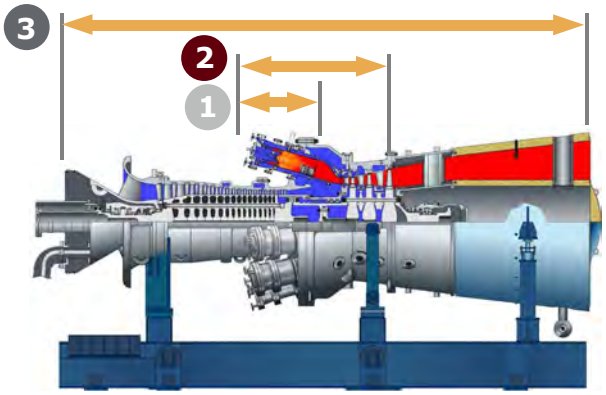
Periodical Shut-down Inspection

Inspection Type	Typical Interval (Hr)	Reference Oper
1 Combustion Inspection	16,000	2 years
2 Hot Gas Path Inspection	32,000	4 years
3 Major Overhaul	64,000	8 years

Long Maintenance Interval

Natural Gas Case
Interval shall be subject to operating cycle and conditions, etc.

Note 1) 8000 hours/year continuous operation Case

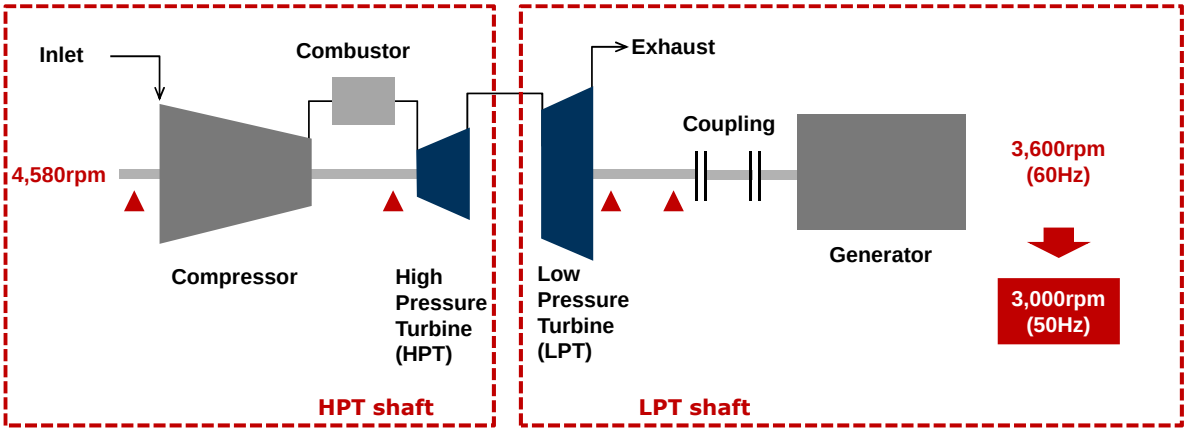


Proprietary and Confidential Information | This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

Gas Turbine H-100 (110 MW)

50 Hz Operation

- Compressor speed 4,580rpm --- same air flow as existing GT(F7E/EA)
- Turbine speed 3,600rpm --- no space for reduction gear
  - ↳ H-100 gas turbine designed as 2-shaft configuration



H-100 Gas Turbine Configuration

▲ : Bearing

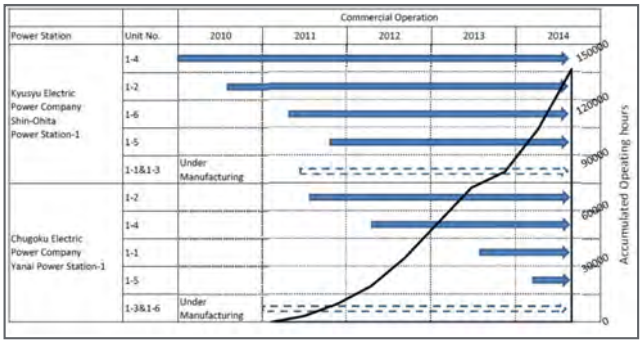
Proprietary and Confidential Information | This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

Gas Turbine H-100 (110 MW)

Experience of H-100 Gas Turbine - Accumulated Operation Hours

- The accumulated operating hours reached almost 150.000 operating hours (144,000 hrs) as of August 2014

Orders for H-100 as of May 2017



Customer, Location	unit (s)	Commissioning	Plant Cycle
Shin-Oita, Kyushu Eectric Power, Japan	6	2010-	Combined Cycle
Yanai, Chugoku Electric Power, Japan	6	2011-2015	Combined Cycle
Osaki Coolgen, Japan	1	2017 (Demonstration Test Operation Start)	IGCC
Futtsu, TEPCO Fuel & Power, Inc.	7	2016-2019	Combined Cycle
Torishima, Gas and Power Co., Ltd.	1	2018	Combined Cycle

Proprietary and Confidential Information | This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

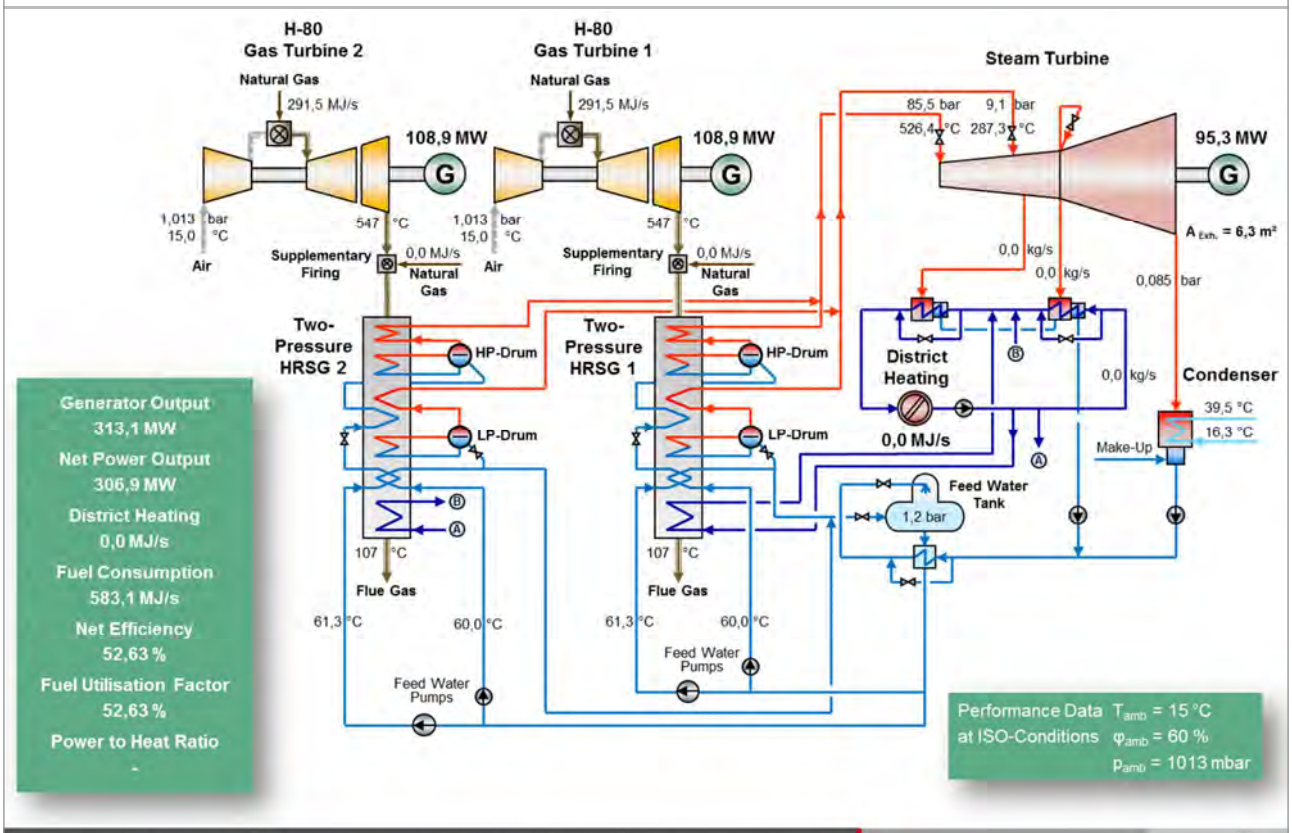
Overview

- Übersicht Mitsubishi Hitachi Power Systems
- MHPS Gas Turbinen
- F-Serie Gas Turbinen
- H-Serie Gas Turbinen
- **KWK-Anlagenkonzept (Beispiel) mit 2 x H-100**
- Alternative Wärmeproduktion im Verbund mit KWK
- R&D-Trends Power-to Fuel, LAES

Proprietary and Confidential Information | This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

Standard Plant Concept based on 2 x H-100 300 MW

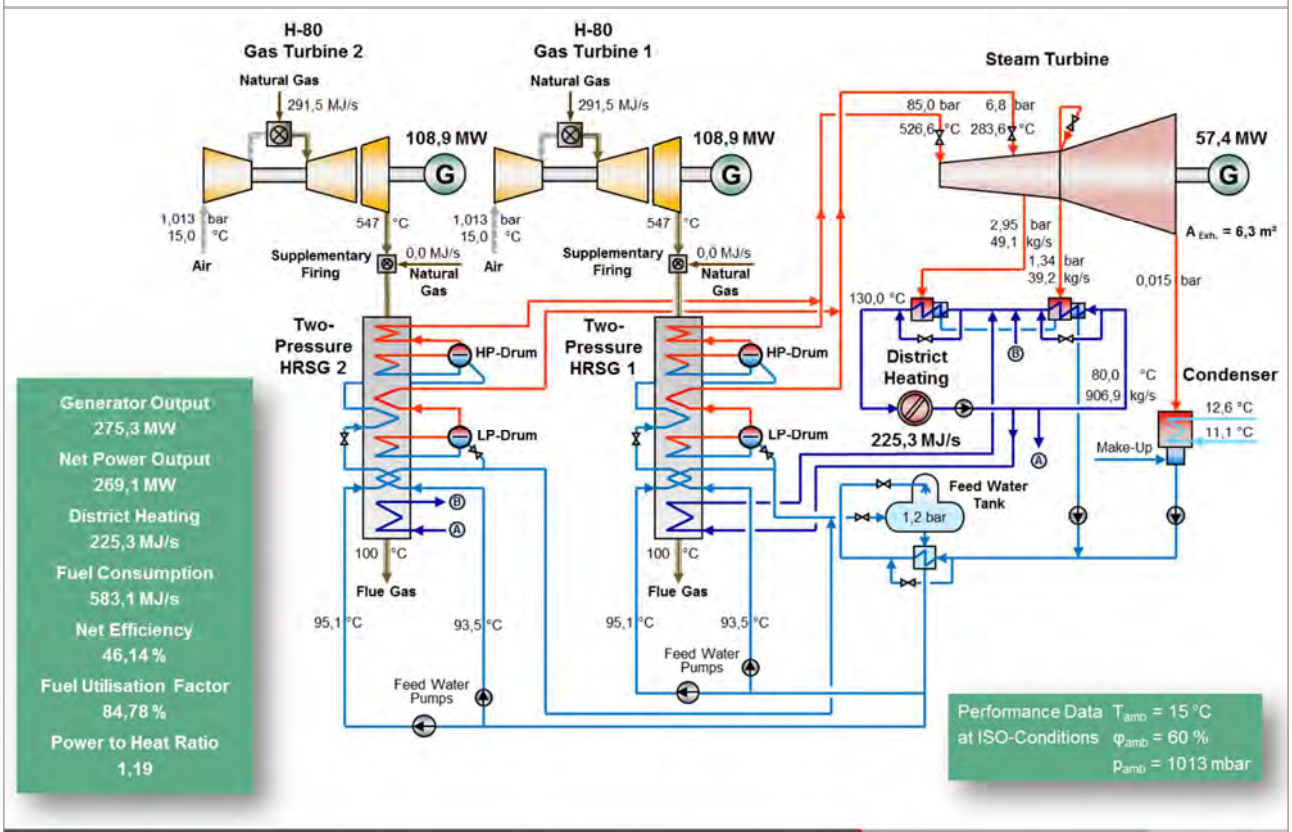
Pure Condensing Mode



© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

Standard Plant Concept based on 2 x H-100 300 MW

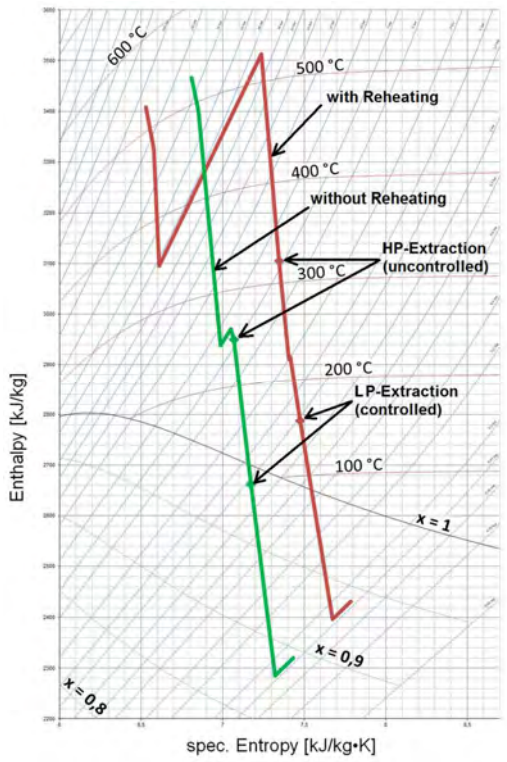
Maximum District Heating



© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

Standard Plant Concept based on 2 x H-100 300 MW

Comparison of ST-expansion Line with- and without Reheat



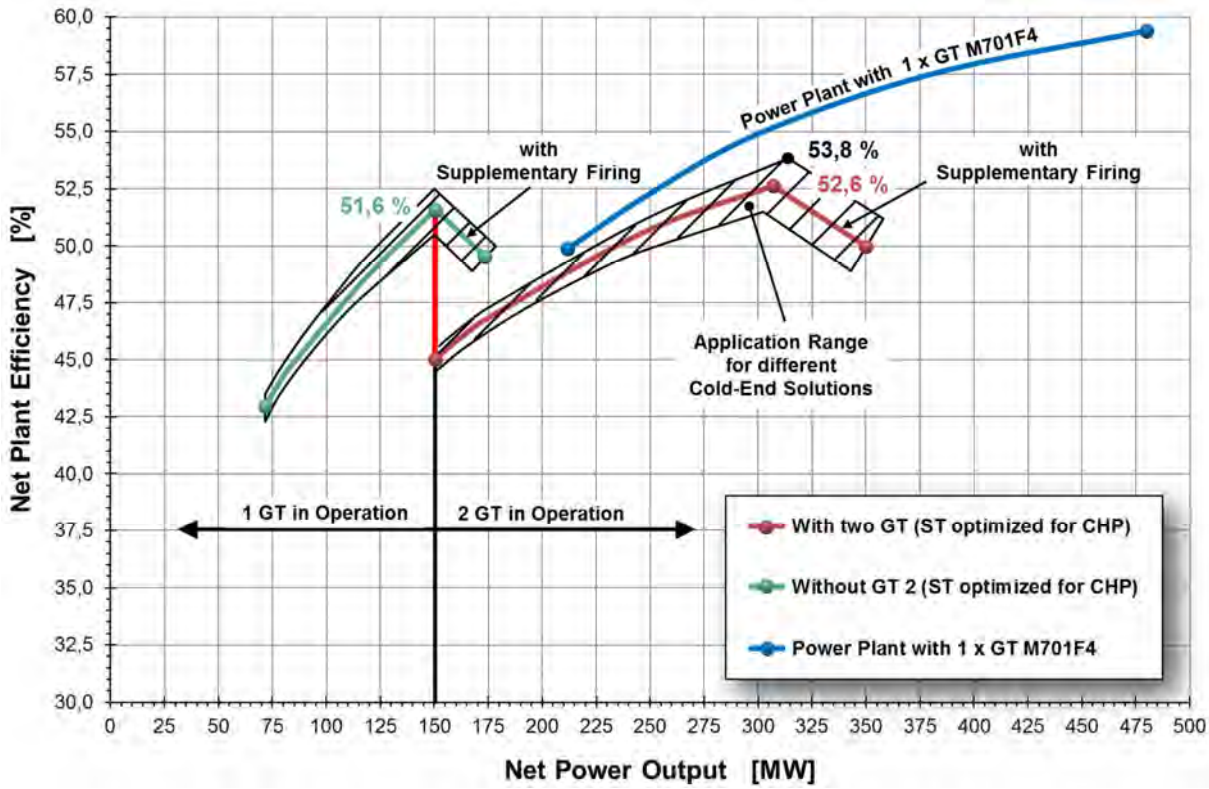
2-pressure System without Reheating:

- Lower Investment Cost
- Less Exergy Losses at average- and high Steam Extraction Operation

Proprietary and Confidential Information | This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

Standard Plant Concept based on 2 x H-100 300 MW

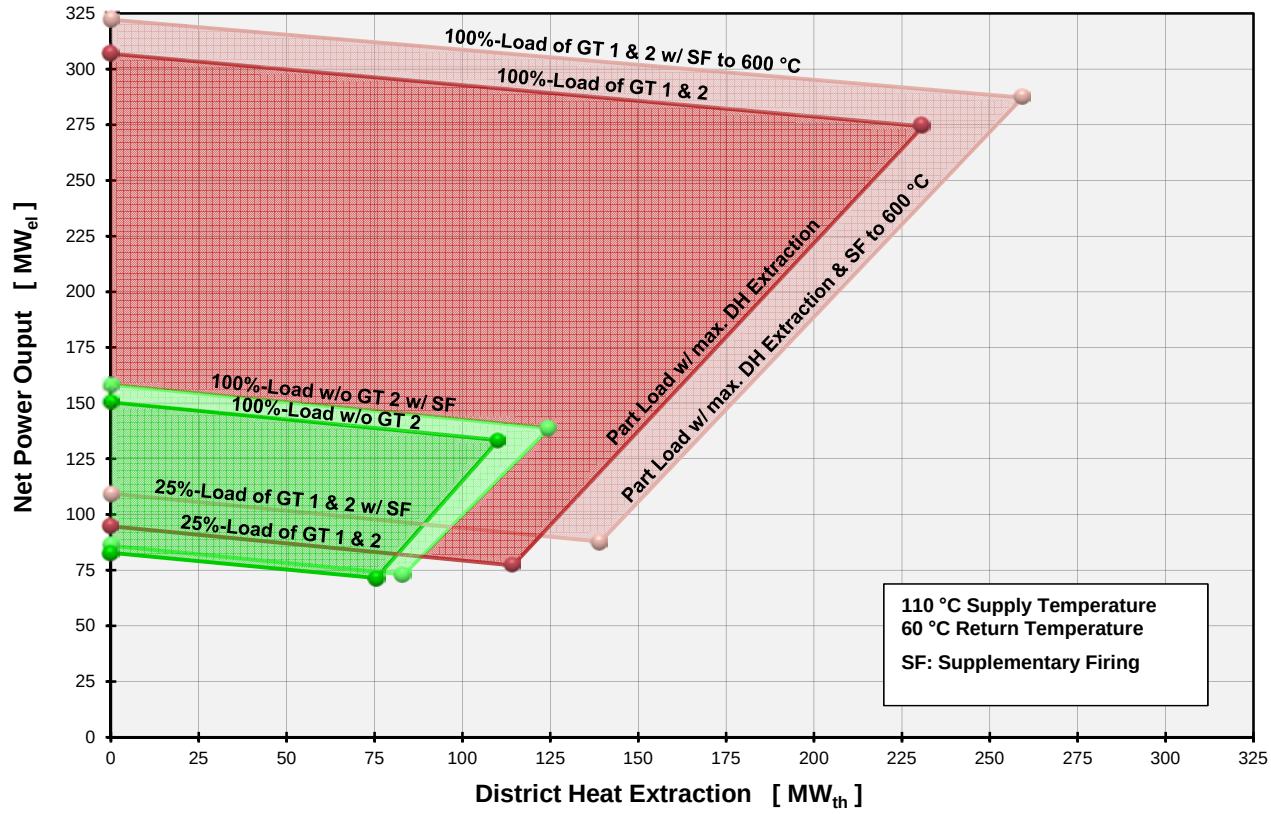
Performance at ISO-conditions compared to 500 MW CCGT-Plant with 1 GT



Proprietary and Confidential Information | This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

Standard Plant Concept based on 2 x H-100 300 MW

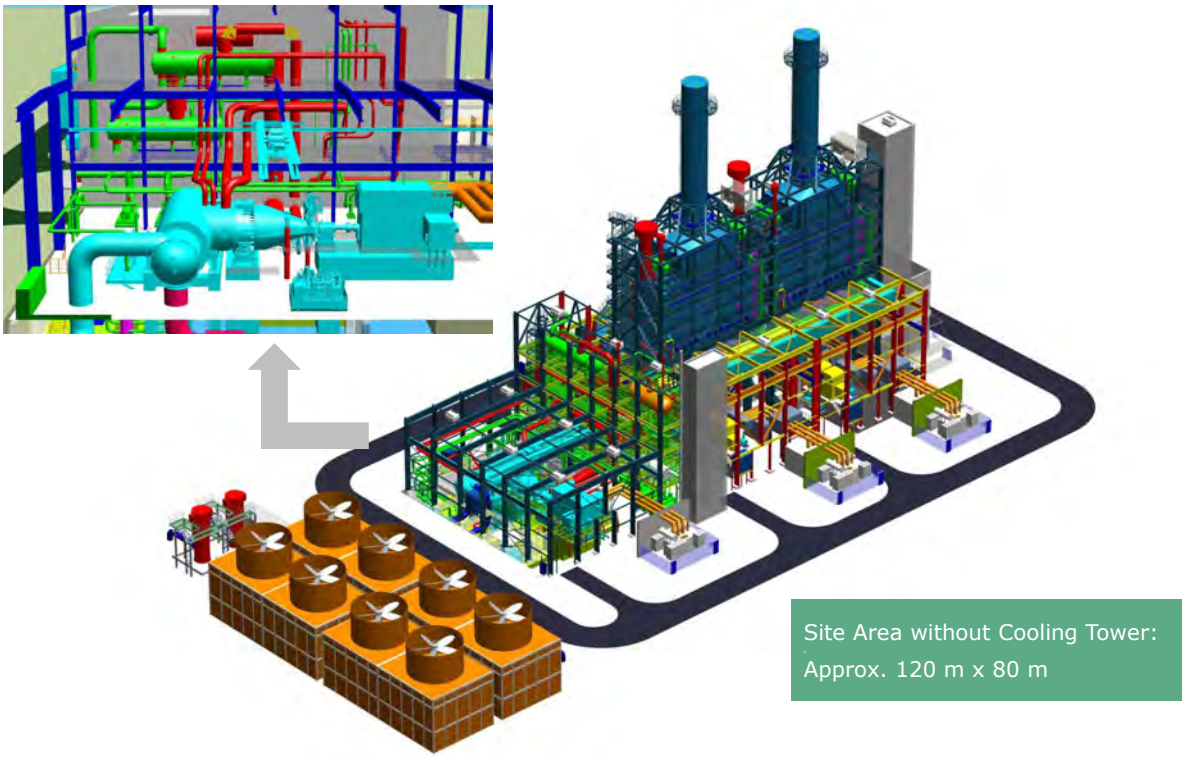
Net Plant Power Output vs. District Heat Extraction



Proprietary and Confidential Information | This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

Standard Plant Concept based on 2 x H-100 300 MW

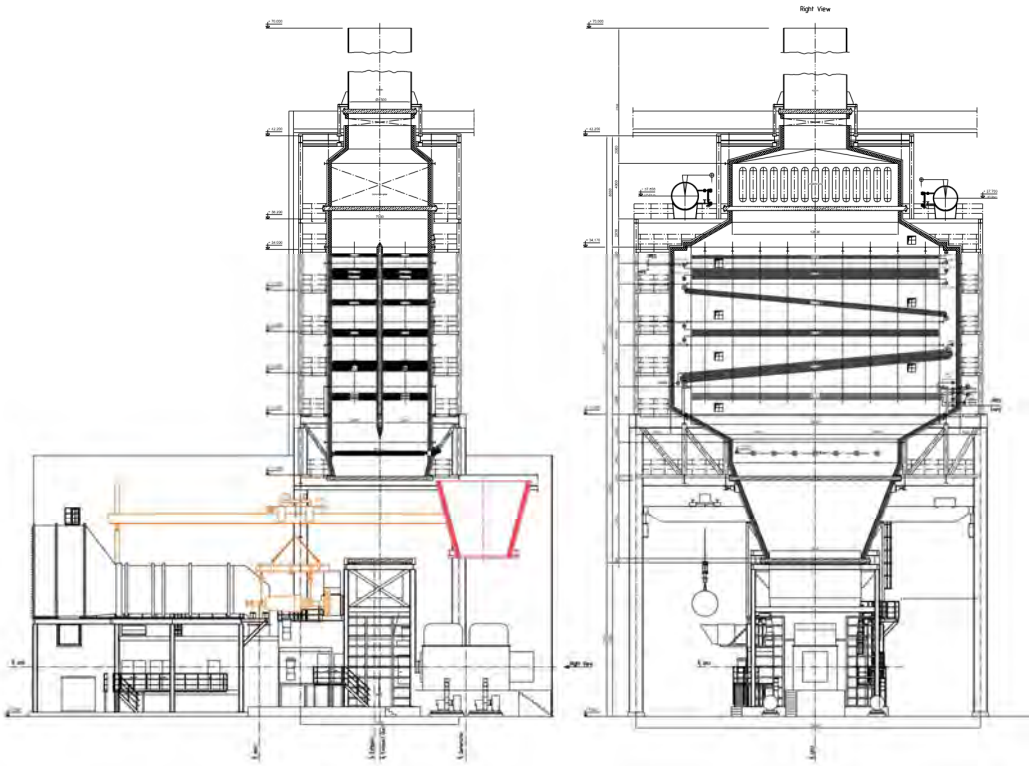
Compact Plant Design for 300 MW Cogeneration Plant with GT H-100



Proprietary and Confidential Information | This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

Standard Plant Concept based on 2 x H-100 300 MW

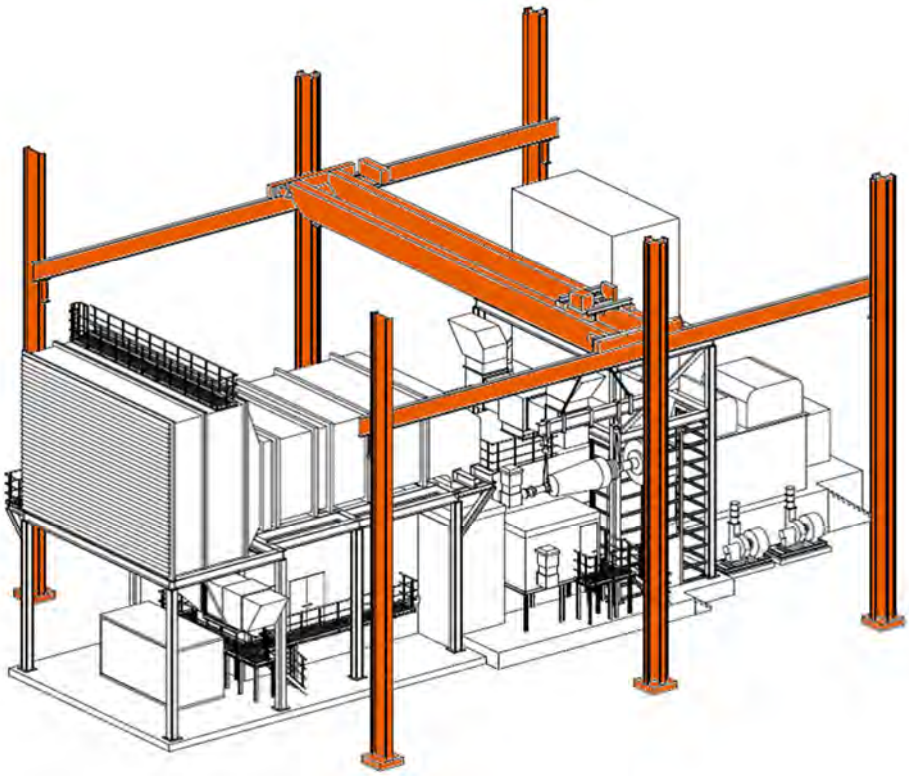
Vertical Type HRSG with Supplementary Firing for GT H-100



Proprietary and Confidential Information | This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

Standard Plant Concept based on 2 x H-100 300 MW

Vertical Type HRSG with Supplementary Firing for GT H-100



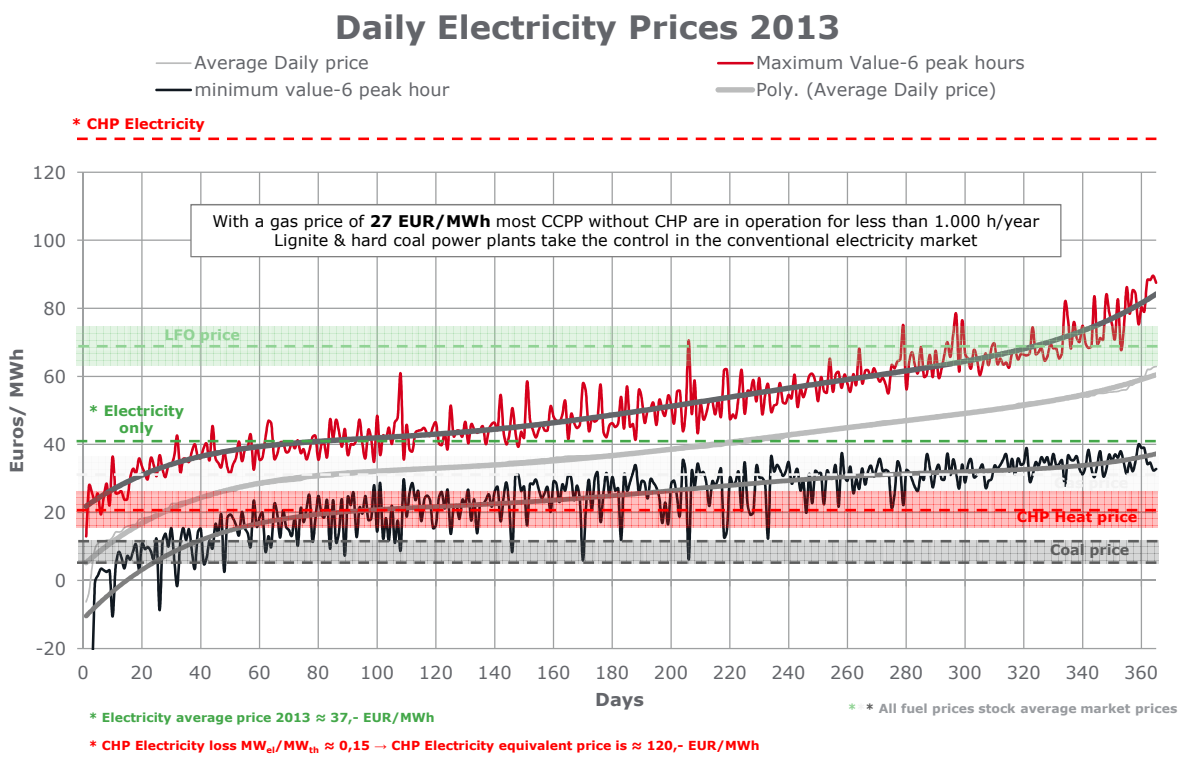
Proprietary and Confidential Information | This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

Overview

- Übersicht Mitsubishi Hitachi Power Systems
- MHPS Gas Turbinen
- F-Serie Gas Turbinen
- H-Serie Gas Turbinen
- KWK-Anlagenkonzept (Beispiel) mit 2 x H-100
- Alternative Wärmeproduktion im Verbund mit KWK
- R&D-Trends Power-to Fuel, LAES

Proprietary and Confidential Information | This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

Energy Pricing in Europe (Example PHELIX)



Proprietary and Confidential Information | This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

CHP Potential in EU27

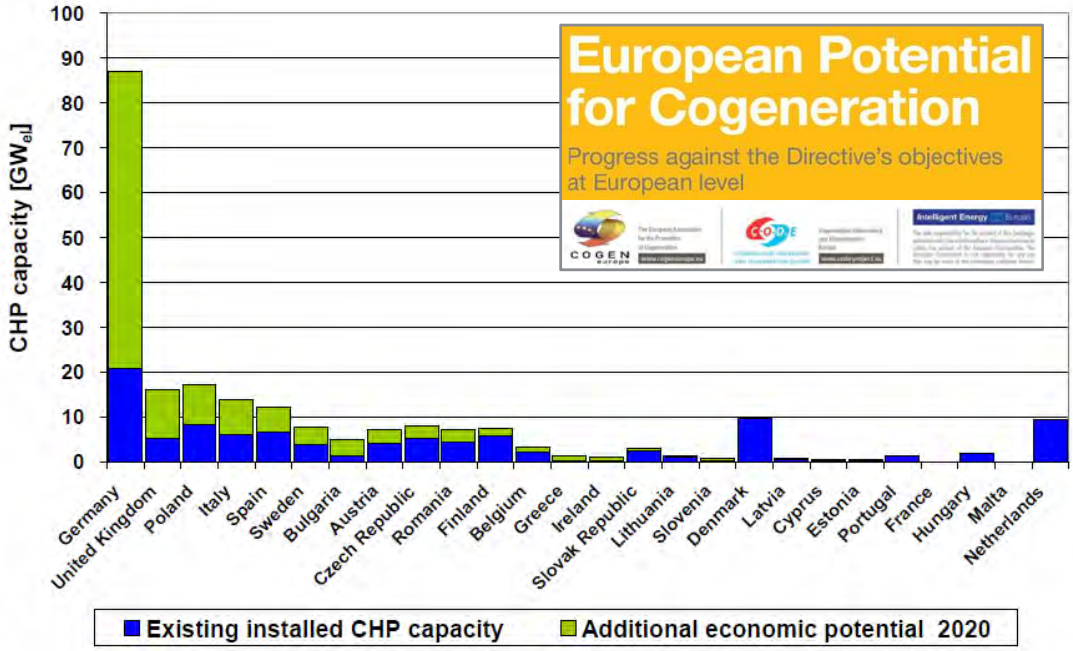
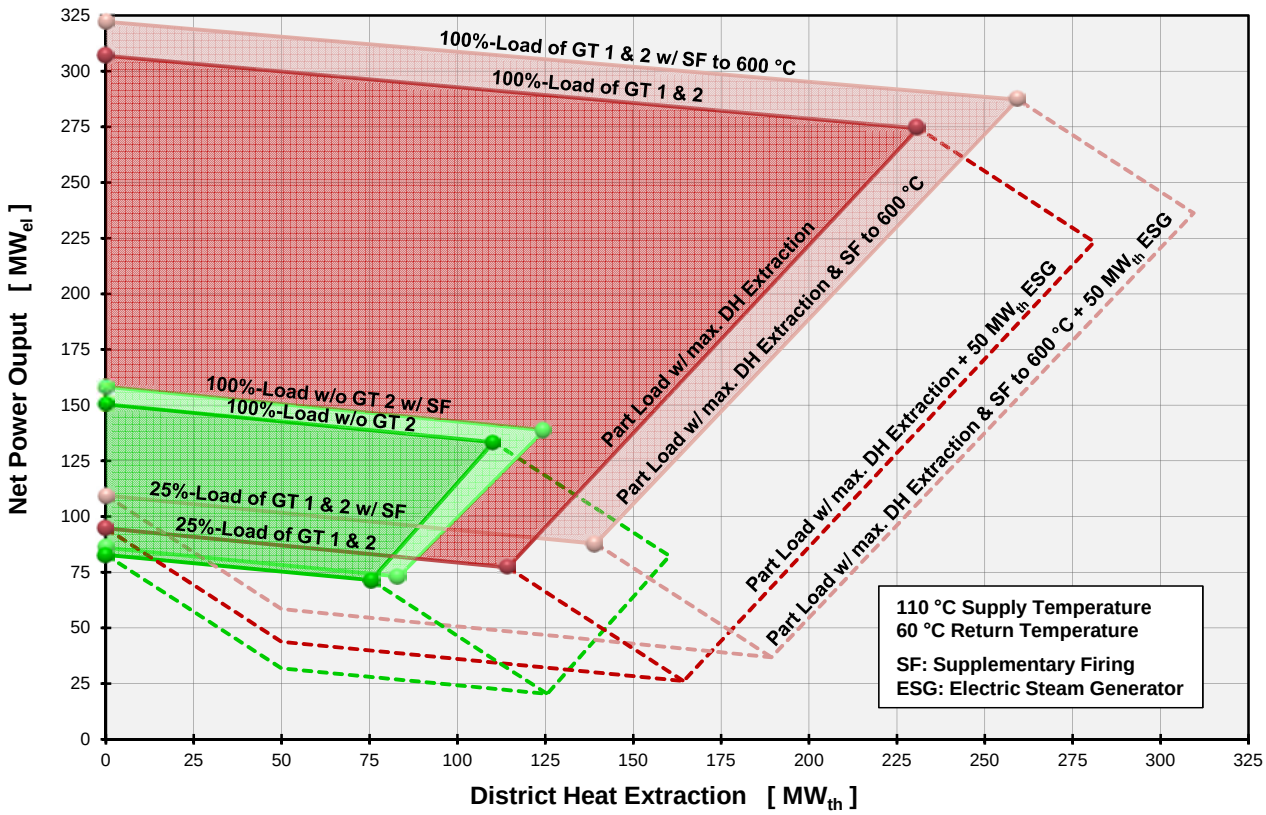


Figure 1: Existing installed cogeneration capacity and reported additional economic potential in the year 2020

Proprietary and Confidential Information | This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

Standard Plant Concept based on 2 x H-100 300 MW

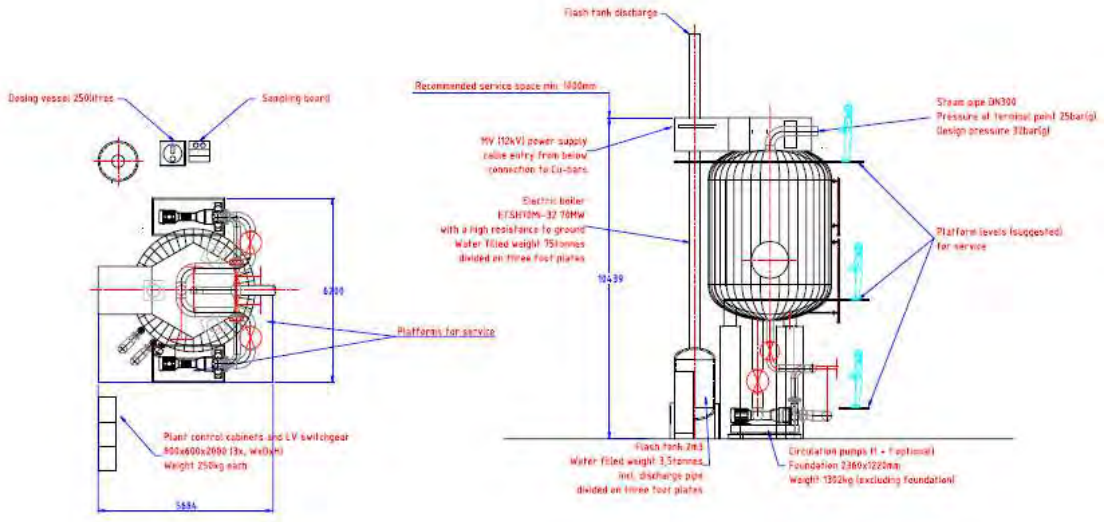
Net Plant Power Output vs. District Heat Extraction



Proprietary and Confidential Information | This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

Electric Steam Generator

75 MW electric Steam Generator

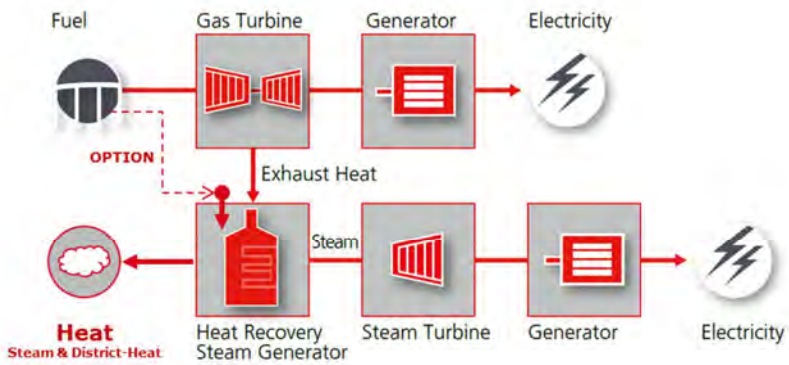


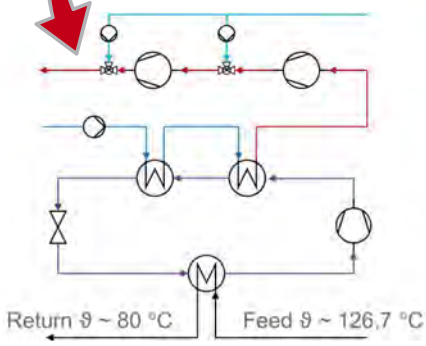
Small Investment for high Flexibility

Proprietary and Confidential Information | This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

High Temperature Heat Pump

Industrial Complex e.g. Chemical Park with Condensate Collection





High Temp. Condensate

Proprietary and Confidential Information | This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

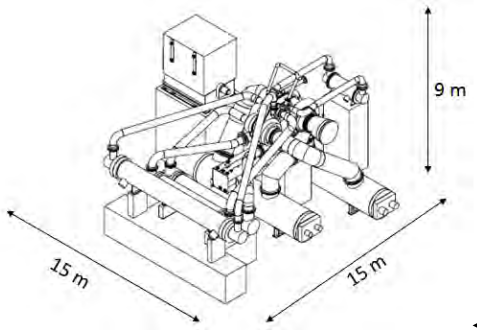
High Temperature Heat Pump

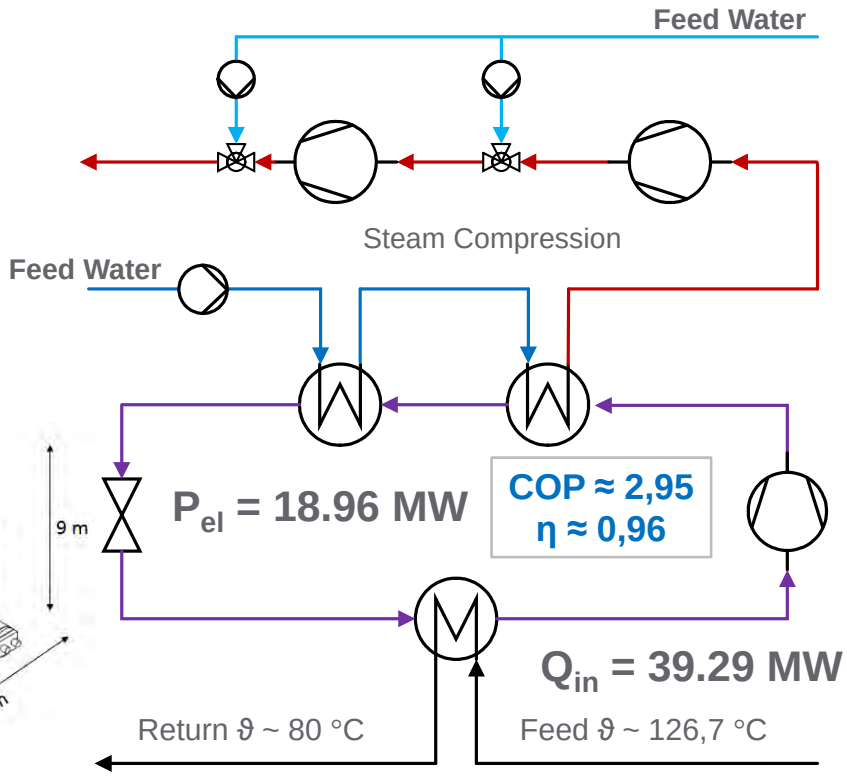
Q_{out} = 55.93 MW

≈ 75.5 t/h Process Steam
p = 4 bar(a) - ϑ = 150 °C

$$Q_{out} = P_{el} \cdot COP$$

$$P_{el} = Q_{in} \cdot \frac{\eta}{COP - \eta}$$





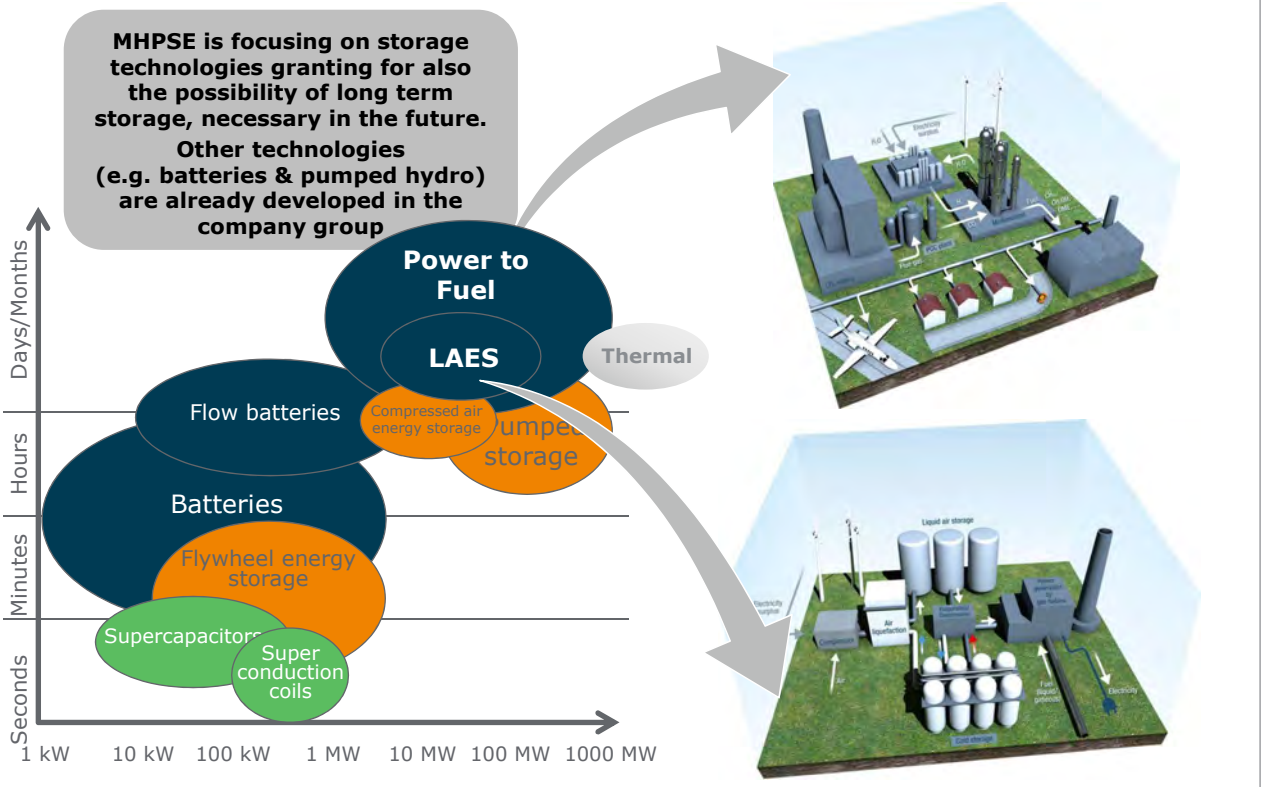
Proprietary and Confidential Information | This document or information cannot be reproduced, transmitted or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

Overview

- Übersicht Mitsubishi Hitachi Power Systems
- MHPS Gas Turbinen
- F-Serie Gas Turbinen
- H-Serie Gas Turbinen
- KWK-Anlagenkonzept (Beispiel) mit 2 x H-100
- Alternative Wärmeproduktion im Verbund mit KWK
- **R&D-Trends Power-to Fuel, LAES**

Proprietary and Confidential Information | This document or information cannot be reproduced, transmitted or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

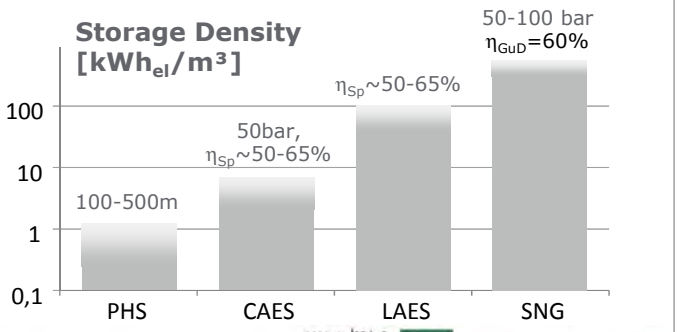
Storage technologies within MHPSE

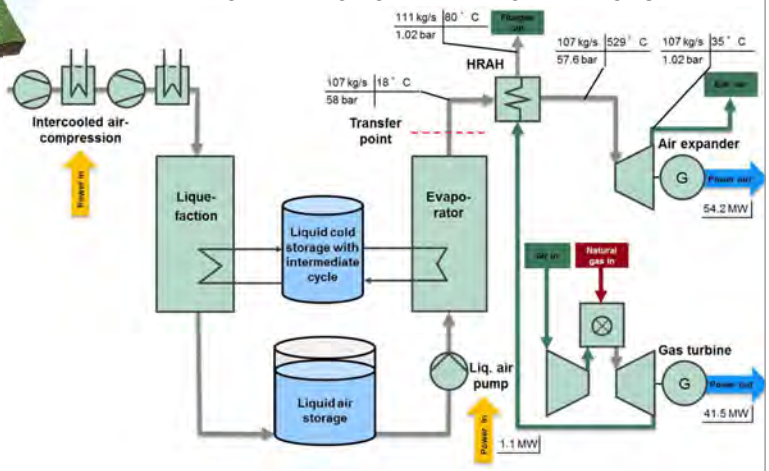


Proprietary and Confidential Information | This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

Liquid Air Energy Storage – as two in one

Bulk Electricity Storage and Back-up Power



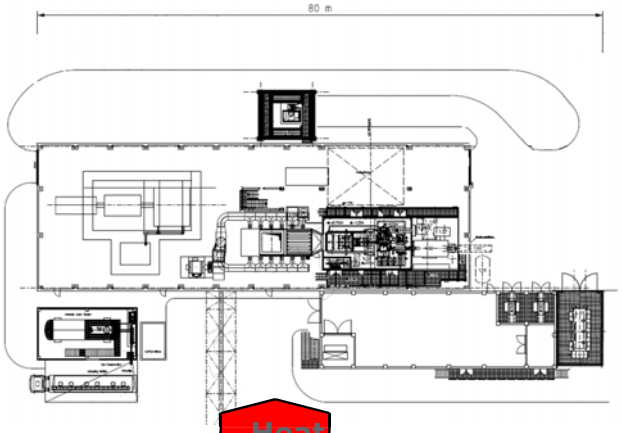


LAES is an energy storing technology, which is producing liquid air and heat (district heating) while charging and is producing electric energy from natural gas and liquid air while discharging.

The efficiencies of the technology are u**p to 65%** without district heating and above this calculating also the produced heat as "used"

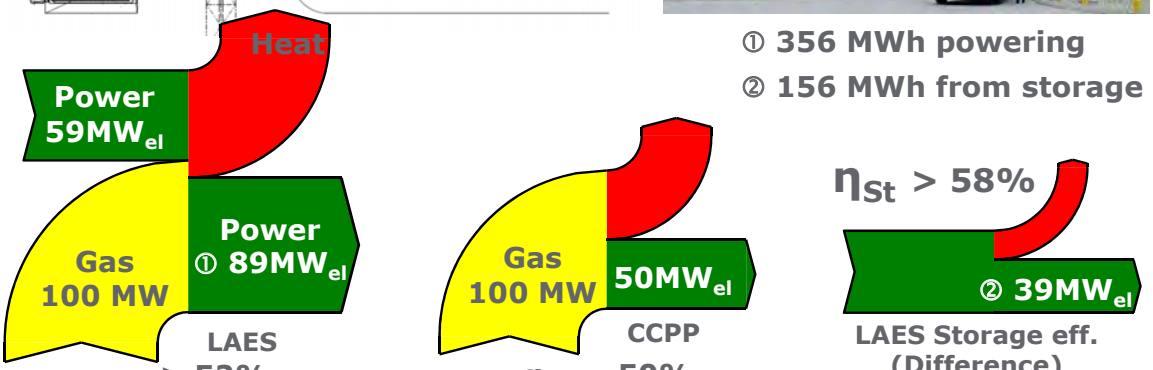
Proprietary and Confidential Information | This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

Liquid Air Energy Storage



① 356 MWh powering

② 156 MWh from storage



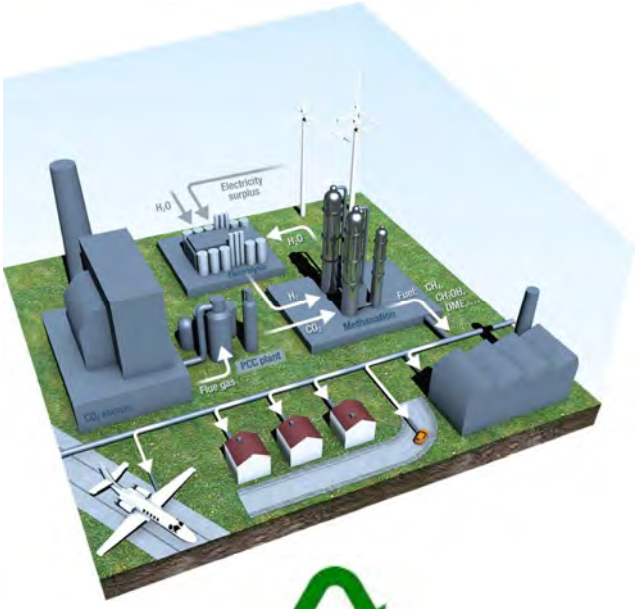
LAES
η_{RT} > 52%

CCPP
η_{CC} = 50%

LAES Storage eff.
(Difference)

Proprietary and Confidential Information | This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

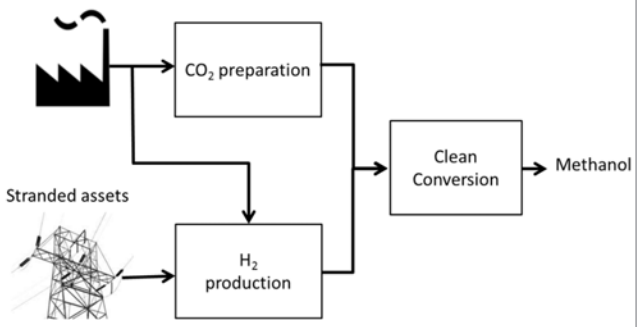
Power to Fuel in Power Plants



PtF is a cross sector energy storing technology, which is producing methanol and its following derivatives as olefins, gasoline, DME and other chemicals or transportation fuels. It is processing from electrical energy hydrogen and oxygen. The produced hydrogen is together with captured CO_2 processed to methanol with an exothermal process. The heat is used in the water steam cycle of an power plant for efficiency gain of the process.

The efficiencies of the technology are u**p to 67%** without the use of the oxygen in other processes. Using the oxygen this efficiency rises **up to 72%**, if it is used close to other industries using oxygen as one of its educts

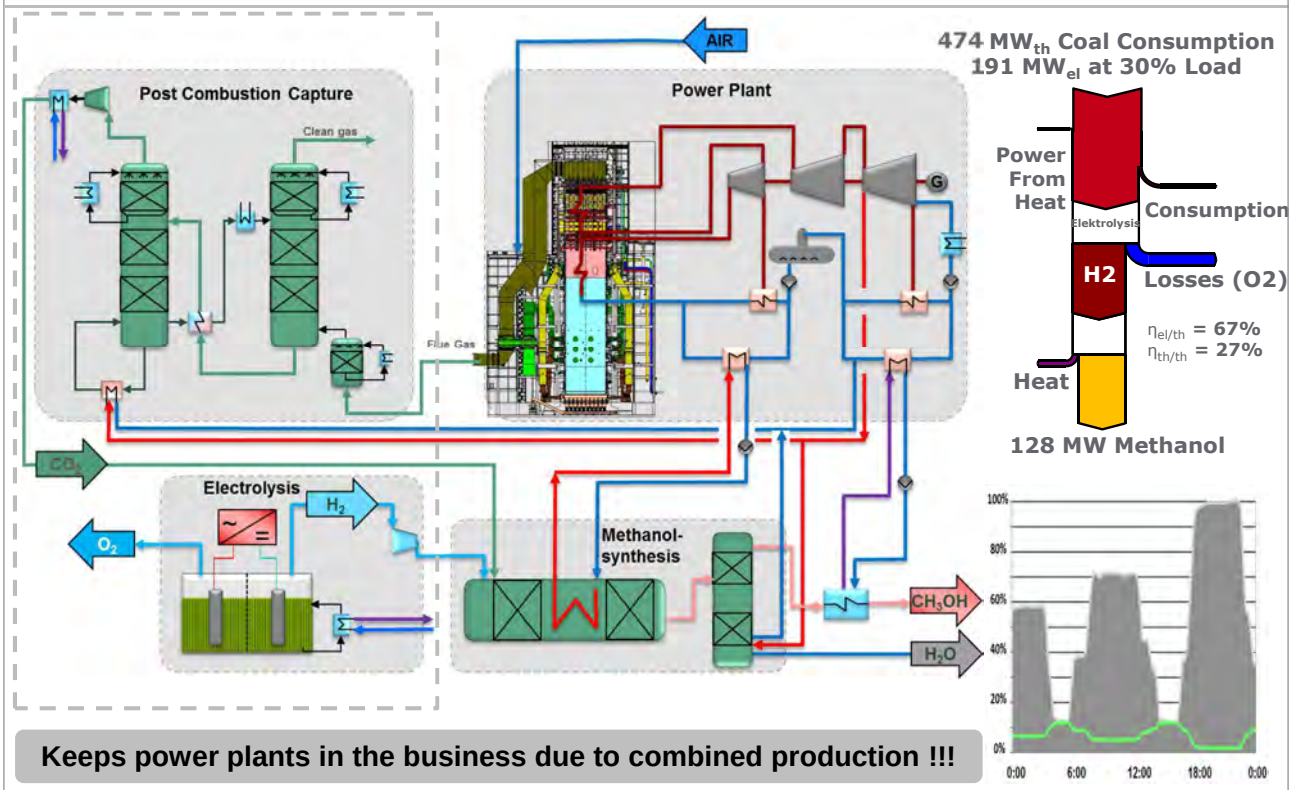
Carbon Recycling International



Proprietary and Confidential Information | This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

Power to Fuel in a Power Plant (Lignite)

A flexibility option with a Market for its Products



Keeps power plants in the business due to combined production !!!

Proprietary and Confidential Information | This document or information cannot be reproduced, transmitted, or disclosed without prior written consent of Mitsubishi Hitachi Power Systems,Ltd.
© 2017 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.

FORSCHUNG UND ENTWICKLUNG

Schadensanalysen an Industrie-gasturbinen

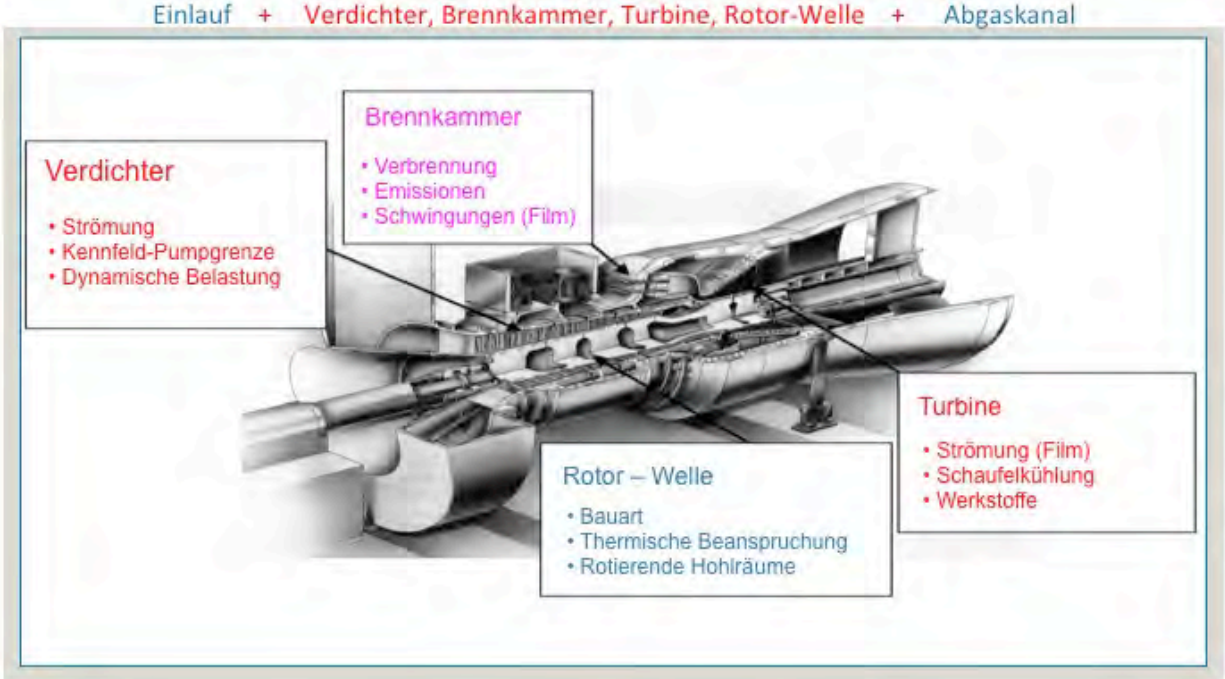
Prof. Dr. Dieter Bohn,
B&B-AGEMA

Wissensforum

Schäden an Gasturbinen

Aufbau und Auslegung von Gasturbinen

Einlauf + Verdichter, Brennkammer, Turbine, Rotor-Welle + Abgaskanal



Wissensforum

SCHÄDEN AN GASTURBINEN : Konstruktive Ursachen

- **Entwicklungsphase**
  - Berechnungen
  - Laborversuche
  - Prüfstandtest (begrenzte Betriebszeit/Last)
  - Testmaschine im Feld
- **Schäden in den ersten Betriebsjahren**
  - *Werkstoffwahl*
  - *unzureichende / zu starke Kühlung*
  - mechanische / dynamische Belastungen
- **Langzeitschäden**
  - Rissbildungen
  - Zeitstandsschäden

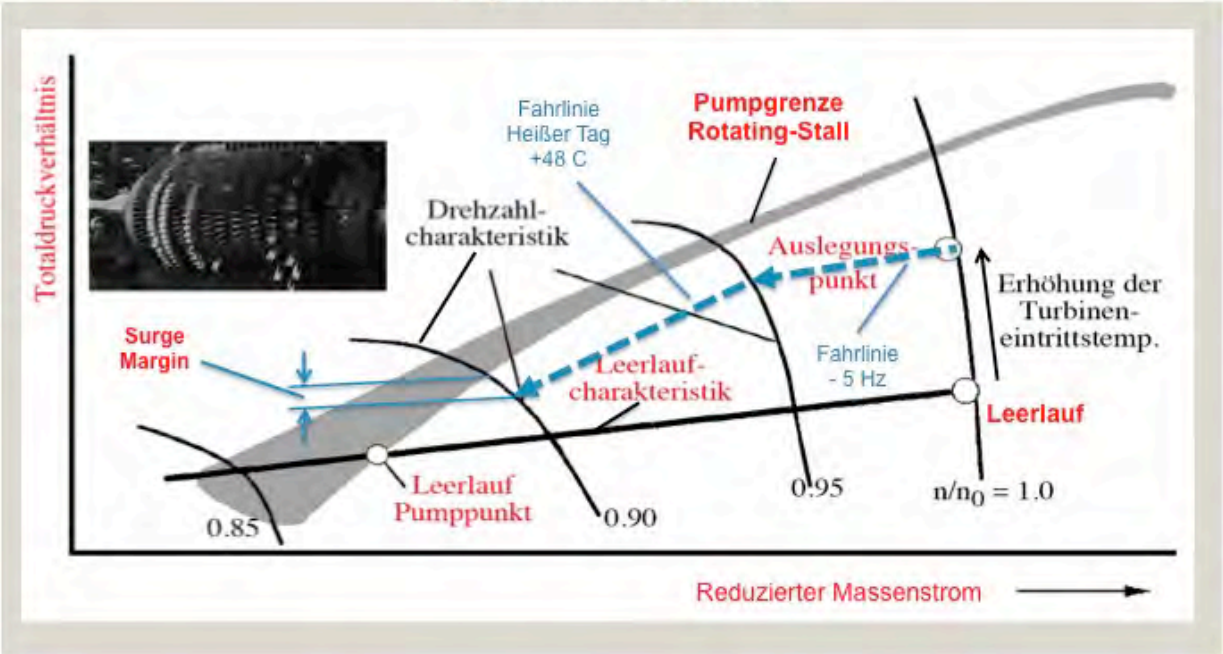
Wissensforum

Typisches Verdichter-Kennfeld einer Stationären Gasturbine

Betriebszustand: geschlossene Entnahmen

Fahrlinie "-5Hz-Unterfrequenz" & Fahrlinie "Hohe Außentemperatur +48 °C"

Pumpgrenzabstand (Surge Margin)

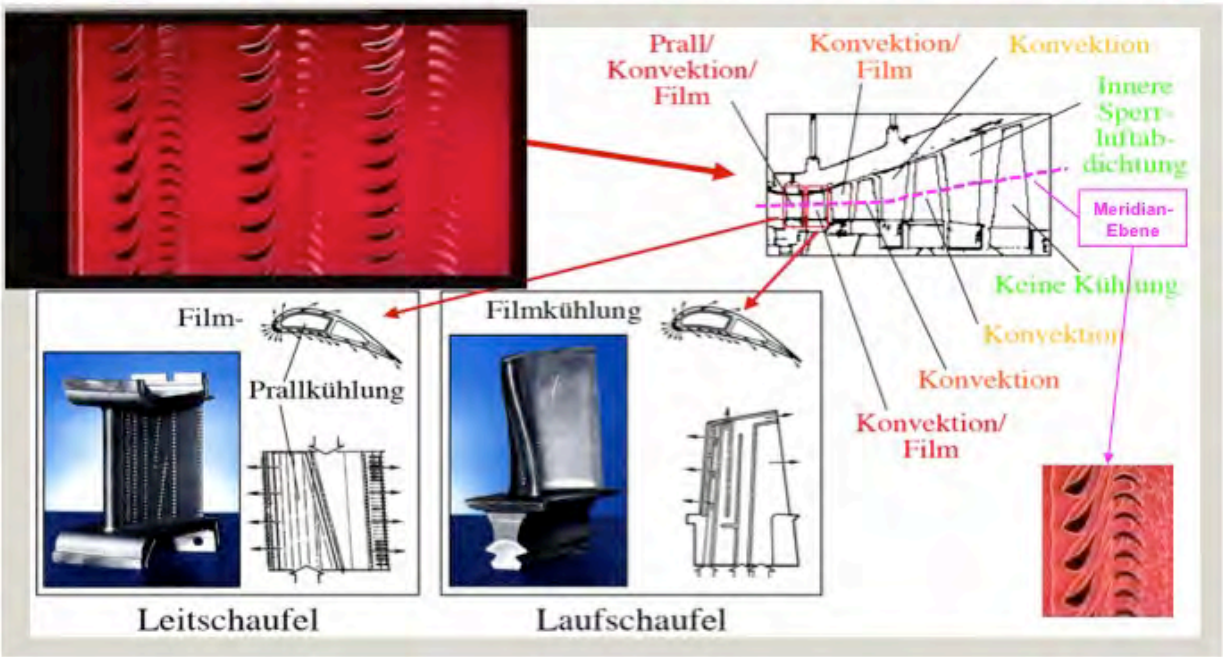


Wissensforum

Ausgeführte Kühlarten in einer Turbine (Siemens)

Filmkühlung-Prallkühlung-Konvektionskühlung

Analyse komplexer Strömungsphänome im Mittelschnitt >>>>> Clocking



Wissensforum

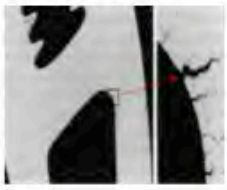
Arten der Hoch-Temperatur-Korrosion

Schadensereignisse aufgrund zu hoher Wärmebelastung der Schaufel

Hochtemperaturkorrosion Typ I
- 800°C - 900 °C
- Flächenkorrosion

Hochtemperaturkorrosion Typ II
- 600°C - 750 °C
- Lochkorrosion

Verminderung von Korrosion durch
- Filterung der Verbrennungsluft
- Einsatz korrosionsbeständiger Materialien
- Einsatz von Beschichtungen



Wissensforum

Dynamische Bauteil-Beanspruchung (Schaufeln)

Zusammenspiel / Auswirkung von Dämpfungskräften & Erregerkräften

- Die Strömung in der Turbomaschine ist stets instationär
- Vorgänge abhängig von Drehfrequenz und/oder vielfachem der Drehfrequenz

Schwingungsgleichung

Trägheitskräfte + Dämpfungskräfte + Steifigkeitskräfte = Erregerkräfte

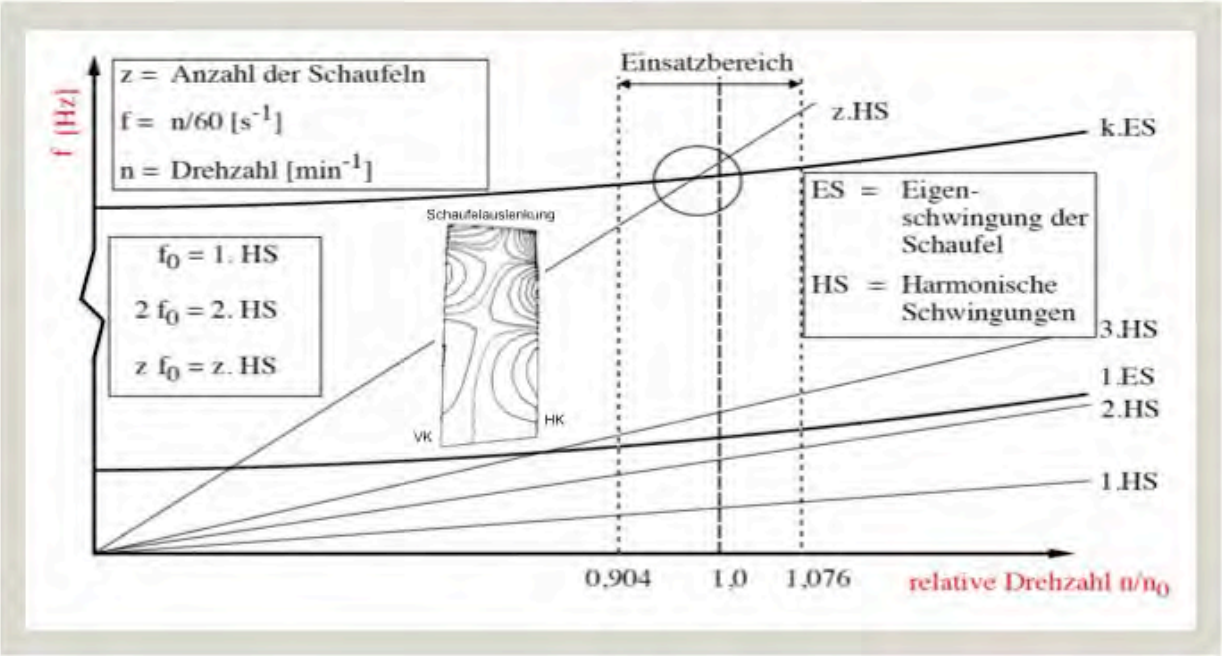
- **Aerodynamische Dämpfung** → Energietransfer
- **Mechanische Dämpfung** → Einspannung Werkstoff
- **Dynamische Schaufelkräfte**
  - Nachlaufdellen
  - Wirbelschleppen
  - Abgelöste Gebiete
  - Instabile lokale Verdichtungs-stöße
  - Anregungen über Fundament

Wissensforum

Eigenfrequenzen einer Verdichter-Schaufel

Einfluss von Drehzahl und Fluid-Temperatur auf die Eigenfrequenzen der Schaufel

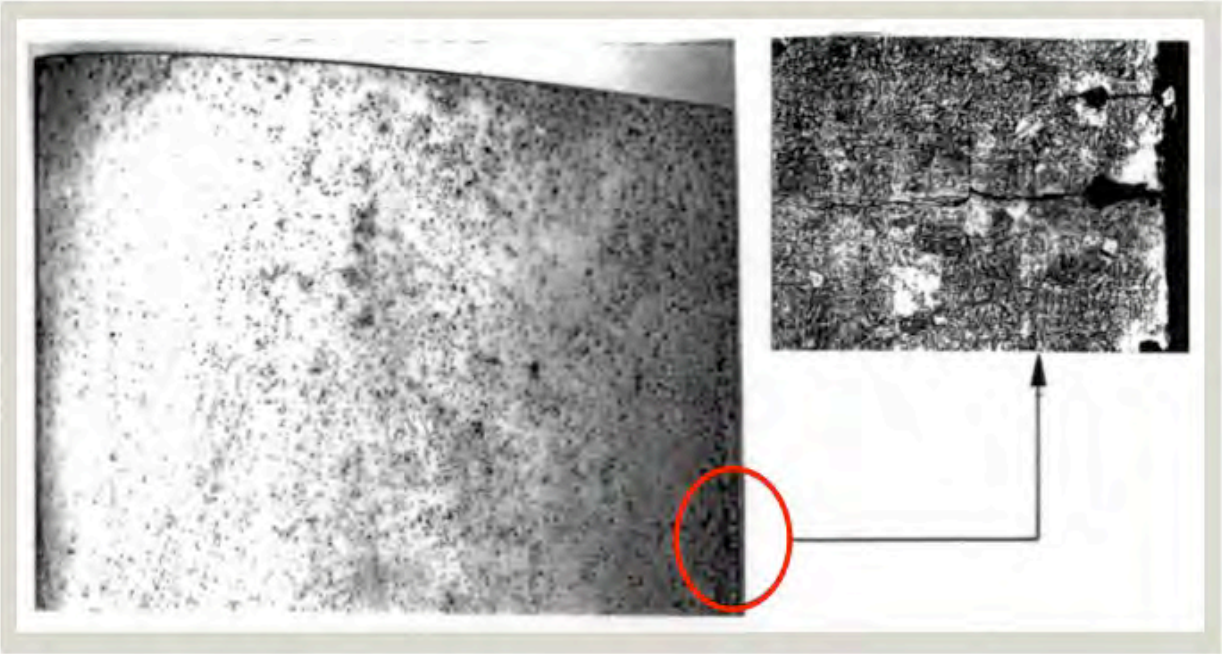
Campbell-Diagramm



Wissensforum

Niedertemperaturkorrosion an einer Verdichterschaufel

Mehrere Risse, von der Hinterkante einer unbeschichteten VLa 1 ausgehend, nach ≈ 27 000 EOH



Wissensforum

Reduzierung von Emissionen während der Verbrennung

Wassereindüsung – Dampfeindüsung – Vormischung von Brennstoff und Luft

Vormischung

- **Mischung von Luft und BS in Vormischer**
- **Verbrennung des vorgemischten Gemisches in Primärzone**

homogeneres Brennstoff-Luft-Gemisch

Wassereindüsung

- **Eindüsung in Primärzone**
- **Aufheizen und Verdampfen der Tropfen**

Verringerung der Gastemperatur und Vermeidung von lokalen Temperaturspitzen

Dampfeindüsung

- **Eindüsung in Primärzone**
- **Dampfüberhitzung**

Verringerung der Gastemperatur und Vermeidung von lokalen Temperaturspitzen

Wissensforum

SCHÄDEN AN GASTURBINEN : Fertigungsbedingte Ursachen

- Qualitätsmängel
  - Gussfehler
  - ***Beschichtungsfehler***
  - unzureichender Durchfluss

Montagebedingte Ursachen

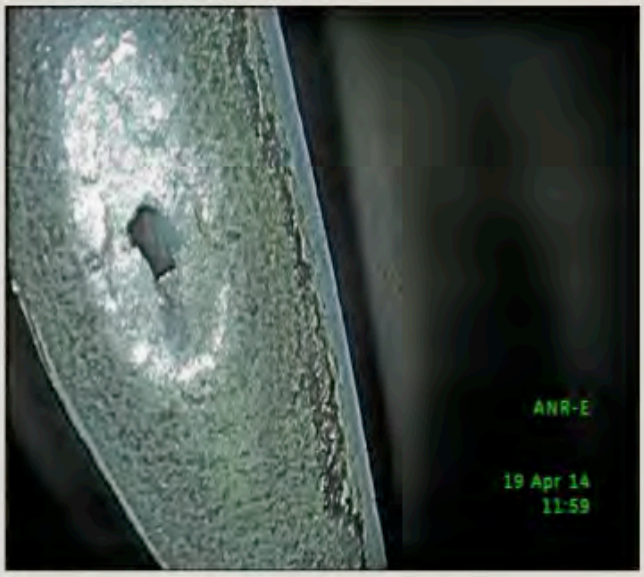
- Montagefehler
  - Spiele
  - Einstellung Verbrennung
  - interne Verrohrung
- Sauberkeit
  - **Blockade von Kühlkanälen**
  - **Fremdkörper**
- Transporte

VDI Wissensforum

Abgeplatzte Beschichtung an der Eintrittskante

VDI Wissensforum

GuD-Anlage Rüsselsheim (EGG0235)



Durchgebrannte Anströmkante aufgrund des mit Strahlgut verstopften Kühlkanales

VDI Wissensforum

SCHÄDEN AN GASTURBINEN : Betriebsbedingte Ursachen

- *Übersicht Einflussgrößen*
- Anstreifvorgänge
  - An- u. Abfahren
- Fremdkörpereinwirkung
  - Foreign Object Damage (FOD)
  - meist DOS
- Radiale Temperaturverteilung
- **Online Waschen**
  - **Schäden („Pittings") an Verdichterschaufeln**
  - **Alternative: Luftfilterung**
- Brennstoffqualität
- Luftqualität

VDI Wissensforum

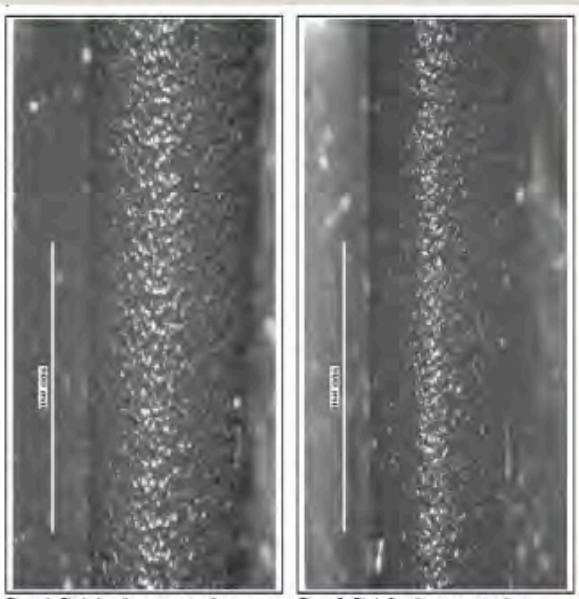


Figure 1: Blade 1 replica near root radius. Figure 2: Blade 2 replica near root radius.

Pittings auf der Eintrittskante der ersten Verdichterlaufreihe durch Online-Waschen

Zu tiefe Pittings können sich zu Riss-Startern entwickeln

Wissensforum

SCHÄDEN AN GASTURBINEN : Schadensbeispiele

- Konstruktionsbedingte Schäden an Rotorscheiben
  - Rissbildung durch Spannungsspitzen an Kühlluftöffnungen
  - Unzureichende Dimensionierung von Haltenasen
- Schäden am Leitschaufelträger der Hochdruckstufen eines Verdichters
- Schwere Schaufelschäden nach dem Abbruch einer Turbinenschaufel aufgrund eines Gussfehlers
- ***Schaufelschaden durch Deckbandversagen der 3. Turbinenstufe infolge eines Montagefehlers***

Wissensforum

GuD Ludwigshafen Gasturbinenschaden GT1

- Die Schaufeln der Turbinenlaufreihe (TuLa) 3 sind im Bereich des Deckbandes vollständig zerstört
  => Der Schaden ging von der TuLa 3 aus und führte nachfolgend zur Beschädigung der Schaufeln der Stufen 4 und 5

VDI Wissensforum

SCHÄDEN AN GASTURBINEN : Schadensbeispiele (Forts.)

- **Schaufelschäden an der ersten Turbinenstufe durch abgebrochene Brennkammerteile**
- **Schaufelschäden durch mit Strahlgut verstopfte Kühlkanäle**

VDI Wissensforum

GuD-ANLAGE LUDWIGSHAFEN; GT 1: FREMDKÖRPEREINSCHLAG

Tula 1 mit 4.128 EOH

Tula 1 mit 9.926 EOH

Tula 1 mit 12.461 EOH

Tula 1 mit 14.996 EOH

VDI Wissensforum

GuD-Anlage Rüsselsheim (EGG0235): **Ausbruch Schaufelblatt Turbinenstufe 1**

- Durch mit Strahlgut verstopfte Kühlkanäle Rissbildung in Schaufelmitte und Abbruch von einem Viertel des Schaufelblattes

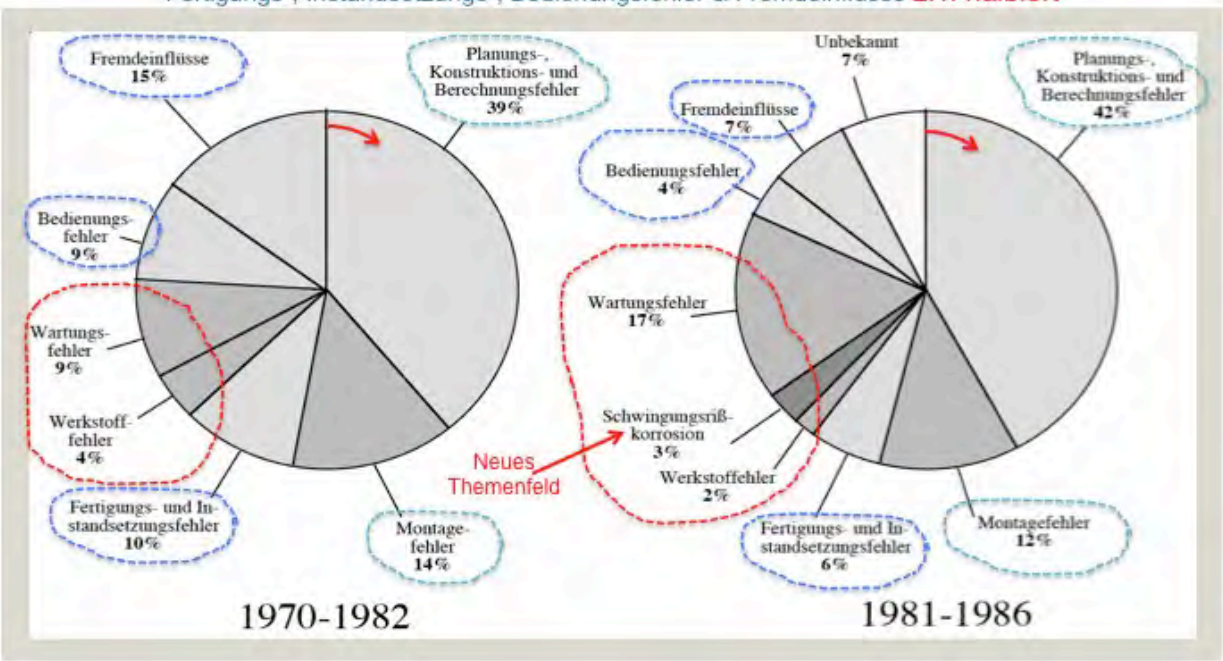
VDI Wissensforum

Planungs-, Berechnungs-, Montage-, Fertigungs- und Bedienungsfehler

1970-1982: nahezu 12 Jahre Erfahrung gesammelt < -- > 1981-1986: dazugelernt ? Sehr indifferent !

Planungs-, Berechnungs-, Montagefehler nahezu gleich (± 2%)

Fertigungs-, Instandsetzungs-, Bedienungsfehler & Fremdeinflüsse z.T. halbiert



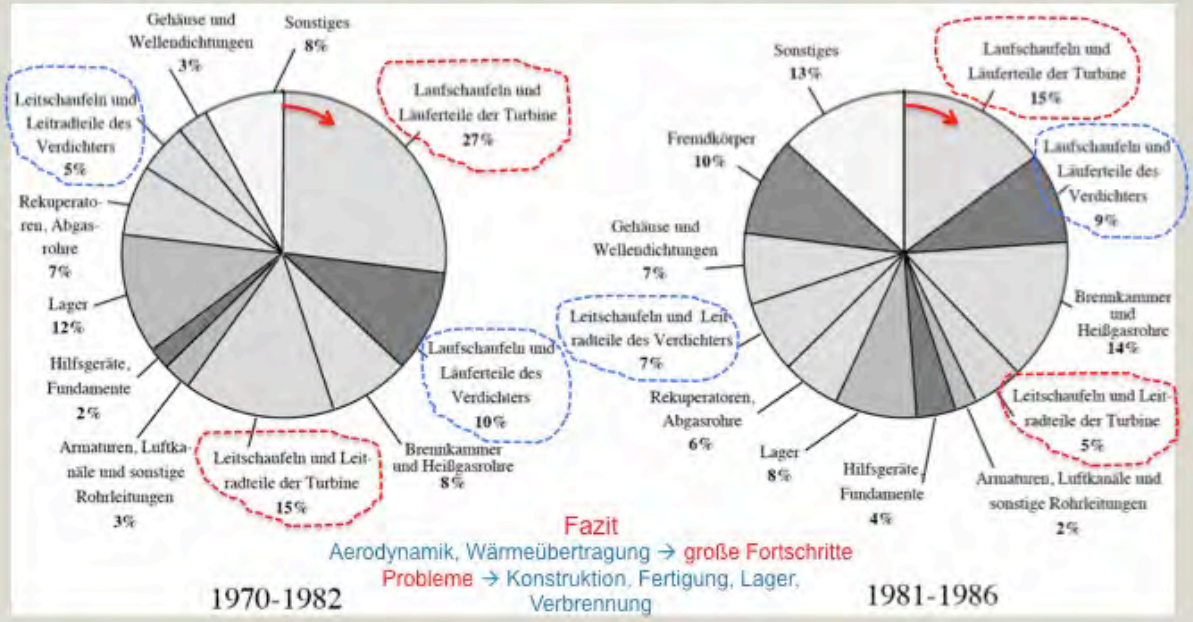
Wissensforum

Schadenshäufigkeit nach Bauteilen und Komponenten der Gasturbine

Extreme Verbesserung bei Schaufeln, Läufer (Turbine): 1970-1982 → 42 % // 1981-1986 → 20 %

Kein Fortschritt in der Technologie Verdichter (Schaufeln, Läufer) : 1970-1982 → 15 % // 1981-1986 →16 %

Anstieg der Probleme : Gehäuse- u. Wellen-Dichtungen, Lager, *Brennkammer*, Heißgasrohre, Sonstiges



Fazit

Aerodynamik, Wärmeübertragung → große Fortschritte

Probleme → Konstruktion, Fertigung, Lager, Verbrennung

Wissensforum

SCHÄDEN AN GASTURBINEN : Verhalten im Schadensfall

- Gewährleistung prüfen; ggf. anmelden
- Beteiligte Versicherungen einbinden
  - Erfahrung nutzen
- Gutachterauswahl in Streitfällen
  - Externe Berater
  - Unabhängiger Gutachter statt Hersteller?
  - Sicherstellen von schadens-/ursacherelevanten Teilen

Die L-/H-Marktraumumstellung, schwankende Erdgasbeschaffenheiten und die Auswirkungen auf Gasturbinen

Dr.-Ing. Jörg Leicher,
Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.

gwi Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.

Die L-/H-Marktraumumstellung, schwankende Erdgasbeschaffenheiten und die Auswirkungen auf Gasturbinen

Dr.-Ing. Jörg Leicher
Würzburg, 17.05.2017

Erdgasverbrauch nach Sektor

gwi

Haushalt & Gewerbe: 43.33 %, 41.02 %, 28.45 %

Industrie: 42.76 %, 33.23 %, 33.07 %

Erdgas

Kraftwerke: 13.49 %, 22.96 %, 35.30 %

Transport: 0.28 %, 0.42 %, 3.25 %

Data Sources: Eurogas 2015 (D, EU) and Lawrence Livermore National Laboratory, 2015 (USA)

Folie: 2

Erdgasmarkt im Wandel

- Der europäische Gasmarkt ist in Bewegung:
  - Rückgang von L-Gas ("**Marktraumumstellung**")
  - Mehr Importe (Rußland, Naher Osten, LNG)
  - **Neue Gase**: Biomethan, LNG, evtl. H_2 aus power-to-gas in naher Zukunft
  - Liberalisierung des Marktes ("**unbundling**"), kürzere Lieferverträge
  - EU H-Gas-**Harmonisierung** (EN 16726:2016, Pilot Study 2.0)

- Viele dieser Entwicklungen sind für den Endverbraucher durchaus vorteilhaft:
  - Mehr Wettbewerb am Markt
  - Diversifikation der Quellen, erhöhte Versorgungssicherheit
  - Einbindung erneuerbarer Energien in die Gas-Infrastruktur

- Aber: es treten verstärkt **erhebliche Schwankungen lokaler Erdgas-beschaffenheiten** auf.

L-/H-Gas-Marktraumumstellung

L-/H-Marktraumumstellung

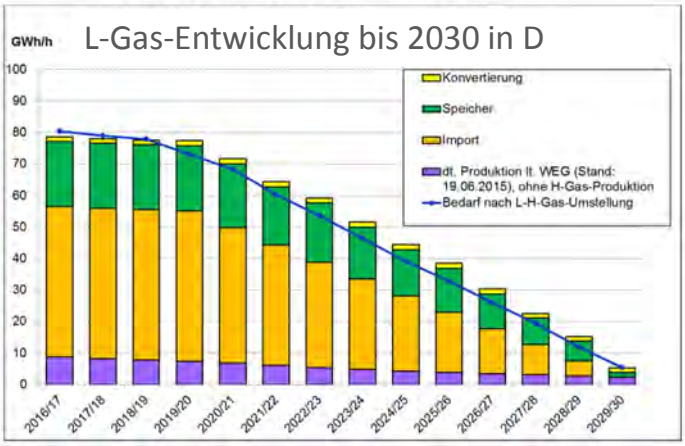
- In Deutschland sind derzeit zwei weitgehend **getrennte Erdgasnetze** in Betrieb, das **L-Gas-Netz** im **Nordwesten Deutschlands**, und das **H-Gas-Netz** in den übrigen Regionen. Alle an das Erdgasnetz angeschlossenen Geräte und Anlagen sind entweder auf L- oder auf H-Gas eingestellt.

- Aufgrund des Rückgangs der **niederländischen Erdgasexporte** hat die deutsche Gaswirtschaft beschlossen, die L-Gas-Gebiete peu à peu **auf H-Gas-Betrieb umzustellen**. In Frankreich und Belgien gibt es analoge Maßnahmen.

- Das bedeutet, dass **alle installierten Gasverbrauchseinrichtungen** (ca. 5 - 6 Mio. Haushaltsgeräte und eine unbekannte Anzahl von großtechnischen Verbrauchern in Industrie und Stromerzeugung) überprüft und auf das neue Brenngas eingestellt werden müssen. Dies stellt eine erhebliche **logistische** und teilweise auch **technische Herausforderung** dar.

- Die Marktraumumstellung soll **bis 2030** abgeschlossen sein.

L-Gas in Deutschland

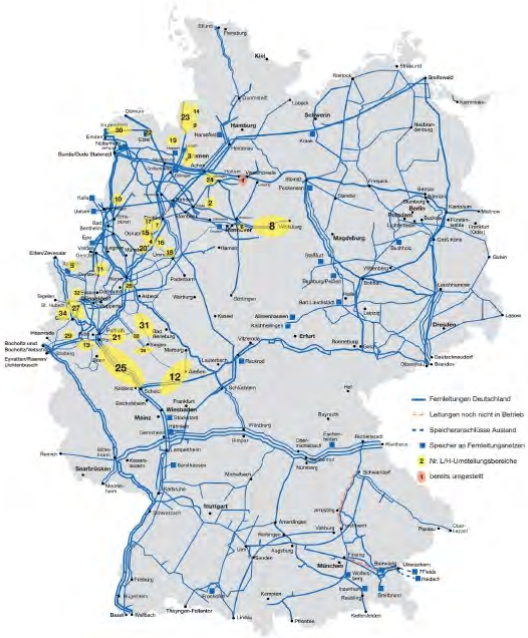


L-Gas-Gebiete in Deutschland (2016)

Quelle: FNB Netzentwicklungsplan, 2016

Marktraumumstellung

Betroffene Regionen bis 2022:

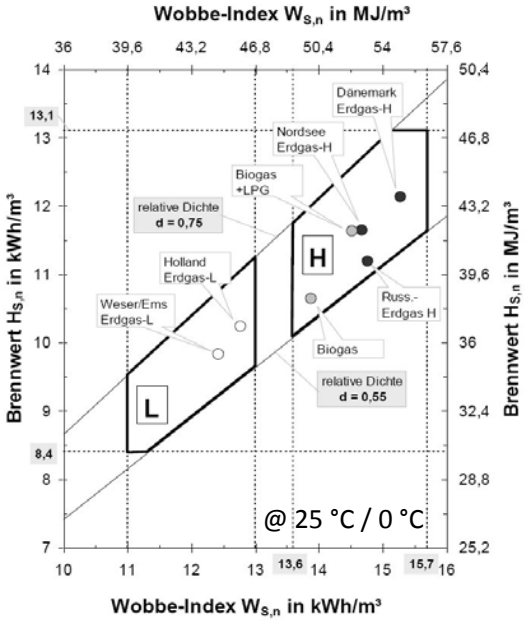


Betroffene Regionen 2022 bis 2027:

Quelle: FNB Netzentwicklungsplan, 2016

Gasbeschaffenheit: DVGW-Arbeitsblatt G 260

- In Deutschland werden Fragen der Gasbeschaffenheit durch das **DVGW-Arbeitsblatt G 260** geregelt.
- Die Charakterisierung der Erdgase erfolgt **nicht** anhand der chemischen Zusammensetzung, sondern mit Hilfe einiger weniger Stoffwerte: **relative Dichte d**, **Brennwert H_S** und **Wobbe-Index W_S**.
- Es wird zwischen verhältnismäßig niederkalorischem **L- Gas** und hoch-kalorischem **H-Gas** unterschieden.



$$d = \frac{\rho_{Gas,n}}{\rho_{Luft,n}};\ W_S = \frac{H_S}{\sqrt{d}}$$

Typische L- und H-Gase in Deutschland

Erdgas-Durchschnittswerte 2006							
Benennung Analysewerte		**Nordsee-Erdgas H**	**Misch-Erdgas H**	**Russ.-Erdgas H**	**Holland-Erdgas L**	**Verbund-Erdgas L**	**Weser/Ems-Erdgas L**
CO_2	Vol.-% Mol.%	1,91 1,92	1,96 1,97	0,09 0,09	1,71 1,72	1,74 1,75	2,55 2,56
N_2	Vol. % Mol.%	0,93 0,92	2,65 2,64	0,83 0,83	10,11 10,09	9,21 9,19	8,71 8,69
O_2	Vol.-% Mol.%	<0,01 <0,01	<0,01 <0,01	<0,01 <0,01	<0,01 <0,01	<0,01 <0,01	<0,01 <0,01
CH_4	Vol.-% Mol.%	86,25 86,22	87,50 87,43	97,63 97,61	83,08 83,04	85,46 85,43	88,08 88,08
C_2H_6	Vol.-% Mol.%	8,56 8,61	6,80 6,85	1,00 1,01	3,97 4,00	2,91 2,93	0,61 0,61
C_3H_8	Vol.-% Mol.%	1,89 1,91	0,90 0,92	0,32 0,33	0,81 0,82	0,47 0,48	0,04 0,04
C_4H_{10}	Vol.-% Mol.%	0,39 0,39	0,16 0,16	0,11 0,11	0,22 0,22	0,15 0,15	0,01 0,02
C_5H_{12}	Vol.-% Mol.%	0,05 0,05	0,02 0,02	0,01 0,01	0,06 0,06	0,03 0,03	<0,01 <0,01
C_{6+}	Vol.-% Mol.%	0,02 0,02	0,01 0,01	0,01 0,01	0,04 0,05	0,03 0,04	<0,01 <0,01
Brennwert $H_{s,n}$	kWh/m^3_N	11,905	11,332	11,135	10,322	10,241	9,880
Heizwert $H_{i,n}$	kWh/m^3_N	10,766	10,237	10,040	9,320	9,241	8,906
Wärmeverhältnis H_i/H_n	-	0,9043	0,9034	0,9017	0,9029	0,9024	0,9014
Normdichte ρ	kg/m^3_N	0,83363	0,8150	0,7362	0,8357	0,8178	0,8006
Dichteverhältnis (Luft=1)	-	0,6448	0,630	0,569	0,646	0,632	0,619
Wobbe-Index $W_{s,n}$	kWh/m^3_N	14,826	14,277	14,762	12,842	12,882	12,588
Wobbe-Index $W_{i,n}$	kWh/m^3_N	13,329	12,897	13,310	11,596	11,624	11,320
Methanzahl (+/– 2) MZ	-	75	82	91	86	90	102
min Luftbedarf L_{min}	m^3_N/m^3_N	10,33	9,77	9,6	8,9	8,83	8,52

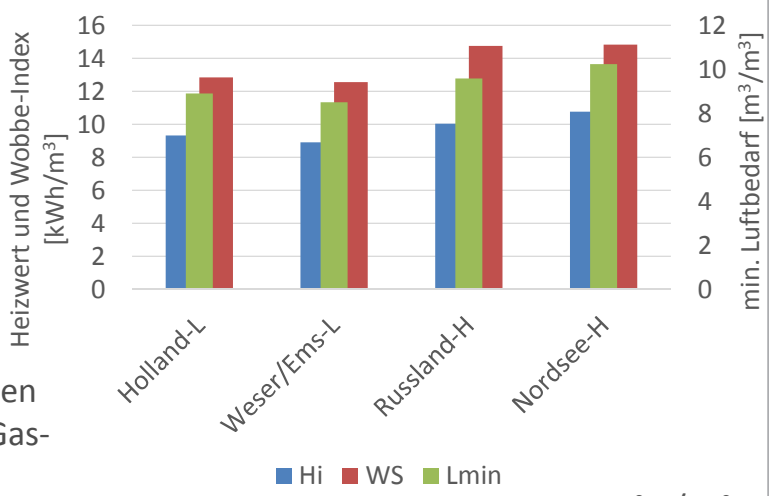
Quelle: gwi-Arbeitsblätter, Vulkan-Verlag, 2012

Wechsel von L- zu H-Gas

- Die **verbrennungstechnischen Eigenschaften** von L- und H-Gasen können sich durch den **höheren Stickstoffanteil** im Gas deutlich unterscheiden. Die Massenströme für Brenngas und Oxidator müssen entsprechend **angepasst** werden, um wesentliche Prozessparameter (z. B. Leistung, Luftzahl, TIT) konstant zu halten.

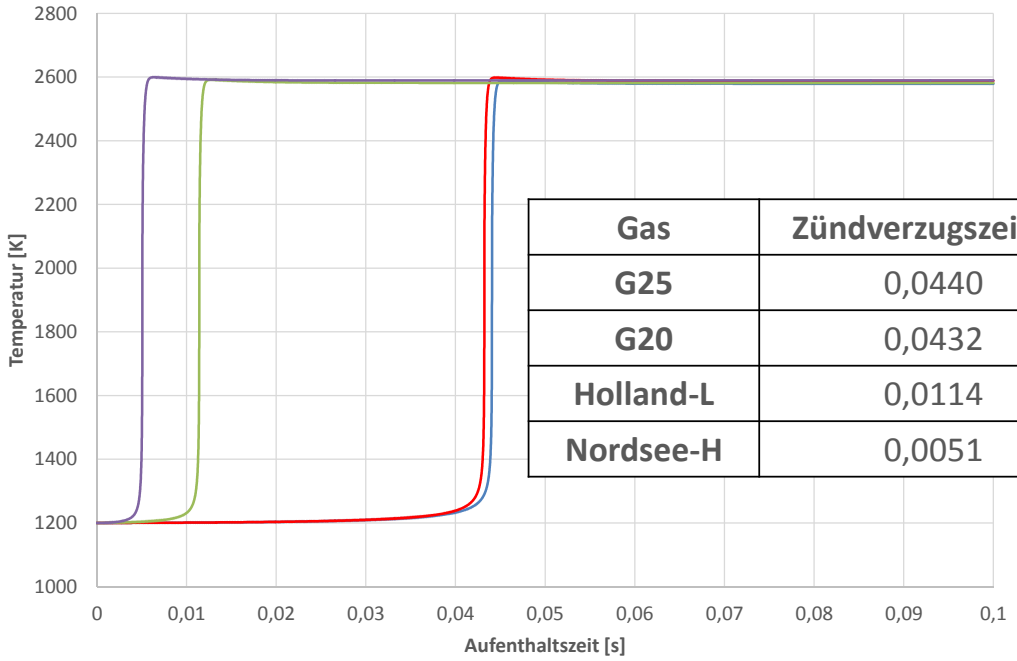
- Aus Gasturbinensicht vielleicht noch kritischer ist der Anteil **höherer Kohlenwasserstoffe** im Brenngas, da er Auswirkungen auf **Flammgeschwindigkeiten** und **Zündverhalten** hat.

- Lokale Gaszusammensetzungen **schwanken** außerdem im H-Gasgebiet meist stärker.



@ 25 °C / 0 °C

Zündverzugszeiten (λ = 1,1, p = 1,01325 bar, T_{in} = 1200 K)



Gas	Zündverzugszeit [s]
G25	0,0440
G20	0,0432
Holland-L	0,0114
Nordsee-H	0,0051

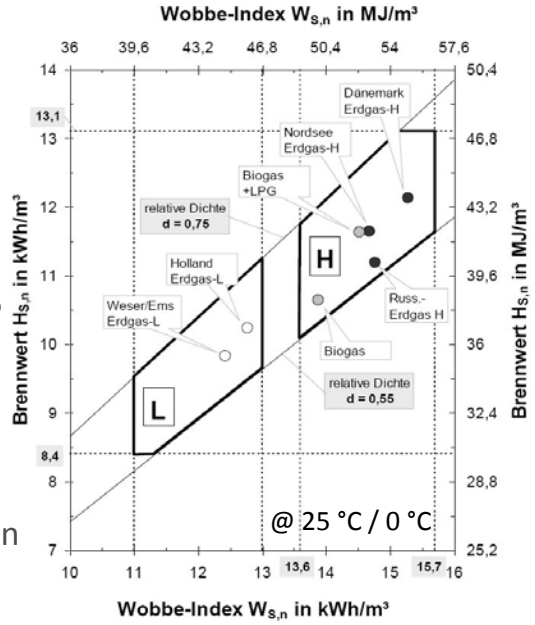
calculated with GRI 3.0,
all C_{3+} added to C_3H_8

Quelle: GWI

Erdgasbeschaffenheiten

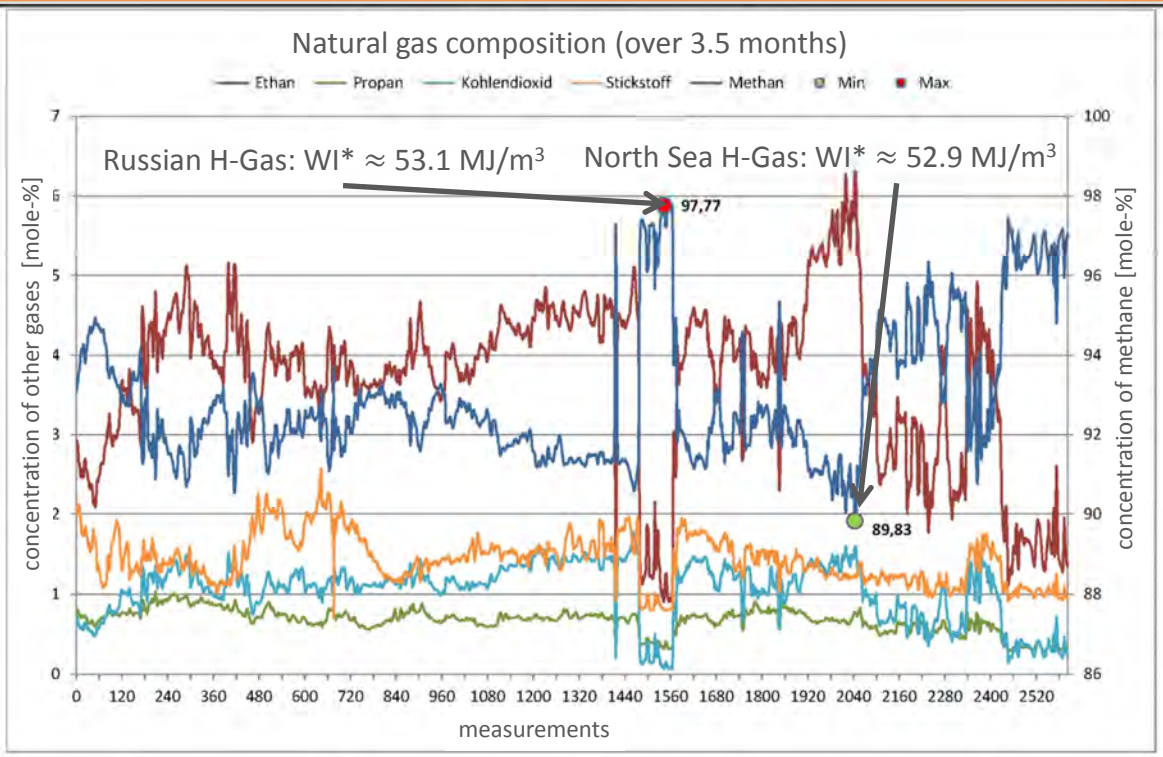
Gasbeschaffenheit: DVGW-Arbeitsblatt G 260

- In Deutschland werden Fragen der Gasbeschaffenheit durch das **DVGW-Arbeitsblatt G 260** geregelt.
- **Theoretisch** lässt das Regelwerk (im H-Gas-Bereich) Schwankungen von etwa **36 %** in der relativen Dichte, **30 %** im Brennwert und **15 %** im Wobbe-Index zu…. aber **in der Realität** ist das (bisher) nie geschehen.
- Es gibt keinerlei Vorgaben, **wie schnell** eine lokale Gasbeschaffenheitsänderung stattfinden darf.



$$d = \frac{\rho_{Gas,n}}{\rho_{Luft,n}};\ W_S = \frac{H_S}{\sqrt{d}}$$

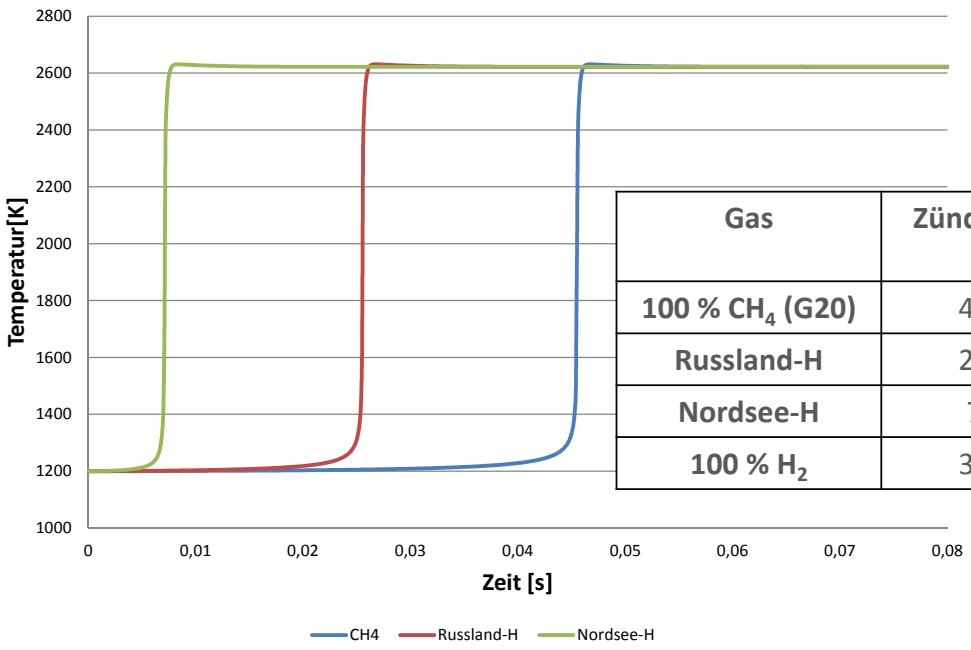
Gasbeschaffenheitsschwankungen im Großraum Leipzig 2011



* @ 25 °C / 0 °C

Quelle: Leicher, J. et al.: Impact of Changing Natural Gas Qualities on Industrial Combustion Processes, IGRC, Kopenhagen, Dänemark, 2014

Zündverzugszeiten (T_{in} = 1200 K; p = 1,01325 bar; λ = 1,0)



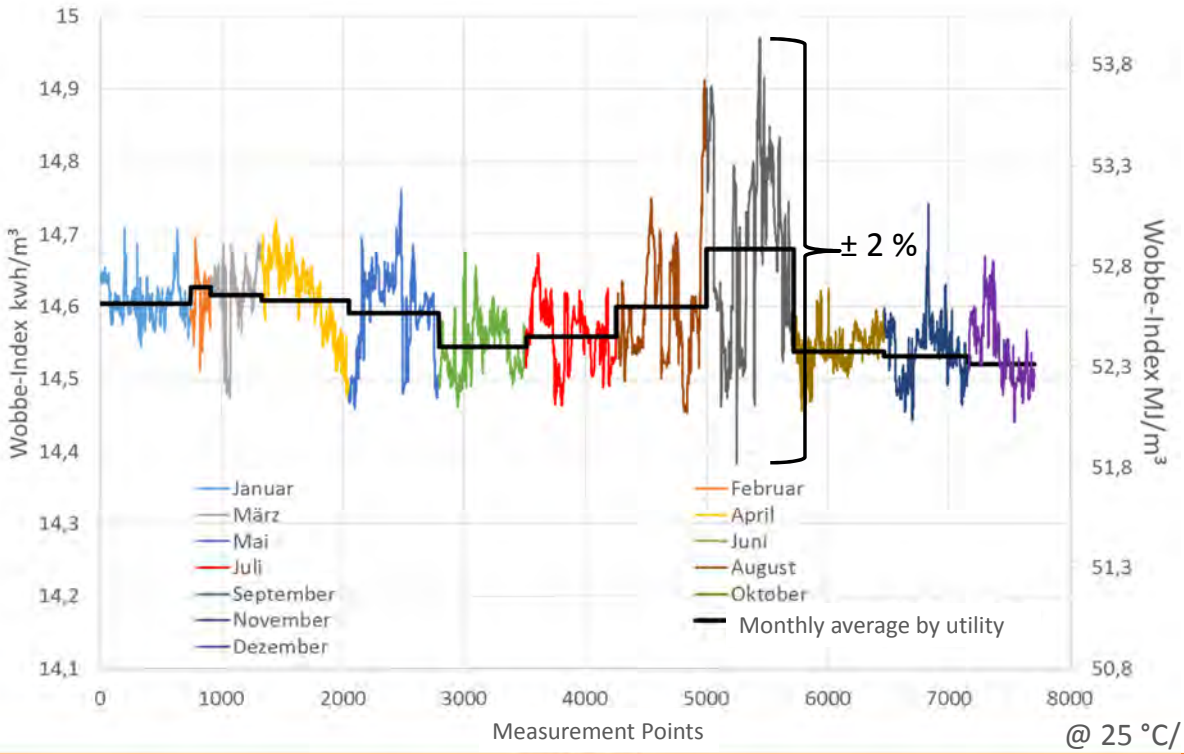
Gas	Zündverzugszeit [s]
100 % CH_4 (G20)	$4{,}54*10^{-2}$
Russland-H	$2{,}55*10^{-2}$
Nordsee-H	$7{,}0*10^{-3}$
100 % H_2	$3{,}28*10^{-5}$

calculated with GRI 3.0,
all C_{3+} added to C_3H_8

Quelle: GWI

Folie: 15

Lokale Wobbe-Index-Fluktuationen am GWI in 2016

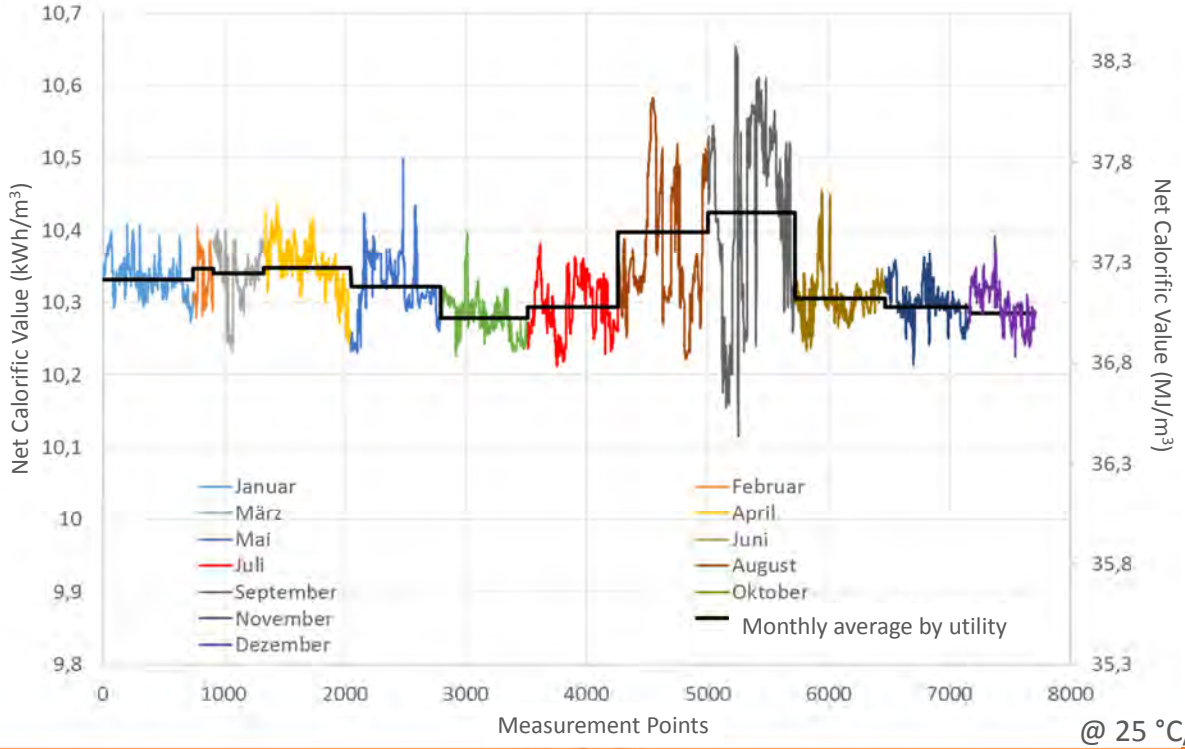


Quelle: Leicher, J.: Gas Quality: Impact on Industrial Combustion Processes, GWI/IFRF TOTeM 44, Essen, 2017

@ 25 °C/ 0°C

Folie: 16

Lokale Heizwertfluktuationen am GWI in 2016



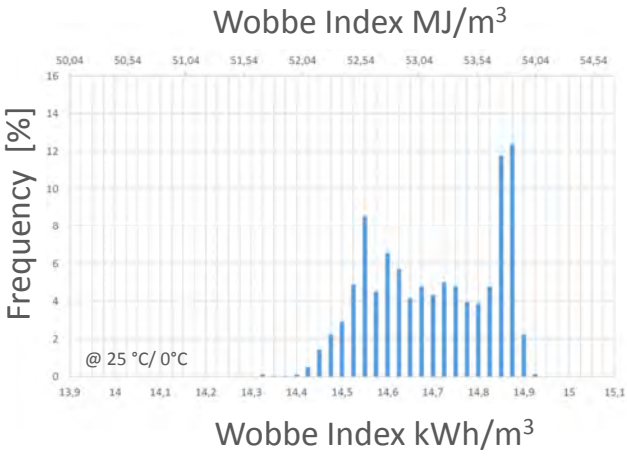
@ 25 °C/ 0°C

Quelle: Leicher, J.: Gas Quality: Impact on Industrial Combustion Processes, GWI/IFRF TOTeM 44, Essen, 2017

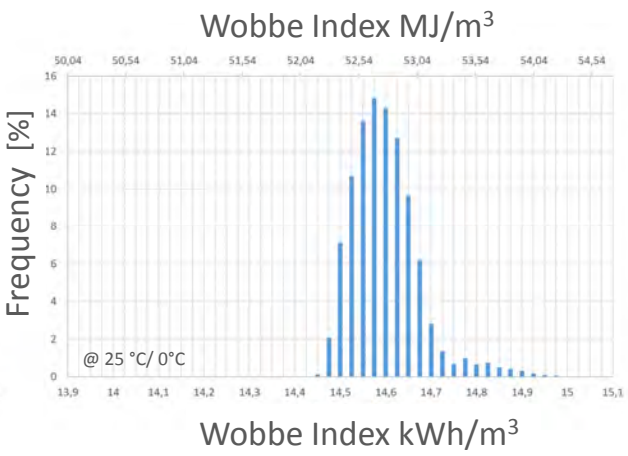
Folie: 17

Wobbe-Index: Häufigkeitsverteilungen an 2 Standorten in D

Eastern Germany (Postal Code 0****)
(January – August 2016)



GWI, Essen
(January – December 2016)

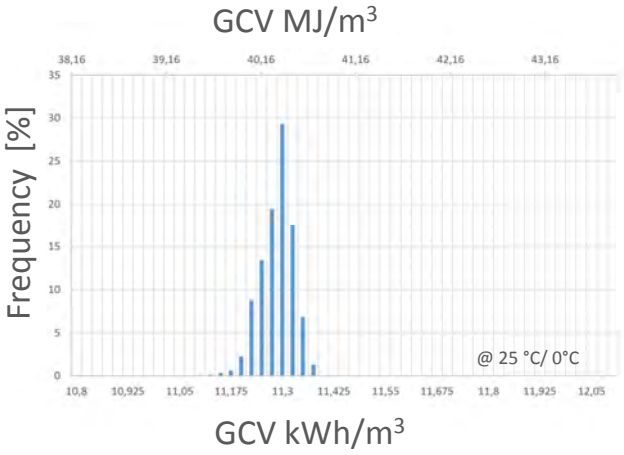


Quelle: Leicher, J.: Gas Quality: Impact on Industrial Combustion Processes, GWI/IFRF TOTeM 44, Essen, 2017

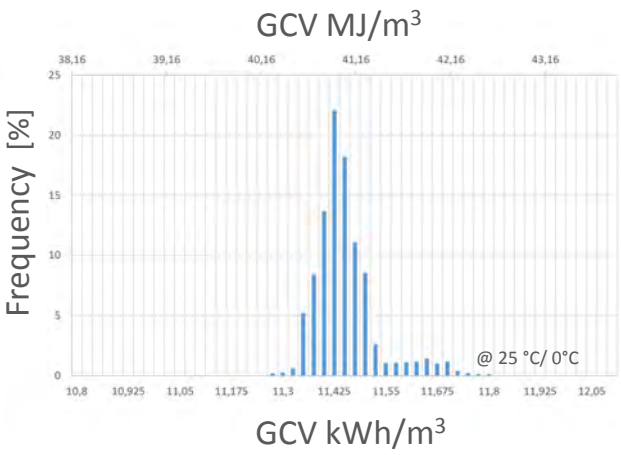
Folie: 18

Brennwert-Häufigkeitsverteilungen an 2 Standorten in D

Eastern Germany (Postal Code 0****)
(January – August 2016)



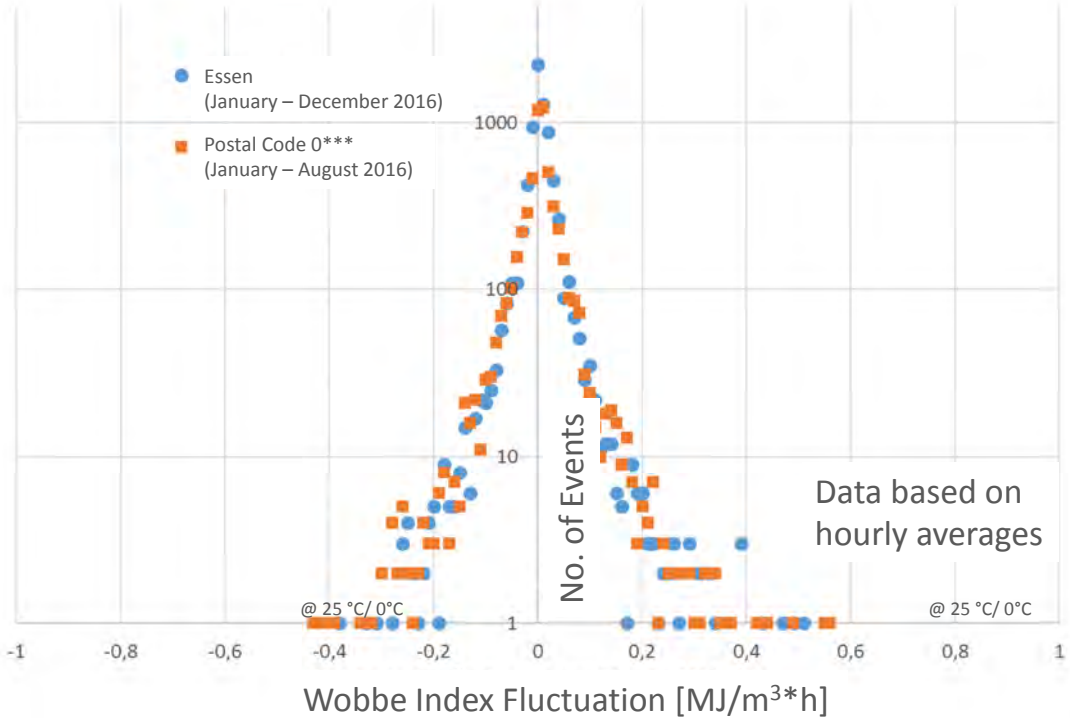
GWI, Essen
(January – December 2016)



Quelle: Leicher, J.: Gas Quality: Impact on Industrial Combustion Processes, GWI/IFRF TOTeM 44, Essen, 2017

Folie: 19

Häufigkeitsverteilungen der W_S-Änderungsraten

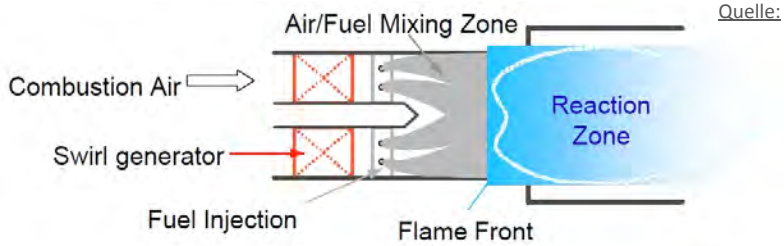


Quelle: Leicher, J.: Gas Quality: Impact on Industrial Combustion Processes, GWI/IFRF TOTeM 44, Essen, 2017

Folie: 20

Gasturbinen

Magere Vormischverbrennung in Gasturbinen

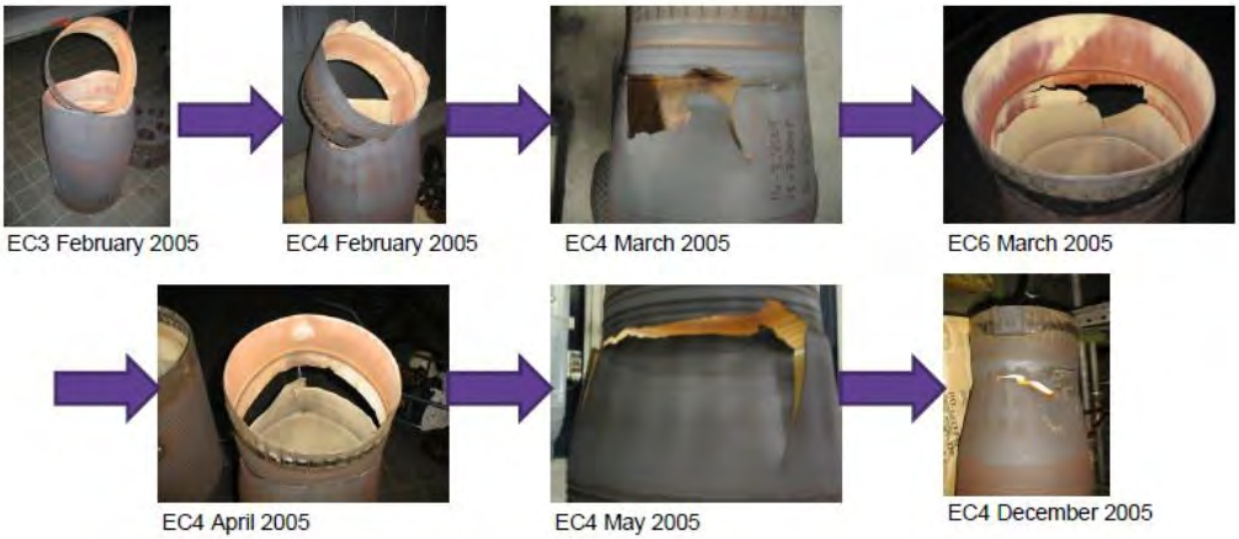


Quelle: Abbott, D., "The Impact of Fuel Gas Composition on Gas Turbine Operation", British-French Flame Days, Lille, Frankreich, 2009.

- Bei der mageren Vormischverbrennung werden Brenngas und Oxidator intensiv gemischt, **bevor** sie in den eigentlichen Brennraum eintreten.
- Vorteile: extrem hohe Energiedichte, geringes Bauvolumen, niedrige Flammentemperaturen (=> hohes λ!), dadurch geringe NO_X-Bildung
- Nachteile: recht **instabile** Verbrennungsform, **reagiert empfindlich** u. a. auch auf **Schwankungen** in der Brenngaszusammensetzung
- Gefahr von Flammenrückschlag, „Brummen", Vibrationen, „flame out", erhöhten Emissionen, Effizienzverlust, …
- GT-Hersteller geben oft sehr enge Grenzen für Gasbeschaffenheitsschwankungen vor (W_S ± 2 - 5 %). Möglicher Schwankungsbereich lt. G 260: ca. 15 % (H-Gas)!

Beispiel: Electrabel Eemshaven, NL

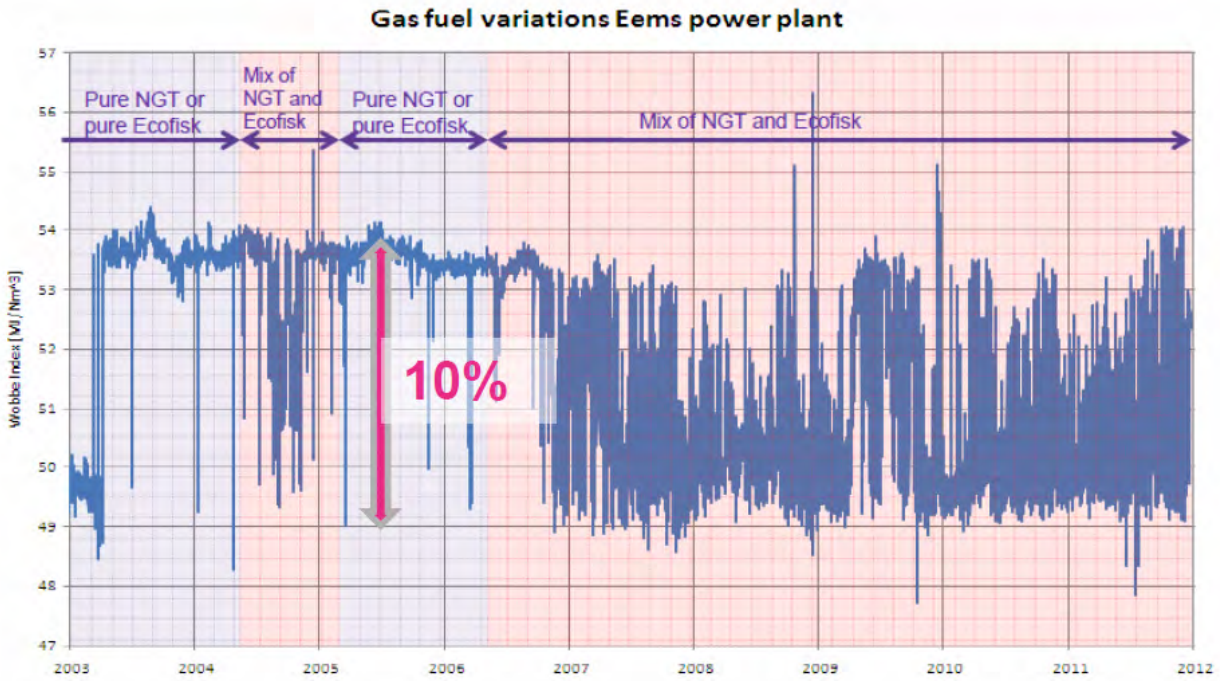
- Ermüdungsbrüche im Brennkammer-Liner aufgrund erhöhter thermo-akustischer Vibrationen durch variable Gasbeschaffenheiten (W_S: 49 – 54 MJ/m³).
  Kosten jeweils ca. **200.000 €**.



Quelle: Ourliac, M., Deal with gas quality variations and melt glass with syngas from gasification, GWI/IFRF TOTeM 44, Essen, 2017

Folie: 23

Gasbeschaffenheitsschwankungen in Eemshaven, NL



Quelle: Ourliac, M., Deal with gas quality variations and melt glass with syngas from gasification, GWI/IFRF TOTeM 44, Essen, 2017

Folie: 24

Lösungsansätze in Eemshaven

- Einige Auswirkungen der fluktuierenden Erdgaszusammensetzungen können im Prinzip durch eine variable Erdgasvorwärmung kompensiert werden, um den modifizierten Wobbe-Index $W_{i,m} = \frac{H_i}{\sqrt{d \cdot T_{gas}}}$ möglichst konstant zu halten.

- Problem: der installierte Gasvorwärmer war nicht in der Lage, bei schnellen Änderungen der Zusammensetzung das Erdgas hinreichend schnell aufzuheizen.

- Weitere Maßnahmen:
  - Entwicklung von eigenen Algorithmen, um thermoakustische Schwankungen zu detektieren (Druckfluktuationen) und durch Anlagenjustage auszugleichen.
  - Austausch der Brenner

Folie: 25

Einige Feinheiten

- Wobbe-Index ist **nicht** gleich Wobbe-Index: in der Gaswirtschaft ist der **obere Wobbe-Index W_S** üblich, bei Gasturbinen meist der **untere Wobbe-Index W_i**, der mit dem Heizwert gebildet wird. **Bezugstemperaturen** können auch durchaus unterschiedlich sein (**D**: 25 °C / 0°C, **F**: 0 °C / 0 °C, **ISO**: 15 °C / 15 °C).

- Bei Gasturbinen werden häufig außerdem der so genannte **modifizierte Wobbe-Index**

$$W_{i,m} = \frac{NCV}{\sqrt{d \cdot T_{gas}}}$$

oder der **temperaturkorrigierte Wobbe-Index** verwendet:

$$W_{i,T} = W_i \cdot \sqrt{{}^{288K}/_{T_{gas}}}$$ (W_i bei 15 °C/ 15 °C, T_{gas} in [K].

- Hintergrund ist meist, dass durch Brenngasvorheizung vermieden werden soll, dass höhere Kohlenwasserstoffe im Brenngassystem **auskondensieren** und Schäden verursachen.

Folie: 26

Fallbeispiele aus UK: Bauteilversagen in Turbinen

„flash back“-Schaden durch höhere C_xH_y

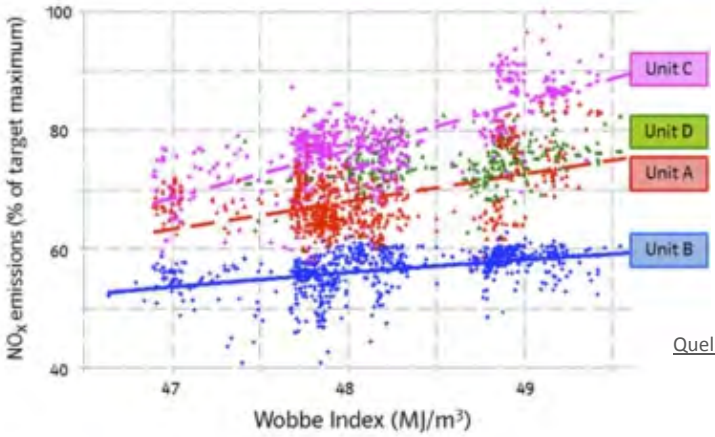
Schaden aufgrund von thermo-akustischen Schwingungen durch höhere C_xH_y

- In beiden Fällen waren die Erdgase **außerhalb der Herstellerspezifikationen**, aber noch **innerhalb des in UK gültigen Gasbeschaffenheitsregelwerks**.
- Meistens wirken sich Gasqualitätsschwankungen eher auf Emissionen und Effizienz aus. Bauteilversagen ist die Ausnahme.

Quelle: Abbott, D., “The impact of variations in gas composition on gas turbine operation and performance”, *Energy Delta Institute Quarterly*, vol. 4, no. 1, 2012

Fallbeispiel aus UK: Einfluss auf Schadstoffemissionen

- 4 baugleiche Gasturbinen, aber an unterschiedlichen Standorten in UK aufgestellt.
- Nur die Grundlast ist dargestellt.
- Große Streuung (Umgebungsbedingungen, technischer Zustand, …), aber prinzipiell gleiche Tendenzen bei 3 von 4 Maschinen: ↑WI → ↑NO_X



Quelle: Abbott, D., “The impact of variations in gas composition on gas turbine operation and performance”, *Energy Delta Institute Quarterly*, vol. 4, no. 1, 2012

Fallbeispiel: Kalifornien, 2005

- Aufgrund eines Schadens an einer Gasaufbereitungsanlage wird eine Anlage mit vier modernen Gasturbinen und nachgeschalteter SCR-Anlage über einen Zeitraum von mehreren Tagen mit einem Erdgas versorgt, dessen Wobbe-Index etwa 4,4 % über dem Auslegungspunkt war.

- Die Turbinen konnten die strengen kalifornischen NO_X-Grenzwerte trotz des höheren WI erfüllen.

- Allerdings stieg der Verbrauch an NH_3, das in der SCR-Anlage als Betriebsmittel zur NO_X-Minderung verwendet wird, erheblich an.

Quelle: Guidebook to Interchangeability and Gas Quality, BP/IGU, 2011

Folie: 29

Zusammenfassung

- In den letzten Jahren haben sich die **politischen** und **wirtschaftlichen Rahmenbedingungen** auf den deutschen und europäischen Gasmärkten stark verändert. Dies hat auch Auswirkungen auf die Endverbraucher in Haushalt, Industrie und Kraftwerkstechnik.

- Eine Veränderung ist die derzeit statt findende **Marktraumumstellung** von L- auf H-Gas, eine erhebliche logistische und auch technische Herausforderung.
  Eine weitere Konsequenz ist aber auch, dass zunehmend mit deutlich stärkeren **lokalen Fluktuationen** der Gasbeschaffenheit bzw. -zusammensetzung zu rechnen ist.

- Gasturbinen sind aufgrund der bei ihnen oft verwendeten **mageren Vormischverbrennung** besonders anfällig für veränderliche Gaszusammensetzungen, mit möglichen Auswirkungen auf **Effizienz**, **NO_X-Emissionen** oder **Lebensdauer**. Fortschrittliche **Mess- und Regelungstechnik** kann helfen, die Auswirkungen von Gasbeschaffenheitsschwankungen zu minimieren.

Folie: 30

gwi Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Dr.-Ing. Jörg Leicher
Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.
Hafenstraße 101
45356 Essen
Tel.: +49 (0) 201 3618 – 278
leicher@gwi-essen.de

Brennstoffzellen in der Industrie – Betriebserfahrungen und Einsatzgrenzen

Christian Walter,
Sunfire GmbH

sunfire

Brennstoffzellen in der Industrie

Betriebserfahrungen und Einsatzgrenzen

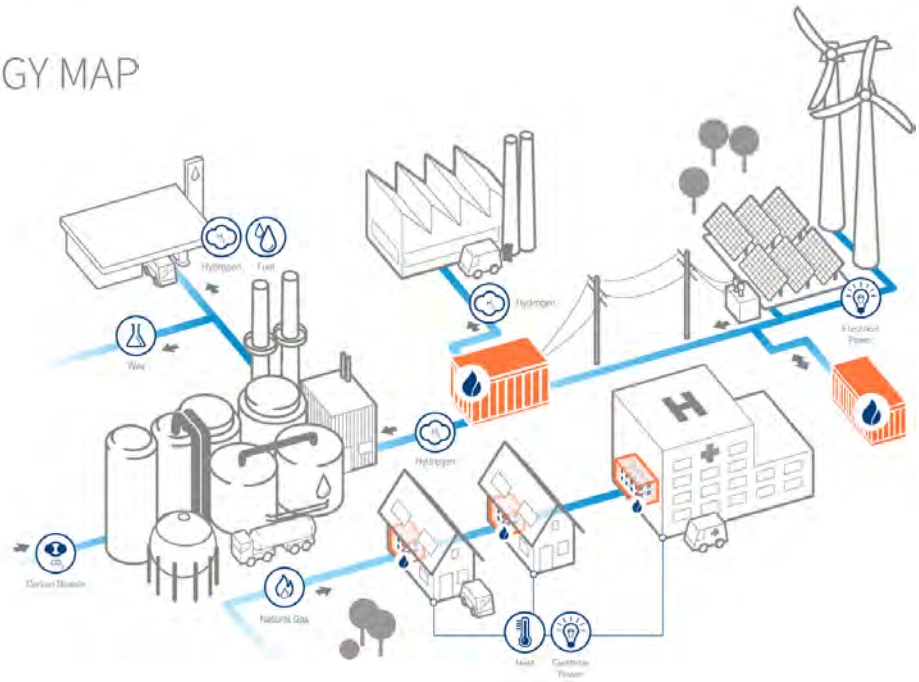
17.05.2017 Christian Walter

Investors ELECTRANOVA CAPITAL idinvest PARTNERS INVIEIN CAPITAL CEZ GROUP KFW TOTAL

---

sunfire

ENERGY MAP



Sunfire's Mission 100 % "Energiewende" via sector coupling:
To bring renewable energy everywhere by bridging the gap between the power, mobility, chemicals and heat sectors.

sunfire

Company Introduction

Company facts

Knowhow

- 90 Employees
- Skills in Ceramics, Stack + System Production, Engineering, Synthesis Processes, etc.

Investors

ELECTRANOVA CAPITAL, idinvest PARTNERS, INV/E/N CAPITAL CEZ GROUP, KFW, TOTAL

Patents

- 43 patent families (i.e. »process patent sunfire« WO/2008/014854)

Recognition

- EcoSummit Silver Award 2014/2015
- Cleantech 100 Company 2014/2015/2016 (only fuel cell + electrolysis company)
- Fast Company Most Innovative Company of 2016 (with Tesla and Toyota)
- German gas industry's 2016 Innovation & Climate Protection Award

Revenues

- Multi-million Euro Revenues in Global Markets since 2011

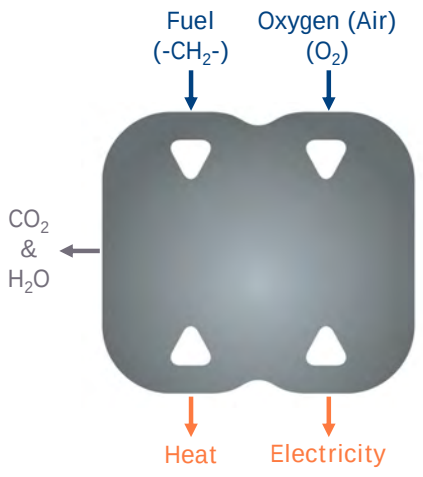
sunfire

Products & Applications

sunfire

What is a High-Temperature Fuel Cell?

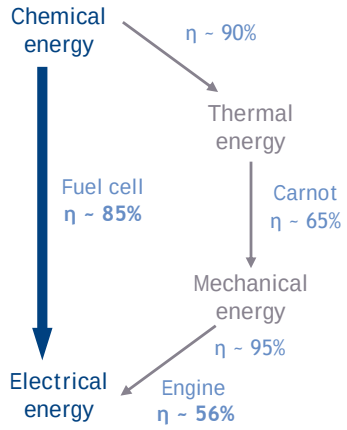
- is a power generator
- converts chemical to electrical energy
- is a galvanic element („a gas battery“)
- operates continuously (unlike batteries)
- is very efficient (electrical efficiency up to 65%)
- requires little maintenance (no moving parts, water and lubricants)
- provides clean electricity (low CO_2, NO_x and pollutant emissions)

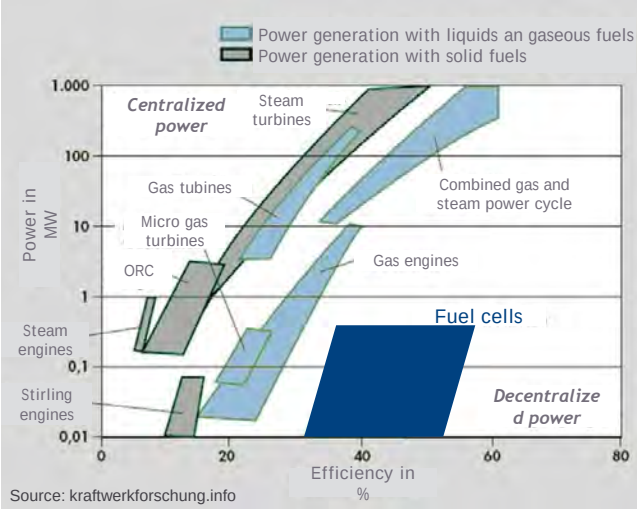


Function of a Solid Oxide Fuel Cell

Fuel Cell Efficieny Advantage

Theoretical efficiency limits of
a fuel cell an engine

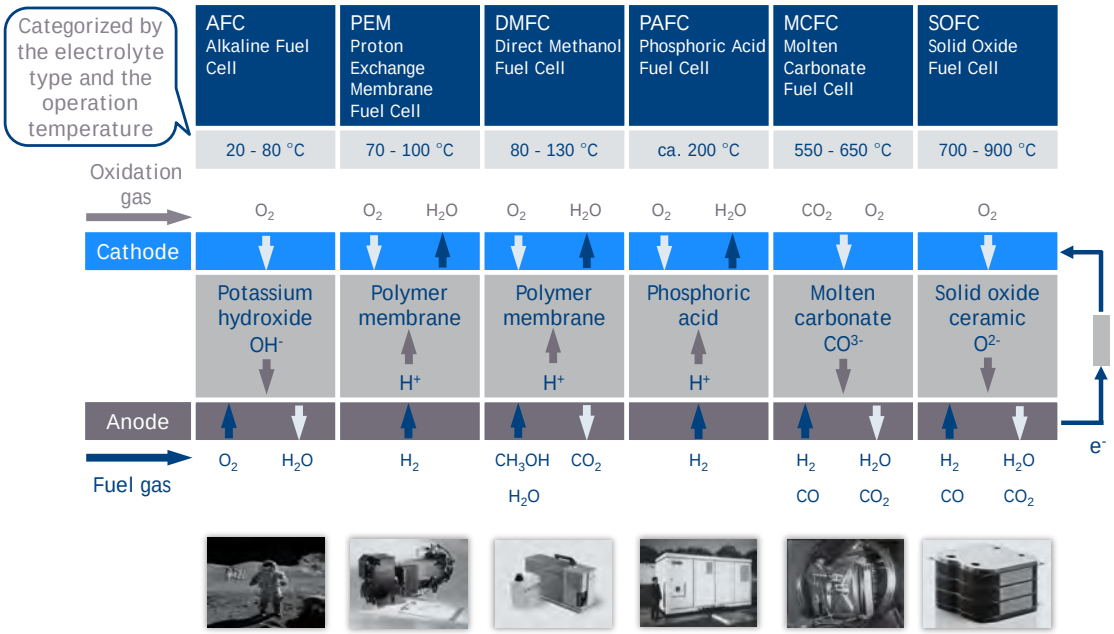




Through direct conversion of chemical energy to electrical energy fuel cells have an intrinsic efficiency advantage compared to conventional power generation concepts (turbines or engines).

→ Cost reduction of fuel per kWh electricity produced

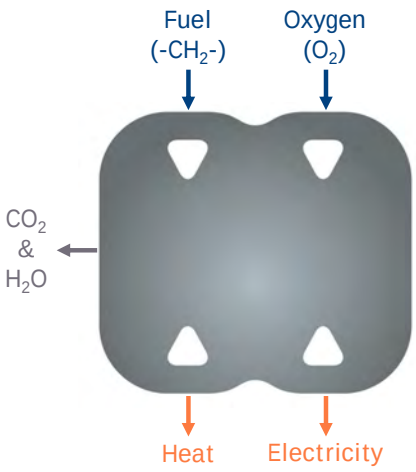
Fuel Cell Types



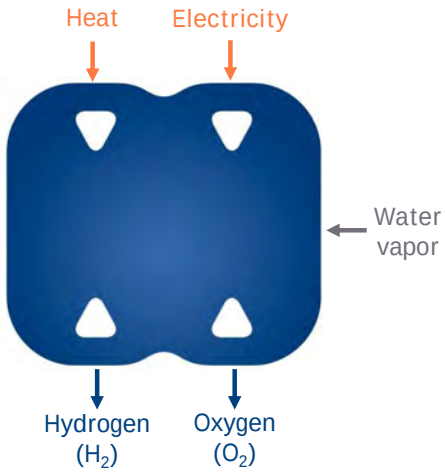
Reversible Solid Oxide Cells convert…

… chemical energy into electricity and heat

… electricity into hydrogen



Fuel Cell Mode (Discharging)



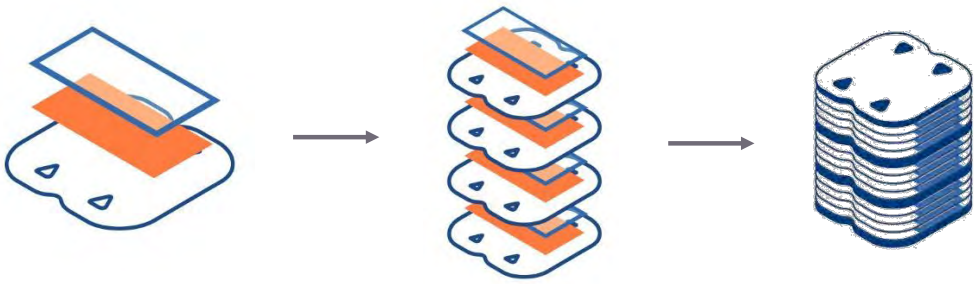
Electrolysis (Charging)

Solid oxide power core

Repetition Elements

Serial Connection

Power Core



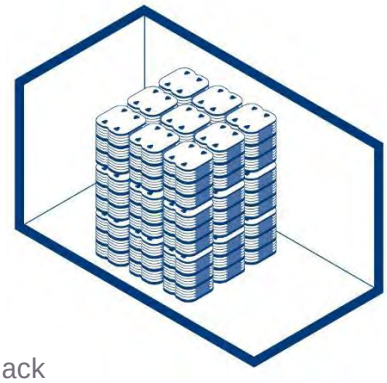
- Sealings
- Cell
- Bipolar plate

+ 30 cells/repetition units
+ Standard production unit
+ Power output: 650 - 1200 W

Solid oxide cell module

Small Module

Large Module



The Power Core is at the heart of every solid oxide cell system.

A full module is composed of several units. Depending on customer requirements the scope of supply may be adjusted.

Units:

- Stack
- Gas Processing
- Media Supply
- Automation
- Power electronics

Sunfire products

Power Core

- Established SOC concept
- 1 kW

Off-grid Generator

- Reliable power generation in remote sites
- 4-5 kW · X

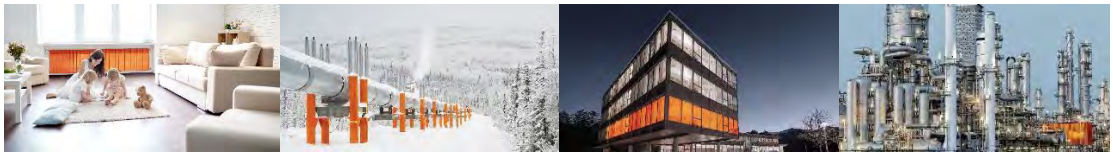
Commercial Generator

- Efficient co-generation for commercial use
- 25 kW · X

Reversible Generator

- Efficient electrical storage and hydrogen production
- 150 kW · X

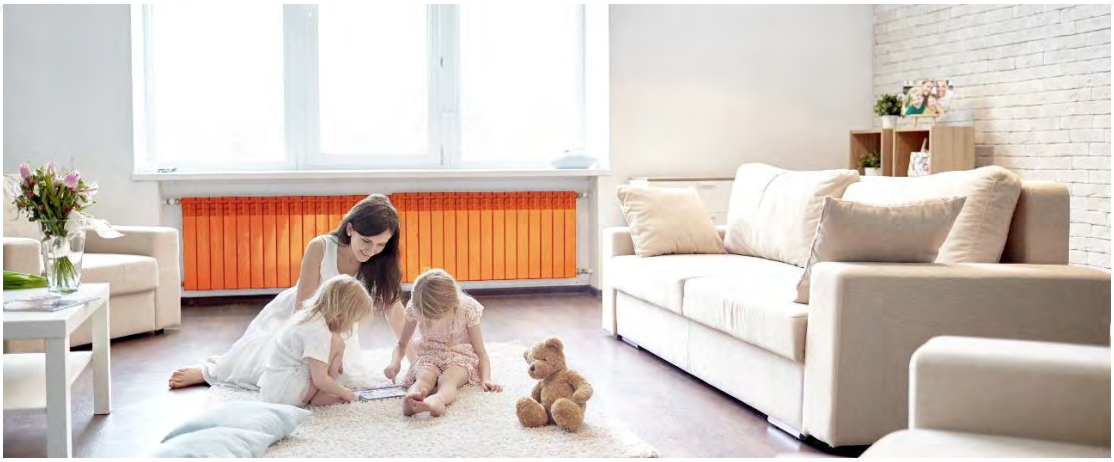
Multiple Applications



sunfire

Residential CHP

sunfire



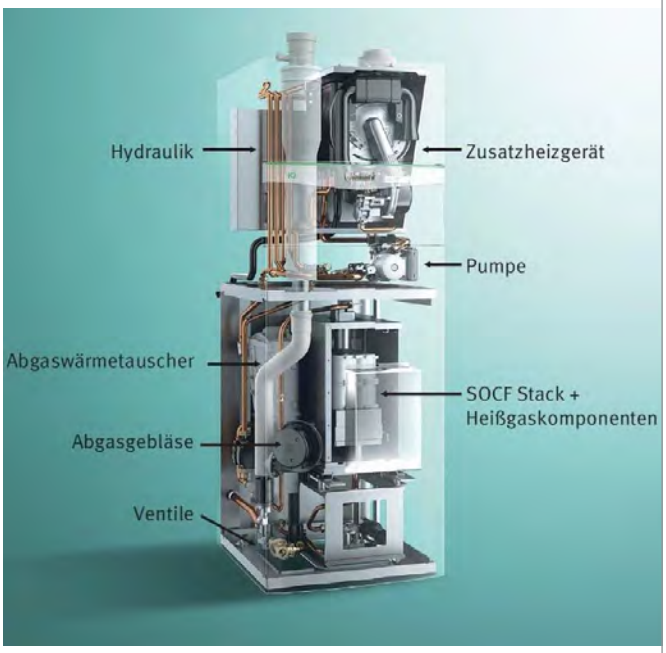
Residential CHP Customer Segments

Power and heat for households.

- Single- and multi-family homes
- To replace dated heating systems or supplement existing heating appliances
- Can be used in combination with renewable energy technologies

SOFC System Vaillant

- Floor-mounted
- CPOX-reformer
- Fuel cell: P_{el} = 800W P_{th} = 1500W
- Auxiliary burner: P_{th} up to 27kW
- SOFC efficiency: 33 % (AC)
- Total system efficiency: 92 %
- Performance variation: 50 % to 100 %
- Fuel supply: natural gas



Generation 6 der Vaillant BHKWs

Field Data Track Record: Stacks in Micro-CHP Systems

- Field test of Sunfire's actual stack technology in customer µCHP systems
- Systems in field: > 250
- Total operation time experience: > 2.9 Million hours
- To date, approximately 50 systems have already reached operation times between 15,000 and 24,000 h
- These systems show an average degradation of less than 1 % / 1000 h in CI mode and less than 2 % / 1000 h in CV mode.
- Find further information regarding European Fuel Cell CHP Field Tests here: http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Projekt-Infos/2016/Projekt_10-2016/ProjektInfo_1016_engl_internetx.pdf

sunfire

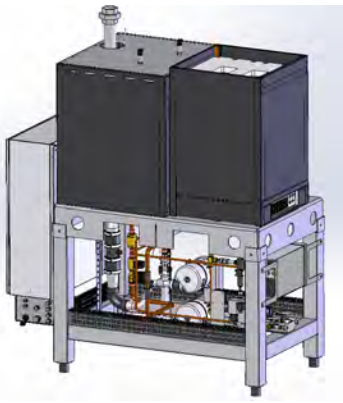
Off-Grid Generator

sunfire

4 kW Off-Grid Power Generator

- Developed by Sunfire for powering industrial applications in remote regions, basing on solid oxide fuel cells (SOFC)
- For continuous power supply (24/7)
- Can be operated with natural gas, LPG or biogas
- Particularly suitable for harsh climatic conditions with less maintenance

Off-Grid Power Generator: System & Generator Setup



System, consists of
- Generator (right)
- Rack for power electronics; DAQ and communication (left)
- Battery Rack (behind)

Generator (with and without covering):
- Hotbox (right picture, black)
- Cold components on bottom
- Electrical cabinet at side
- Optional HEX for waste heat utilization (on top)

Off-Grid Power Generator

+ Fuel flexibility (operation on natural gas, as well as other hydrocarbons)
+ High electrical efficiency: η_{el} up to 35% (DC)
+ Long maintenance intervals > 10,000h
+ 3 systems installed in Russia / 1 system in Germany / 2 systems under construction
+ Highly reliable and suitable for harsh climates (no cooling water, no lubrication)

Off-grid Power Generator

Technical Specification	
Installation	to Container or separate Housing
Fuel Supply	Natural gas, Liquefied Petroleum Gas (LPG), Biogas
Outlet	Conditioned Electrical Power; optional Heat
Nominal Power	4 kW AC
Output Voltage	48 VDC and/or 120 / 220/ 230 / 380 / 400 VAC; 50 / 60 Hz
Peak Power (5 s)	Up to 10 kW AC
Electrical Efficiency	Up to 30 % (AC) or 35 % (DC)
Heat Efficiency	40 – 45 %
Performance Variation	0...100%

Reference: Off-Grid Power Generator Test Facility

- Proven operation in Dresden: Prototype @ Sunfire
- > 15,000 h continuous operation
- OPG is used for long-term reliability tests and testing of gas preconditioning units for different fuels
- SOFC efficiency: 35 % DC
- Maximum load: 3.5 kW AC
- Fuel supply: natural gas or LPG

Off-Grid Generator in Dresden

Reference project

- Proven operation in Vuktyl, Ural Mountains, at Gazprom pipeline
- > 9,500 h continuous operation
- OPG is used for power supply of a cathodic corrosion protection system and communication devices
- SOFC efficiency: 35 % (DC)
- Maximum load: 3.3 kW AC
- Exhaust gas heat (1.5 kW_{th}) is used for container heating
- Inlet pressure: up to 72 bar(g)

Off-grid Generator in Vuktyl

sunfire

Commercial Generator

sunfire

Commercial CHP Applications

Reliable power supply in facilities with critical infrastructure and public buildings.

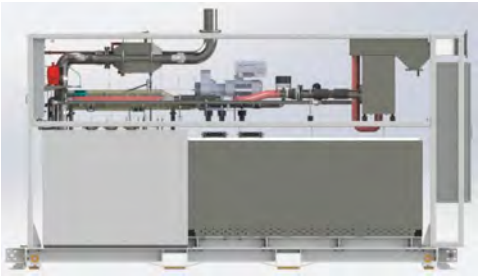
- Apartment houses
- Small commerce with year-round heat demand (hotels, hospitals)
- Commercial sites
- Datacenters
- Critical infrastructure (telecommunication, emergency management)
- Small industries with need of high temperature process heat and/or cooling

Commercial Generator Technical Specification

	Power generation
Rated electrical power$_{AC}$	25 kW
Load variation	30 % ... 100 %
Thermal output	20 kW$_{th}$
Electrical efficiency$_{AC}$ based on LHV	> 50 %
Total system efficiency	Up to 85 % LHV
Fuel consumption	5 Nm³/h
Gas input	Natural gas, biogas, sewage gas
Reforming concept	Steam reforming with off-gas recirculation
Water consumption	None
Emissions	NO_x < 40 mg/kWh CO < 50 mg/kWh
Electrical interface	3 phase, 380/400/480 VAC; 50 Hz/60Hz
Noise	< 70 dB @ 3m distance
Ambient air temperature	-20°C ... +45°C
Communication	Communication solution for remote monitoring and control

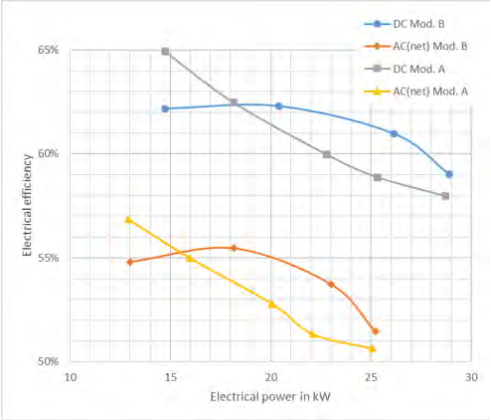
Reference project

- Development of a 25 kW(el) system module for decentralized CHP
- Delivery of a complete 2 x 25 kW system to company head quarter building in Taiwan in 2016
- Applications:
  - Co-generation for apartment buildings and commercial sites (hotels, hospitals)
  - Power supply for datacenters, critical infrastructure
  - Small industries with need of high temperature process heat



Commercial Generator - Testergebnisse

		25 KW MODULE B				25 KW MODULE A				
Load point	-	**13kW**	**18kW**	**23kW**	**25kW**	**13kW**	**16kW**	**20kW**	**22kW**	**25kW**
P(el,DC)	kW	14,74	20,40	26,13	28,91	14,75	18,16	22,80	25,33	28,70
P(el,AC,net)	kW	**12,99**	**18,16**	**23,02**	**25,21**	**12,92**	**15,99**	**20,07**	**22,09**	**25,07**
η(el,DC)	-	62,2%	62,3%	61,0%	59,0%	64,9%	62,5%	60,0%	58,9%	58,0%
η(el,AC,net)	-	**54,8%**	**55,5%**	**53,7%**	**51,5%**	**56,8%**	**55,0%**	**52,8%**	**51,3%**	**50,6%**
I(ICM,avg)	A	12,22	17,69	23,78	27,01	13,02	16,00	20,99	24,17	28,24
U(cell,avg)	V	0,798	0,763	0,727	0,708	0,787	0,788	0,754	0,728	0,706
T(ICM,max)	°C	788	831	855	868	814	842	847	849	867
FU(Stack)	-	55,5%	59,8%	64,8%	64,8%	65,9%	64,0%	64,9%	66,9%	70,2%
AR	-	64,8%	63,2%	62,0%	61,0%	67,7%	62,0%	61,0%	62,0%	60,1%
O/C	-	2,02	2,02	2,05	2,01	2,32	2,04	2,01	2,08	2,05
FU(System)	-	84,4%	85,2%	86,6%	86,3%	89,0%	86,3%	86,3%	87,4%	88,1%



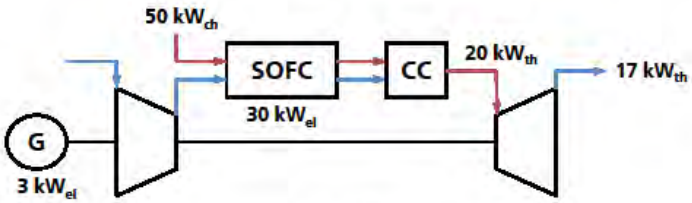
- Leistung (AC): 25kW
- Effizienz (AC, Volllast): >50%
- Lastvariation 50 … 100 % möglich, max. Wirkungsgrad 55 % (AC)

Entwicklungsprojekt Hybridkraftwerk

System Overview

DLR

- Entwicklung eines 33kW-Hybridsystems aus Brennstoffzelle gekoppelt mit einer Gasturbine am DLR
- Ziel: Erhöhung des Wirkungsgrades auf >60%
- Luftversorgung der Brennstoffzelle direkt über Verdichter der Turbine
- Brennstoffzelle läuft bei einem Druck zwischen 1bar und 5bar
- Inbetriebnahme in 2017 geplant



$$\eta_{el,SOFC} = \frac{30\ kW_{el}}{50\ kW_{ch}} = 0.6$$

$$\eta_{el,MGT} = \frac{3\ kW_{el}}{20\ kW_{th}} = 0.15$$

$$\eta_{el,System} = \frac{33\ kW_{el}}{50\ kW_{ch}} = 0.66$$

G	Generator
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
CC	Combustion Chamber
MGT	Micro Gas Turbine

sunfire

Reversible Generator

sunfire

Hydrogen Production Customer Segments

Renewable, low-cost hydrogen for refineries and industries.

Industry

- Polysilicon/Solar
- Power
- Glass
- Steel/Metallurgy
- Chemicals
- Food/Edible Oils

Mobility

- Refinieries
- H_2-mobility
- Power-to-Liquids/Gas

Energy Storage

- Isolated grids
- Grid support

RSOC Electrolyser Technical Specification

	Hydrogen generation	Power generation
Rated electrical power$_{AC}$	150 kW	25 kW
Load variation	-100 % ... 100 %	
Thermal output		25 kW$_{th}$
Electric efficiency$_{AC}$ based on LHV	82 %	> 50 %
Total system efficiency		Up to 85 % LHV
Specific electric energy$_{AC}$	3.7 kWh/Nm³	
H_2 production	40 Nm³/h	
H_2 pressure	10 bar(g)	
H_2 purity (after gas cleaning)	99.999 % Atm. dew point: -60°C	
O_2	On request	
Gas input	Saturated steam	Natural gas, Bio gas
Emissions		NOx < 40 mg/kWh CO < 50 mg/kWh
Electric interface	3 phase, 380/400/480 V_{AC}, 50 Hz/60 Hz	
Noise	< 60 dB @ 3m distance	< 70 dB @ 3m distance
Ambient temperature	-20°C ... +45°C	
Communication	Communication for remote monitoring and control	

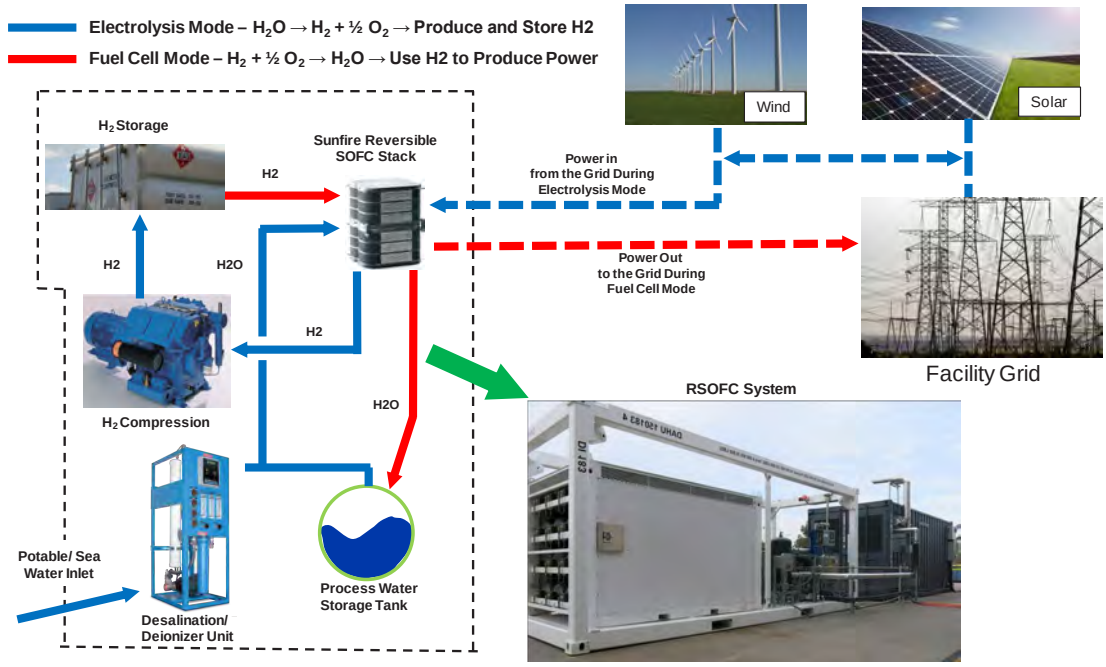
Referenzprojekt Boeing

- Stromspeicher mittels Wasserstoff für Inselanwendungen (Ersatz von Diesel-Stromgeneratoren durch erneuerbare Energie)
- Speicherkapazität auf Tag-Nacht-Zyklen (Photovoltaik ausgelegt)
- Weltweit erstes komplettes RSOC-System
- 2x 80 kW SOEC-Leistung → 50 Nm³/h Wasserstofferzeugung
- Reversibler Betrieb mit 2x 20 kW und P2P-Wirkungsgrad von max. 45%

Factory Acceptance Test in Dresden

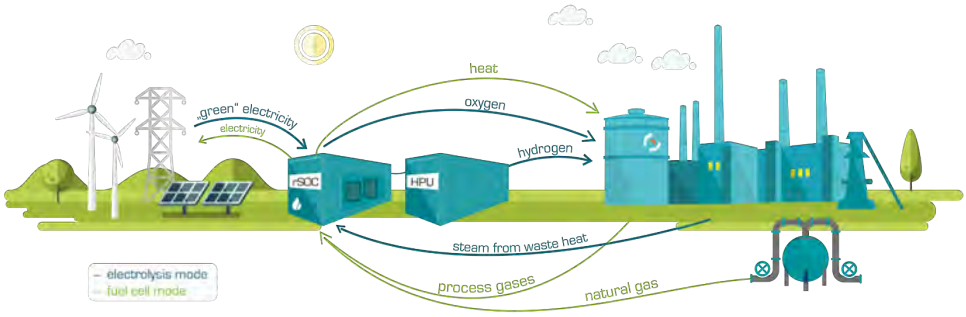
Installation in Los Angeles, USA

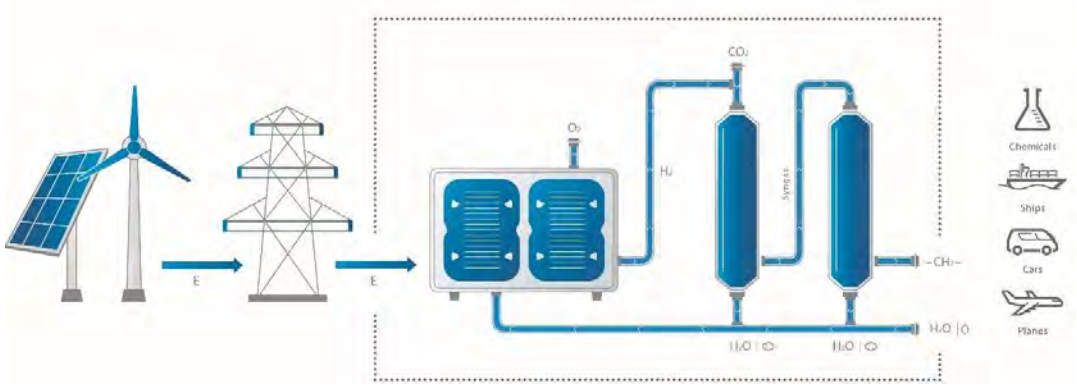
RSOC-Projekt Boeing



Referenzprojekt Salzgitter (Projekt GrInHy)

- RSOC mit flexibler Brennstoffwahl
- Elektrolyse: 150 kW_{AC}, 40 Nm^3/h H_2 Nennleistung
- H2-FC: 30 kW_{AC}, NG-FC: 25 kW_{AC} Nennleistung
- Projektziele:
  - Integration einer RSOC in eine bestehende Anlage (Stahlwerk)
    - Energiemanagement & Stoffströme
  - Nachweis der H2-Qualität
  - Nachweis hoher Wirkungsgrade (EL: > 80 $\%_{LHV}$, FC: > 50 $\%_{LHV}$)
  - Nachweis Lebensdauer > 7000 h unter Realbedingungen





Renewable Electricity | Electrolysis (SOEC) | Conversion | Fischer-Tropsch | Fuel Infrastructure

Power-to-Fuel with Solid Oxide Electrolysis Cell

Advantages

- \+ Process efficiency (Power → Fuel) ≈ 60 %
- \+ Production cost (liquids) ≈ 1.60 €/liter
- \+ GHG-mitigation > 85 %
- \+ Fits with existing infrastructure

Power-to-Liquids Demonstration Plant in Dresden

Power-to-Fuel Reference Project

- \+ Plant produces synthetic diesel, waxes, naphtha (drop-in fuel)
- \+ High efficiency of ca. η_{AC} ≈ 60 % (electricity to fuel)
- \+ Renewable electricity, CO_2 from various sources, no biomass required
- \+ Audi confirms fuel's eco-friendliness
- \+ Gamechanger technology for renewable liquids

Audi
Vorsprung durch Technik

Federal Ministry of Education and Research

sunfire

THANK YOU!

ENERGY
EVERYWHERE

Upon request, further presentation material can be provided for each Sunfire product.

sunfire GmbH
Gasanstaltstraße 2
01237 Dresden
Germany

W: www.sunfire.de

ERFAHRUNGEN UND ANWENDUNGSGRENZEN

Projektvorstellung Mikrogasturbinen-KWK-Anlage

Anton Barstorfer,
Bayernwerk Natur GmbH

Projektvorstellung Mirkrogasturbinen-KWK-Anlage

Würzburg, den 17.05.2017
Anton Barstorfer, Bayernwerk Natur GmbH

bayernwerk

Bayernwerk Natur GmbH - Unternehmensprofil

- Tochterunternehmen der Bayernwerk AG (E.ON Konzerngesellschaft)
- Geschäftsfelder: Errichten und Betreiben von Anlagen zur dezentralen Energieerzeugung und –verteilung
- Technologien: KWK und KWKK, BHKW, Pellet- und Hackschnitzelanlagen, Geothermie, Biogas/Bioerdgas, Windkraftanlagen, Fernwärme
- Energieträger: neben Gas und Öl regenerative Energieträger wie Biomasse (Holz, Pflanzensubstrate), Geothermie und Wind
- Kunden: Kommunen, Gewerbe- und Industriebetriebe sowie Haushalte

bayernwerk

2

Bayernwerk Natur GmbH in Zahlen[1]

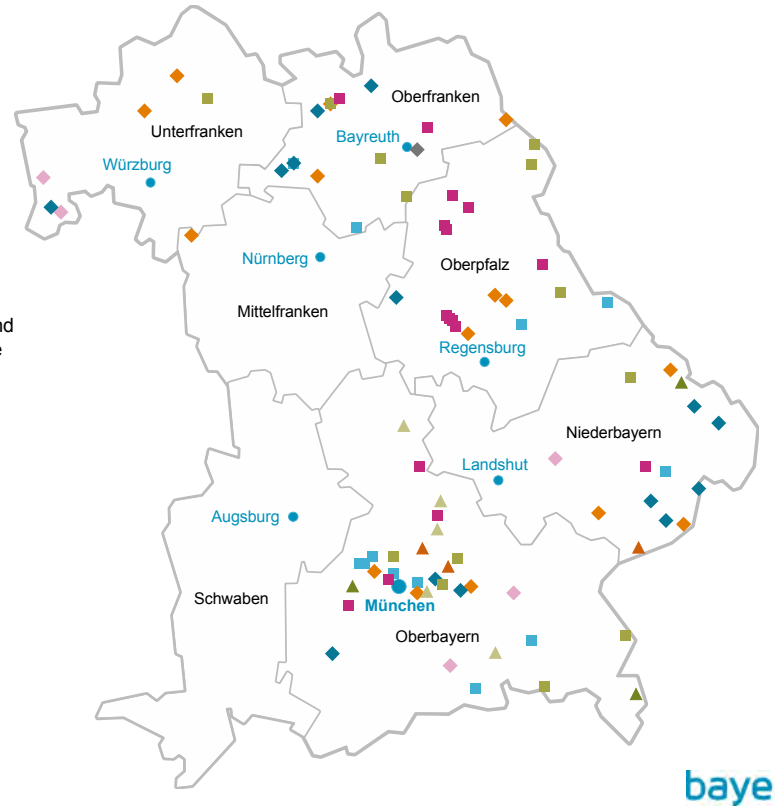
Umsatz[2]	rd. 85 Mio. €
Netztrassenlänge Fernwärme[3]	rd. 224 km
Wärmeabsatz	rd. 608 GWh
Stromabsatz	rd. 96 GWh
Investitionen[4]	rd. 20 Mio. €
Mitarbeiter[5]	83 Mitarbeiter

[1] Stand Dezember 2016
[2] in HGB
[3] Netzlänge der Bayerwerk –Gruppe unter Berücksichtigung der Beteiligungsquote
[4] Investitionen inkl. Herstellungskosten für verpachtete Anlagen (Ausweis in GuV)
[5] Stand zum 31.12.2016 (ohne Praktikanten)

bayernwerk

3

Bayernwerk Natur GmbH Referenzen



- Blockheizkraftwerk
- Gasturbinen-/Gas- und Dampfturbinenanlage
- Wärmepumpe
- Biogas/Bioerdgas
- Tiefengeothermie
- Photovoltaikanlage
- Heiz(kraft)werk
- Fernwärme
- Biomasseheizwerk
- Kälteanlage

bayernwerk

4

KWK mit Mikrogasturbinen - Projektbeispiel
Projektbeteiligte und Aufgabenteilung

Bayernwerk Natur GmbH

- Konzept, Planung und Bau, Wartung/Instandhaltung
- Eigentümer der KWK-Anlage

Kunde

- Pächter
- Betreiber der KWK-Anlage

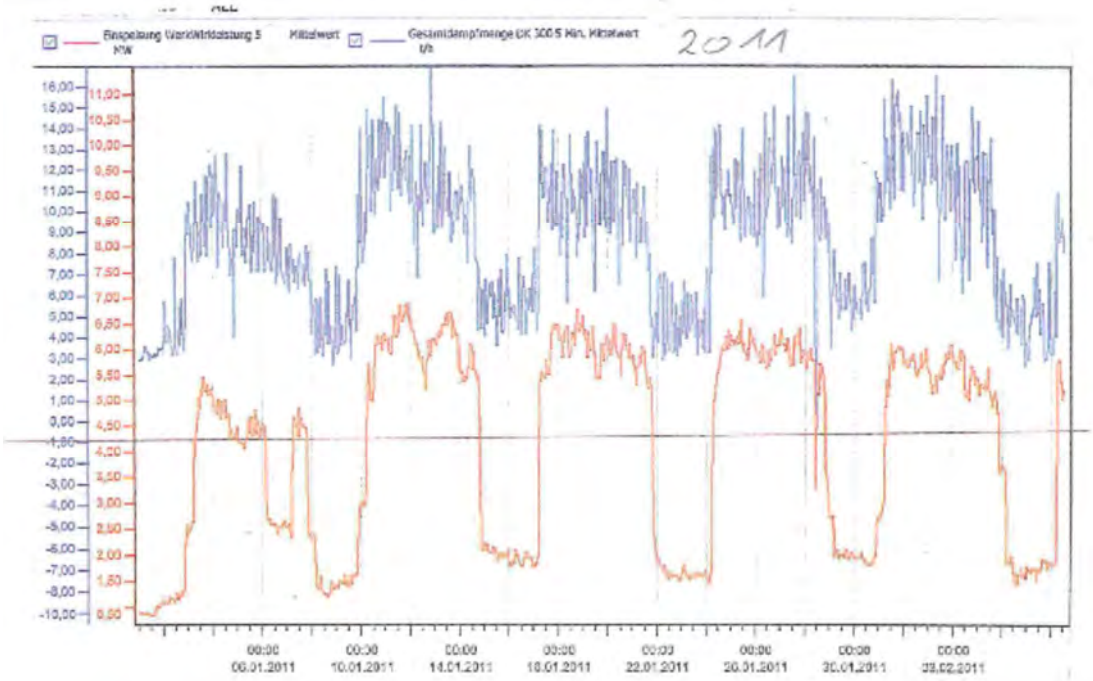
Umsetzung, Anlagenbau

- **Astebo GmbH** – GU, Kesselbau
- **Wels Strom GmbH** – Lieferant Capstone Mikroturbinen
- Weitere Gewerke (Bautechnik, Hochdruckgasleitung)

bayernwerk

5

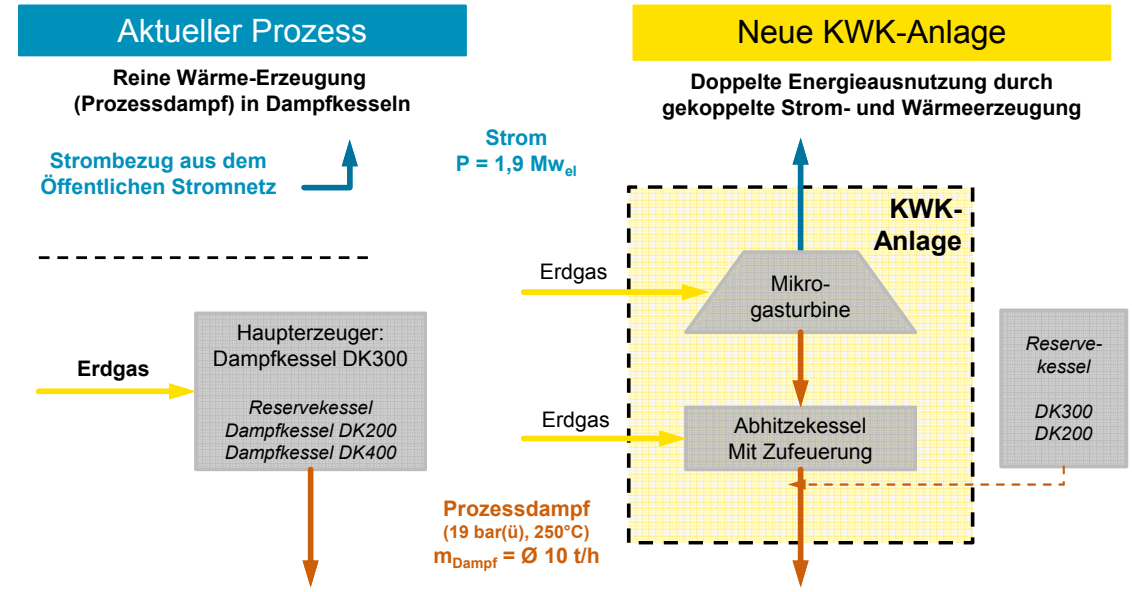
Dampf- und Strombedarf



bayernwerk

6

Ressourcen-Einsparung und Umweltnutzen durch hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

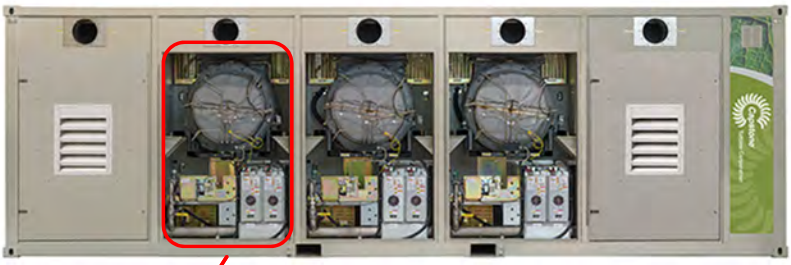


Der Einsatz der KWK-Anlage spart jährlich ca. 16.000 MWh Erdgas (17,5%) in der Dampferzeugung und ca. 4.000 t/a CO_2-Emissionen

bayernwerk

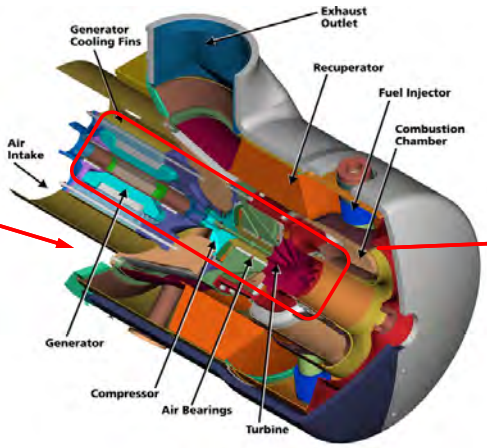
7

Capstone Mikrogasturbinenmodul C1000



C1000 Container-Modul mit 5 parallelgeschalteten Mikrogasturbinen C200

C200 Power-Modul



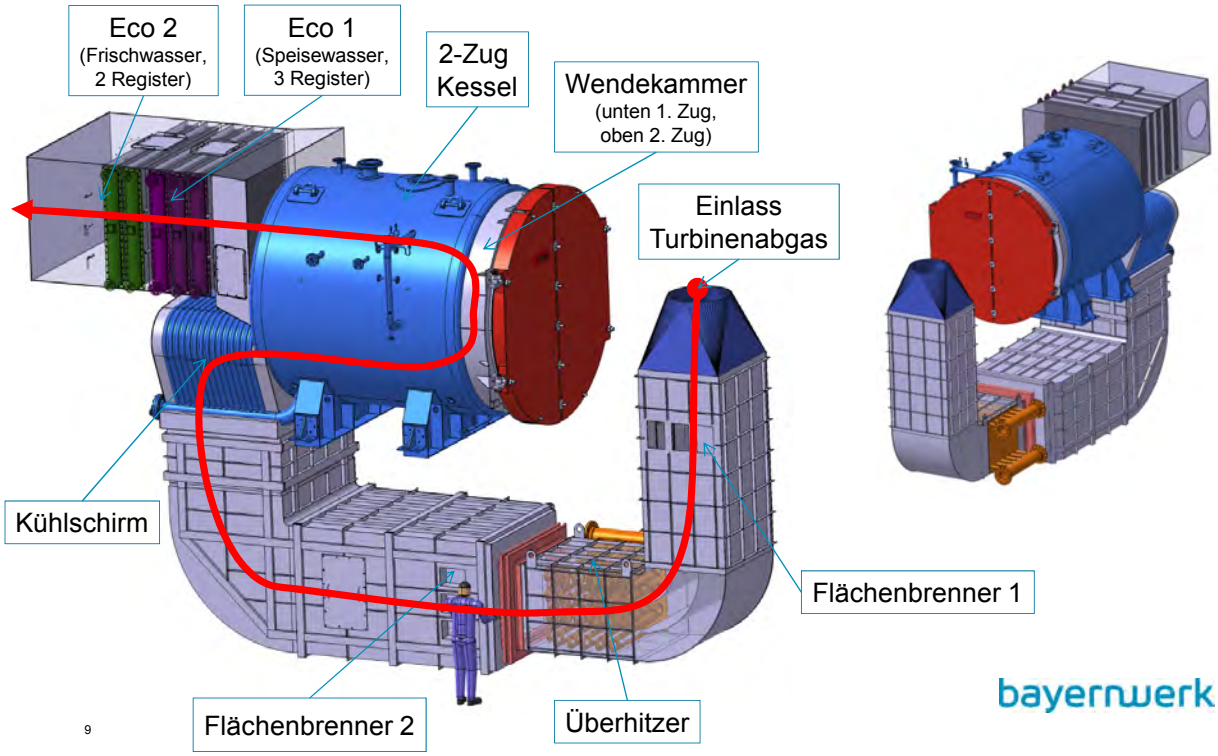
Mikroturbinen-Aggregat

Luftgelagerter Turbinenläufer

bayernwerk

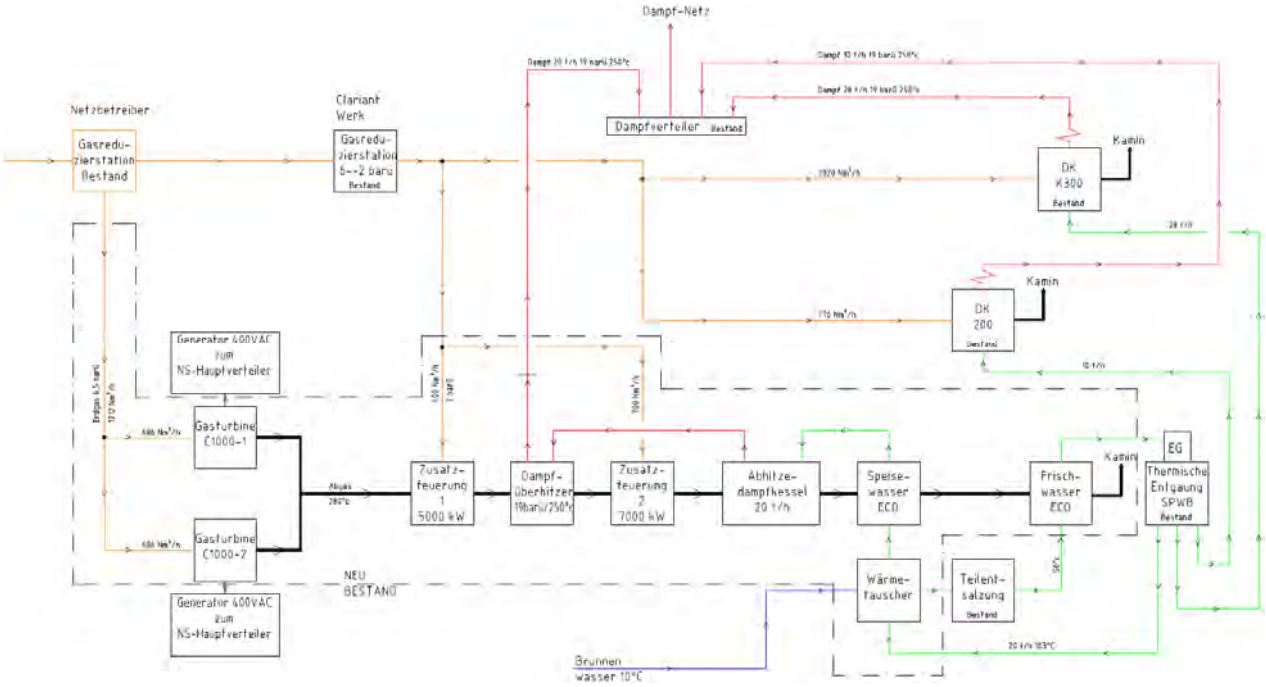
8

Abhitzekessel mit ZF und Überhitzung



bayernwerk

verfahrenstechnisches Blockschaltbild



bayernwerk

Standort im Werk (1)

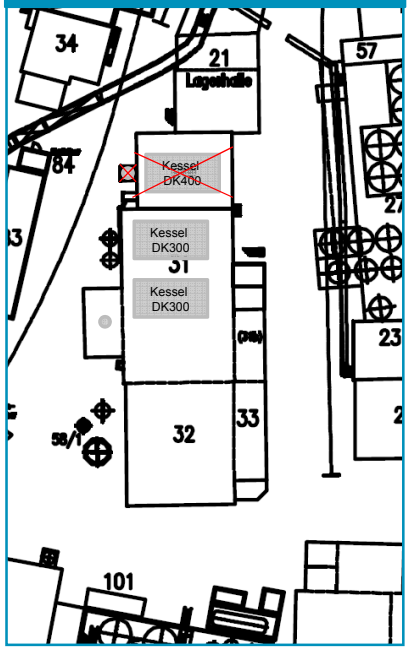
Kraftwerks-gebäude mit Dampfverteiler

bayernwerk

11

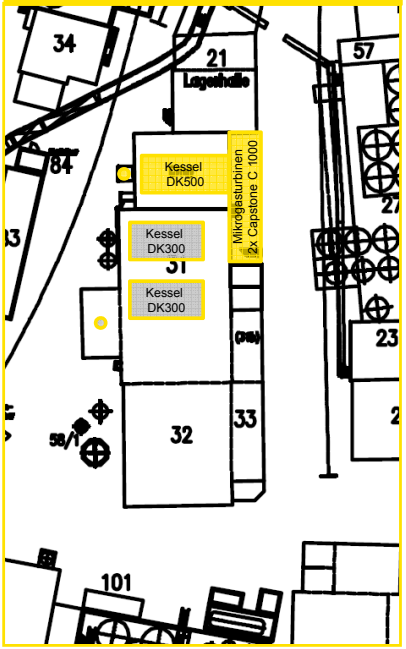
Standort im Werk (2)

Dampfzentrale Bestand



Rückbau Altkessel + Kamin

Heizkraftwerk NEU



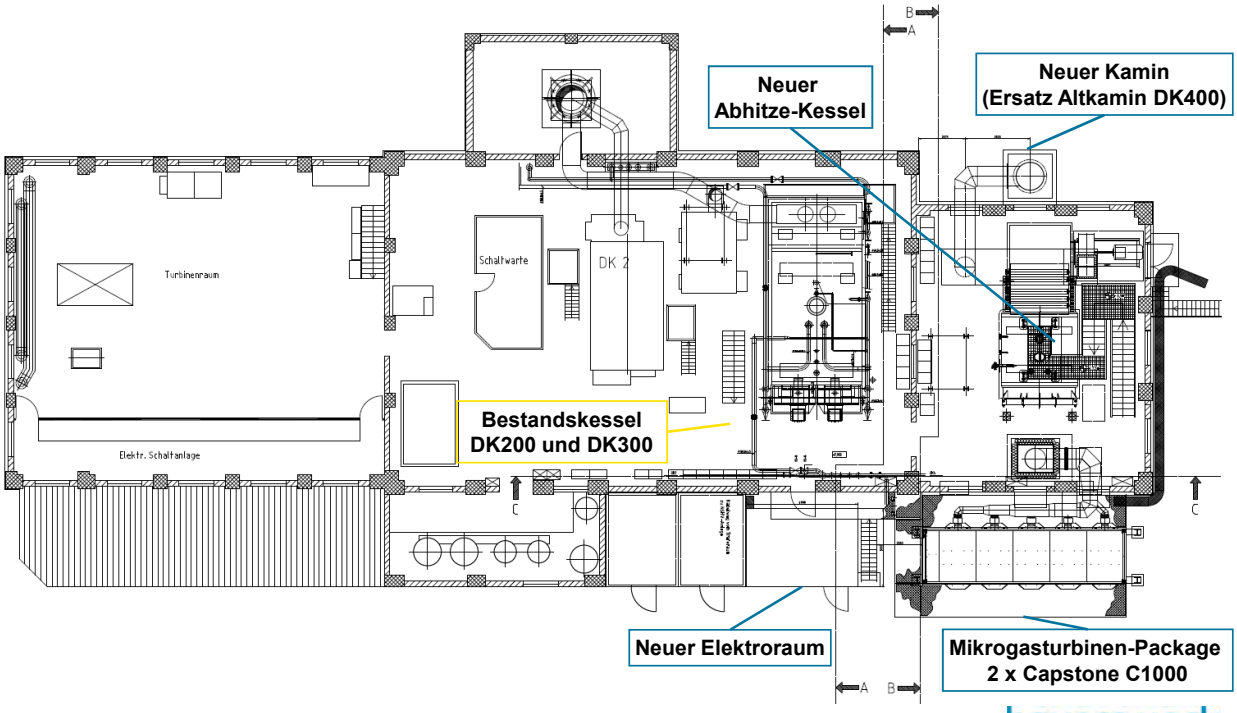
Ergänzung der bestehenden Dampferzeugungs-anlage durch eine hocheffiziente, erdgasbefeuerte KWK-Anlage mit Mikrogasturbinen und Abhitzekessel mit Zufeuerung

Neuerrichtung eines Kamins

bayernwerk

12

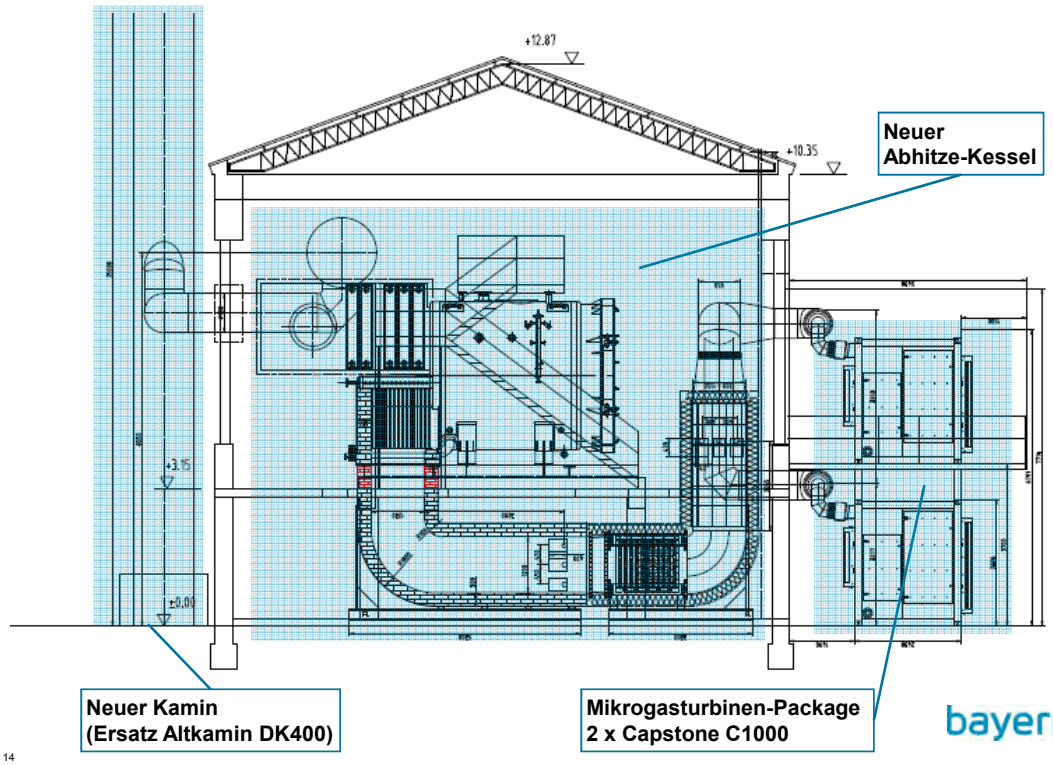
Aufstellungsplan - Grundriss



bayernwerk

13

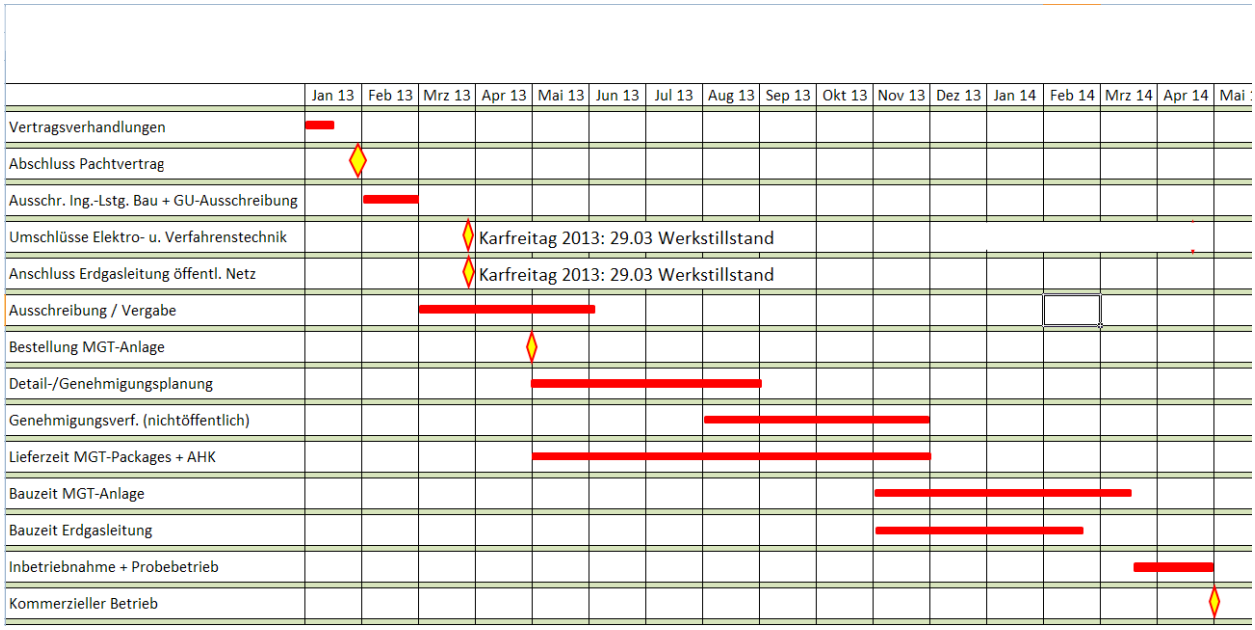
Aufstellungsplan - Schnitt



bayernwerk

14

Übersicht Terminplan



bayernwerk

15

Impressionen Bauphase (1)

bayernwerk

16

Impressionen Bauphase (2)

bayernwerk

17

Projektbeispiel – Impressionen Bauphase (4)

bayernwerk

18

Betriebserfahrungen mit Mikrogasturbinen

- **Häufige Turbinenschäden** - seit Juni 2014 insgesamt 15 Schäden an 7 Turbinen
  => Austausch aller Turbinen im Herbst 2016

- **Performance-Probleme**:
  Volle el. Leistung wurde auch bei entsprechend niedrigen Außentemperaturen nur von einzelnen Aggregaten erreicht.
  => Austausch aller Turbinen im Herbst 2016

- **Erhöhte Schallemissionen**
  => Einbau zusätzlicher Dämmmatten im Ansaugluftbereich

- **Vereisungs- und Verschmutzungsprobleme Ansaugluftfilter**
  => Nachrüstung Vorfiltersystem im Herbst 2016

bayernwerk

19

Vorfiltersystem (Testsystem)

bayernwerk

20

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

bayernwerk

21

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Optimierungspotential bei KWK-Anlagen

Rolf Pohndorf,
Energy & Services

AGENDA

1. Kurzvorstellung natGAS AG und ENERGY & SERVICES
2. Warum Kraft Wärme Kopplung
3. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung am Beispiel
4. Cross Commodity und Energieeinsparungsmodell: Projektdetails
5. Einflussgrößen und Optimierungen der Fahrweise am Beispiel
6. ¼ h Handel Funktion und Einsparpotentiale im Intradyhandel
7. Einsparungen und Ausblicke

Parallelentwicklung von Cross Commodity der natGAS AG sowie eines Optimierungstools von ENERGY & SERVICES zur optimierten Fahrweise von KWK - Anlagen führen zu einer Zusammenarbeit bei diesem Projekt

ENERGY & SERVICES, Harsefeld
Inhaber Rolf Pohndorf

Werdegang:

Technik:	Studium Schiffsbetriebstechnik
Technik/Einkauf:	Projektleitung und verantwortlich Energieeinkauf bei großer Industriegruppe
Vertrieb/Handel/Tech.:	Key Account - Manager für Industriekunden bei international. Energiekonzern
Management:	Leiter Energieeinkauf und Energietechnik bei großer Industriegruppe
Beratung:	Gründung der ENERGY & SERVICES in 2007

> ENERGY & SERVICES betreut derzeit rd. 1,6 TWh Erdgas und 500 GWh Strom großes Portfolio von Industriekunden unterschiedlicher Branchen in Deutschland.
> Aktuell Projekte zum Direktleitungsbau Umspannwerk auch an HD-Netz Gas.
> Aktuell Optimierungsmodelle für Kraftwärmekopplungsanlagen.
> Aktuell industrielle Eigenerzeugung und Vermarktung Überschüsse.
> Aktuell Wärmekonzepte für die Industrie erstellen
> Aktuell Regenerative Energieprojekte mit Power to heat

ENERGY & SERVICES

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Optimierungspotential bei KWK - Anlagen

Tätigkeitsschwerpunkte

1. Basic:

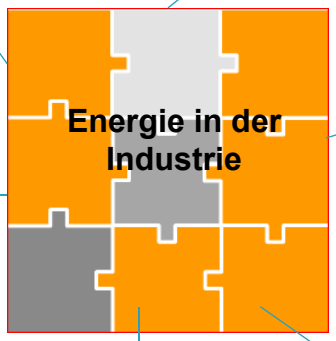
- Definition der Sourcing Strategie des Unternehmens
- Risk-Management und Sensitivitätsanalysen. Szenarien Marktpreisentwicklung.
- Analyse Lastgänge, Energie- und Netznutzungsabrechnungen, Vertragssituation.

2. Netzanschlusssituation:

- Überprüfung der Netzanschlusssituation Strom und Erdgas. Vertragsverhandlung und Vertragscheck.
- Netzanschlussstrategien für Strom- und Erdgas entwickeln, Projektplanung alternativer Leitungsbau zur Reduzierung der Netznutzungsentgelte.

3. Steuer & Fördermittel:

- Energiesteuerrückerstattung nach § 53, 54, 55.
- Stromsteuer nach §9b,10
- KWK-Zuschläge und EEG Umlage



4. Beschaffungsoptimierung / Portfoliomanagement::

- Strukturierte Beschaffung;
- zu unterschiedlichen Zeitpunkten am Termin-, OTC bzw. am Spotmarkt.
- EEG Vermarktung, ¼ h Handel.

5. Betriebsfahrweise / Energieeffizienz

- Optimierung der Anlagenschaltung. Energieeffizienzmaßnahmen.
- Lastmanagement, Cross Commodity bei KWK Anlagen, verbunden mit ¼ h Handel
- Beratungsleistungen beim Energiemanagement DIN EN 50001

6. Eigenerzeugung / Technische Projekte

- Mögliche Eigenerzeugung KWK, BHKW, Wärmezentralen oder PV.
- Vermarktung in externen Märkten (z.B. Regelenergiemarkt oder Direktvermarktung u.a. Primär, Sekundärregelung und Minutenreserve.

ENERGY & SERVICES

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Optimierungspotential bei KWK - Anlagen

natGAS AG

GRÜNDUNG / SITZ:	Mai 2000 / Potsdam
GESCHÄFTSIDEE:	Liberalisierung der Energiemärkte bietet unabhängigen Mineralöl- und Brennstoffhändlern neue Geschäftsmöglichkeiten
ANTEILSEIGNER:	S.E.T. Select Energy GmbH ,Marquard & Bahls AG, Petrogem SA, Friedrich Scharr KG, Streubesitz: unabhängige Mineralöl- u. Brennstoffhändler
KERNKOMPETENZEN:	Energielösungen, Dienstleistungen, Belieferungen und Handel rund um das Thema Energie, insb. Erdgas und Strom
ABSATZ / UMSATZ GAS 2013	150 TWh, 4 Mrd. Euro
KUNDEN:	Industrie und Gewerbe Stadtwerke, Regionalversorger, Kraftwerke, Weiterverteiler Dienstleistungsunternehmen
LIEFERANTEN:	Produzenten, Handelshäuser, Energiebörsen – national und international
VERTRIEBSGEBIETE:	Deutschland, Belgien, Frankreich, Schweiz, Österreich, sonstiges Europa

natGAS AG

- Vollversorgung des ersten Industriekunden
- Vollversorgung von Stadtwerken
- Erste Bandlieferungen an Stadtwerke
- Neue Produkte, Portfoliomanagement und Transport, Dienstleistungen, Ausbau des Handels
- Internationalisierung
- Erste internationale Transportdienstleistungen und Gaslieferungen ins europäische Ausland
- Strom, Cross Commodity

2001 → 2003 → 2004 → 2007 → 2009 → 2010/2011 → 2012/2013

	2001	2011	2012	2013
Absatzvolumen in TWh *	0,1	30	90-100	150
Umsatz in Mio. EUR	2,1	640	2.500	4.000

* Gesamt-Marktvolumen Deutschland: 800-900 TWh

ENERGY & SERVICES

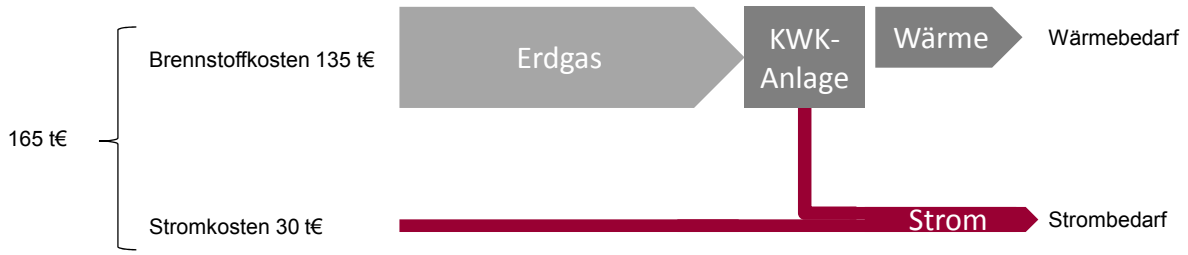
natGAS Energie & Lösungen

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Optimierungspotential bei KWK - Anlagen

Grundprinzip Kraft-Wärme-Kopplung

nicht gekoppelt

gekoppelt



Der Hauptvorteil der KWK Anlage besteht in der systematischen Nutzung der Exergie des Brennstoffes. Bei optimaler Konzeption und bei optimalem Betrieb einer Anlage lassen sich bis zu **35%** an Primärenergie einsparen

ENERGY & SERVICES

natGAS Energie & Lösungen

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Optimierungspotential bei KWK - Anlagen

Beispiel Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Übersicht Betriebskosten auf zehn Jahre

Jahr	Gaspreis		Strompreis		Variante GUD-Anlage GT 7,9 MW DT 2,8 MW		Variante KWK Anlage GT 7,9 MW ohne DT		Kosten Anlage bei GT alt Betrieb DT alt Betrieb		Einsparung GUD-Anlage GT 7,9 MW DT 2,8 MW		Einsparung KWK Anlage GT 7,9 MW ohne DT	
2016	0,0190	€/kWh	0,0882	€/kWh	11.625.928	€/a	11.916.048	€/a	15.253.119	€/a	3.627.190	€/a	3.337.070	€/a
2017	0,0190	€/kWh	0,0890	€/kWh	11.659.481	€/a	11.921.788	€/a	15.316.097	€/a	3.656.616	€/a	3.394.309	€/a
2018	0,0190	€/kWh	0,0924	€/kWh	11.659.481	€/a	11.945.588	€/a	15.553.653	€/a	3.894.172	€/a	3.608.065	€/a
2019	0,0220	€/kWh	0,0936	€/kWh	12.732.481	€/a	12.975.950	€/a	16.520.628	€/a	3.788.148	€/a	3.544.678	€/a
2020	0,0220	€/kWh	0,0988	€/kWh	13.235.776	€/a	13.012.350	€/a	16.934.256	€/a	3.698.480	€/a	3.921.906	€/a
2021	0,0230	€/kWh	0,1002	€/kWh	13.587.850	€/a	13.362.804	€/a	17.354.398	€/a	3.766.548	€/a	3.991.594	€/a
2022	0,0250	€/kWh	0,1032	€/kWh	14.291.999	€/a	14.065.112	€/a	18.175.120	€/a	3.883.121	€/a	4.110.007	€/a
2023	0,0250	€/kWh	0,1042	€/kWh	14.291.999	€/a	14.072.112	€/a	18.244.989	€/a	3.952.990	€/a	4.172.877	€/a
2024	0,0250	€/kWh	0,1042	€/kWh	14.291.999	€/a	14.072.112	€/a	18.244.989	€/a	3.952.990	€/a	4.172.877	€/a
2025	0,0250	€/kWh	0,1112	€/kWh	14.258.446	€/a	14.121.112	€/a	18.734.075	€/a	4.475.630	€/a	4.612.963	€/a
Gesamtkosten über 10 Jahre:					**131.635.438**	**€**	**131.464.979**	**€**	**170.331.324**	**€**	**38.695.886**	**€**	**38.866.345**	**€**
									ROI ca.:		4,73		3,39	

Berechnungsdetails: 6 % Verzinsung auf halbe Investitionssumme
Abschreibungszeitraum 10 Jahre

120604_Gud vergleich T 70--ZUKUNFT.xlsx

ENERGY & SERVICES

natGAS Energie & Lösungen

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Optimierungspotential bei KWK - Anlagen

Investitionen und Gegenüberstellung

Variante GUD-Anlage GT mit DT		
Gasturbine	7,96 MW	4.100.000 €
Abhitzekessel Wasserrohr mit ZF, Eco		5.000.000 €
Schornstein 50 m		150.000 €
Notkamin 50 m, mit Zubehör		0 €
Visualisierung		50.000 €
Emissionsmonitoring		70.000 €
-		-
Speisewasserbeh./Entgaser-Anlage		0 €
Wasseraufbereitung		500.000 €
Rohrleitungsbau, diverser		500.000 €
Dampfturbinenpackage inkl.Montage		1.200.000 €
Bypass-Armaturenstrecke DT		300.000 €
Erdgasdruckregelanlage		2.500.000 €
E-Technik		450.000 €
Zwei Trafo		300.000 €
UmbauSchaltanlage, 2. Kabel UW		2.100.000 €
-		-
Kran u. Transporte		40.000 €
TÜV-Abnahmen		20.000 €
BImSch		80.000 €
Behörden, Gutachten, Planung		300.000 €
Bau neues Gebäude Kesselhaus		1.500.000 €
Unvorhergesehenes, diverses		90.000 €
Warmhaltung für Kessel 5		60.000 €
		19.310.000 €

Variante KWK Anlage GT ohne DT		
Gasturbine	7,96 MW	4.100.000 €
Abhitzekessel Rauchrohr mit ZF, Eco		1.750.000 €
Schornstein 50 m		150.000 €
Notkamin 50 m, mit Zubehör		0 €
Visualisierung		50.000 €
Emissionsmonitoring		70.000 €
-		-
Speisewasserbeh./Entgaser-Anlage		0 €
Wasseraufbereitung		50.000 €
Rohrleitungsbau, diverser		400.000 €
Dampfturbinenpackage		0 €
Bypass-Armaturenstrecke DT		0 €
Erdgasdruckregelanlage		2.500.000 €
E-Technik		450.000 €
Trafo		200.000
UmbauSchaltanlage, 2. Kabel UW		2.100.000 €
-		-
Kran u. Transporte		40.000 €
TÜV-Abnahmen		20.000 €
BImSch		80.000 €
Behörden, Gutachten, Planung		270.000 €
Bau neues Gebäude Kesselhaus		1.500.000 €
Unvorhergesehenes, diverses		90.000 €
Warmhaltung für Kessel 5		60.000 €
		13.880.000 €

Was ist Cross Commodity- und Demand Side Management?

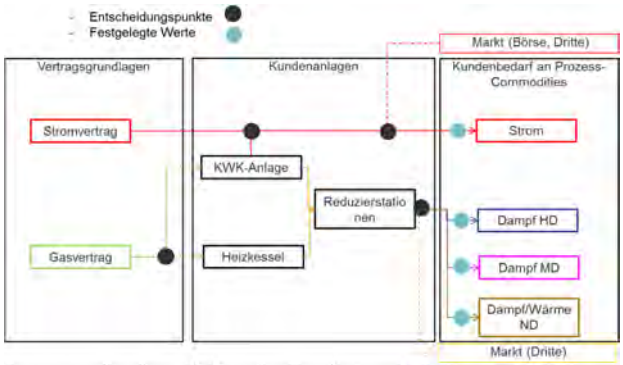
- Im Wesentlichen ist das Ziel bei Cross Commodity und Demand Side Management das gleiche. Es geht in beiden Fällen darum, bei Industriebetrieben frei verfügbare elektrische Kapazitäten zu identifizieren und sie über verschiedene Vermarktungsmöglichkeiten an den Energiemärkten kostenmindernd zu optimieren
- Beim Cross Commodity-Management geht es im Wesentlichen um die Optimierung von Industriekraftwerken, in denen Erdgas eingesetzt wird um daraus Dampf und Strom für den Industriebetrieb zu gewinnen. Je nach Marktpreisentwicklung bei den Commodities Erdgas und Strom gibt es ein Optimum der unterschiedlichen Fahrweisen des Kraftwerkes
- Beim Demand Side Management geht es im Wesentlichen darum, den Energiebezug von elektrischen Großverbrauchern zu optimieren.
- In beiden Fällen muss die Laufzeit der Anlagen analysiert und überwacht werden. Das geht in beiden Fällen über die Steuerung eines zentralen **virtuellen Kraftwerks**
- In beiden Fällen können die identifizierten freien Flexibilitäten an der Spot-Strombörse EPEX im 1-h und
  ¼ h Energiehandel optimiert werden
- In beiden Fällen können darüber hinaus die Flexibilitäten an den Regelenergieplattformen (Sekundär Regelleistung SRL) der Übertragungsnetzbetreiber angeboten werden

ENERGY & SERVICES

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Optimierungspotential bei KWK - Anlagen

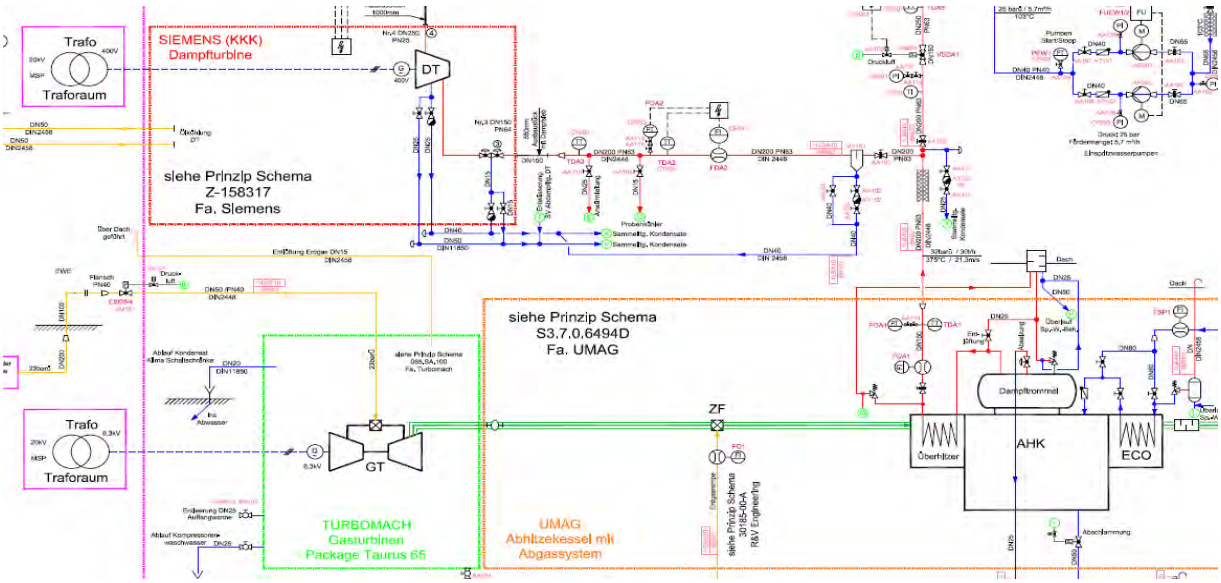
Voraussetzungen zur Optimierung der Fahrweise

- Aufnahme aller technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen
- Modellierung in einem integrierten Modell (Anlagetechnik, Wirkungsgrade, Dynamik)
- Festlegung von Vorgabenwerten (Preise, Lasten, Umlagen)

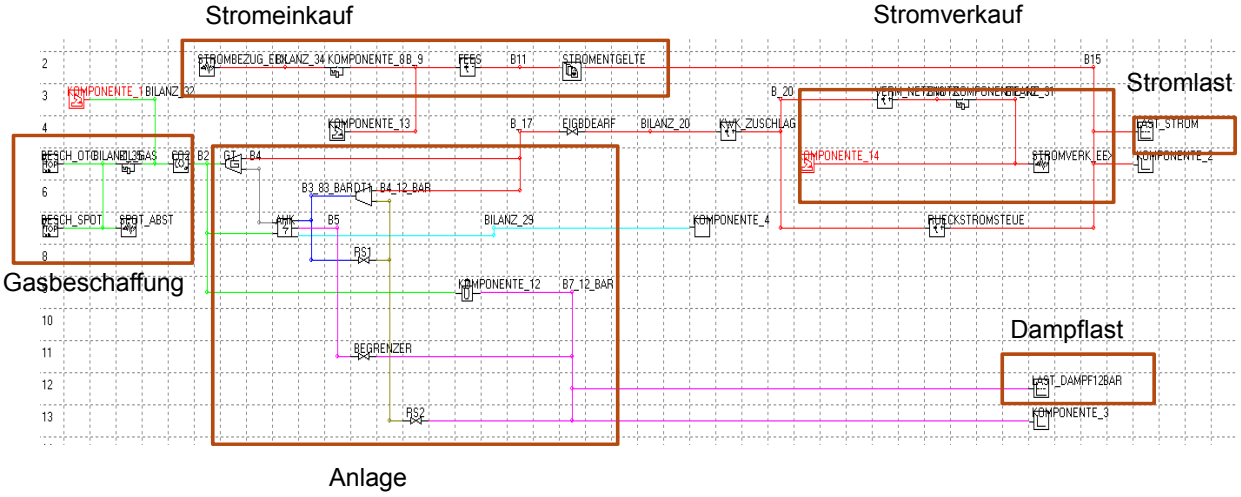


- Der Optimierungsrechenkern liefert das Ergebnis auf ein Kostenminimierungsproblem
- Output: optimaler Einsatzes der einzelnen Anlagen, Verträge unter Berücksichtigung der Vorgaben

Von einem Prozessbild…



Übersicht des Gesamtmodells



Abbildungsdetails zum Aufbau des Referenzmodells

- Alle Außentemperaturen über Jahreslastgang abbilden.
- Alle Angaben der Nennleistungen GT bei verschiedenen Temperaturen und Laststufen abbilden.
- Reale Daten der Anlage über Jahreslastgangdaten abbilden.
- Entwickeln eines mathematischen Modells tatsächlicher Vergleiche bei jeder Temperatur und bei jedem Lastfall.
- Lastgänge dargestellt nach Temperatur warm zu kalt, um eine Änderungsfunktion zu ermitteln.
- Erdgaseinsatz für ZF ermitteln bei verschiedenen Lastabnahmen (Dampf).
- Ermittlung Dampfdurchsatz für DT mit Leistungsüberprüfung. Optimierung der DT erfolgte bereits bei der Konstruktion.
- Ermittlung Erdgaseinsatz GT und ZF AHK sowie Stromerzeugung bei konstanter Last und verschiedenen Temperaturen.
- Alle Preise Strom und Erdgas des Kalenderjahres für jede 1/4 Stunde (Strom) und Stunde (Erdgas) darstellen.

Ergebnisse *Bedingungen und Umfeld, Zusammenfassung*

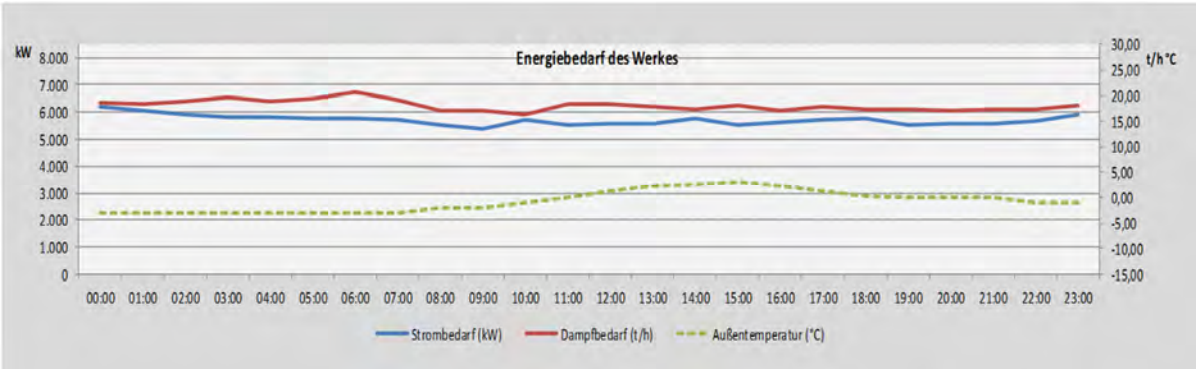
- Produktionsdaten (Wärmeabnahme) sind weiterhin Führungsgröße.
- GT wird nicht weiter runtergeregelt als max 40% elektrische Leistung, also keine Abschaltung. (Einbindung in Sekundärregelung wird vorbereitet.)
- DT kann weiter in Betrieb bleiben.
- Fahrplanvorgabe für GuD täglich oder stündlich.
- Modell kann als Fahrplan versendet werden oder greift direkt in die Regelung der GT ein.
- Einbindung der Anlage in Vermarktung von Flexibilitäten.
- Entwickeltes natGAS Cross Commodity ausgereift und einsetzbar.
- Produktentwicklung ENERGY & SERVICES Modell, Verbindung zu weiteren Energieeinsparmodellen möglich, z.B Netzkosten.
- Modelle können auf Einsparbeteiligungsbasis, fester Kostensatz oder gekauft werden.

ENERGY & SERVICES

natGAS Energie & Lösungen

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Optimierungspotential bei KWK - Anlagen

Ergebnisse der Optimierung nach theoretischer Berechnung durch ENERGY & SERVICES



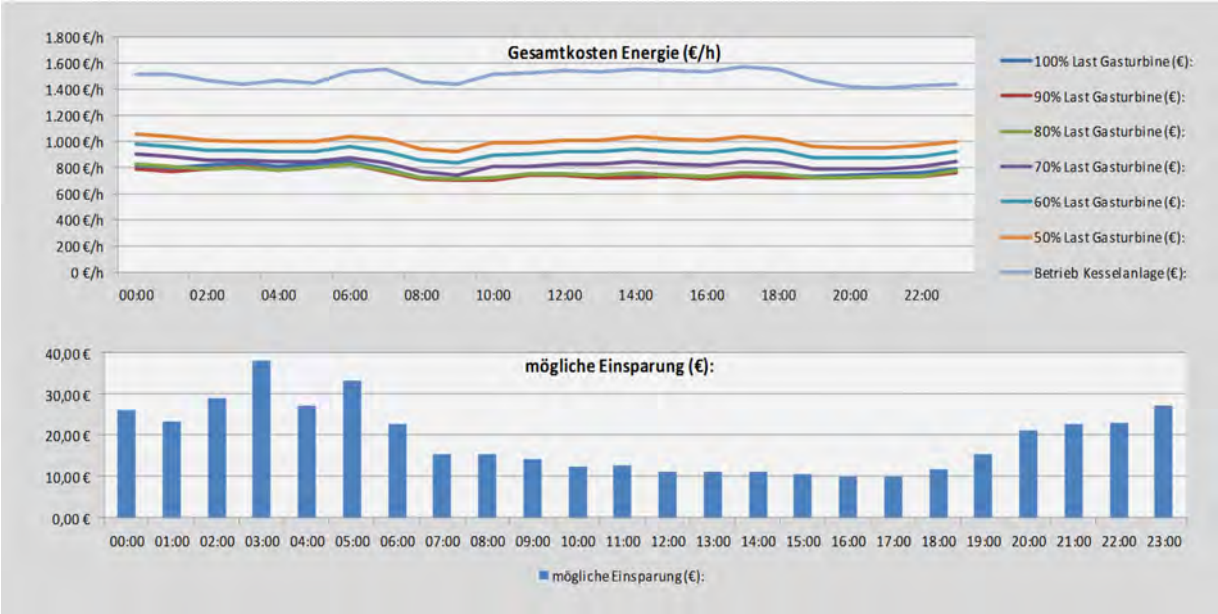
Es wurden als Nebeneffekt erhebliche Abweichungen der theoretischen Anlagen Leistung zur tatsächlichen Leistung festgestellt ca. 6% - 8%

ENERGY & SERVICES

natGAS Energie & Lösungen

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Optimierungspotential bei KWK - Anlagen

Ergebnisse der Optimierung nach theoretischer Berechnung durch ENERGY & SERVICES



Ergebnisse der Optimierung nach theoretischer Berechnung durch ENERGY & SERVICES Fahrweise der Anlage

Günstigste Fahrweise																								
Uhrzeit:	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Gasturbine 100% Last																								
Gasturbine 90% Last																								
Gasturbine 80% Last																								
Gasturbine 70% Last																								
Gasturbine 60% Last																								
Gasturbine 50% Last																								
Betrieb Kesselanlage																								

tägliche Einsparung bei optimalem Betrieb
(gegenüber Betrieb mit 100% Gasturbine)
455,24 €

Link
141030 CC EDE -2- Bauabschnitt Kessel Zweckbau

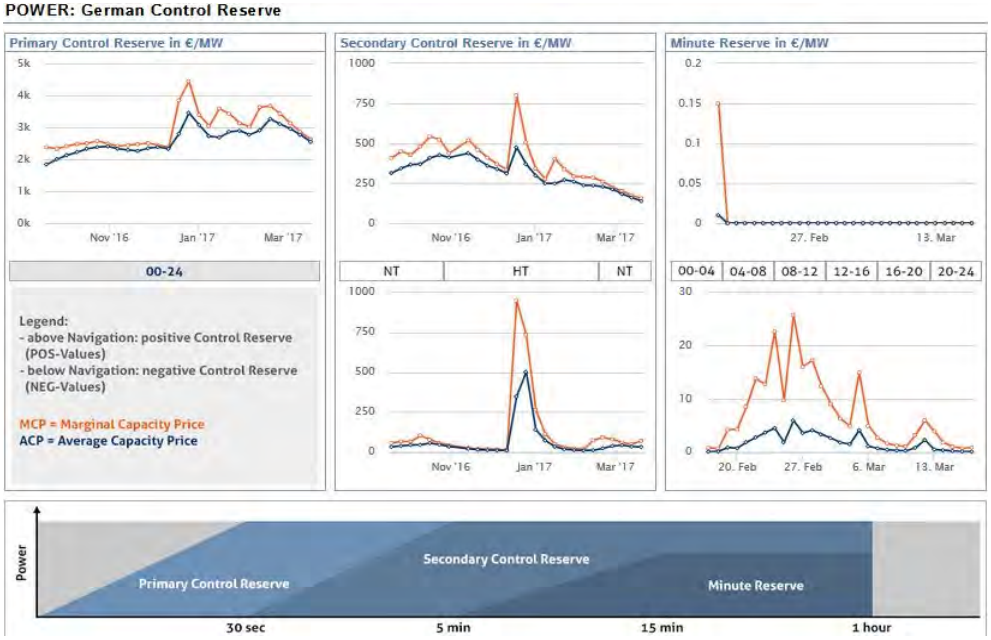
ENERGY & SERVICES

natGAS Energie & Lösungen

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Optimierungspotential bei KWK - Anlagen

Im CCOpt Modell wird im Vergleich zum Referenzmodell (77 MWh verkauft), weniger Strom erzeugt und verkauft und dadurch auch weniger Erdgas bezogen
Dafür liefert die GT nur die Strommenge, die das Werk tatsächlich benötigt
Statt Strom zu beziehen und unnötig Umlagen zu bezahlen fährt die KWK im Inselbetrieb und bezieht nur die Strommenge, die im Werk benötigt wird. Die Ergasmenge, die zu viel gekauft wurde wird eher verkauft.
Innerhalb von 3 Tagen können somit **2.602 €** gespart werden.

Entwicklung der Regelenergiepreise

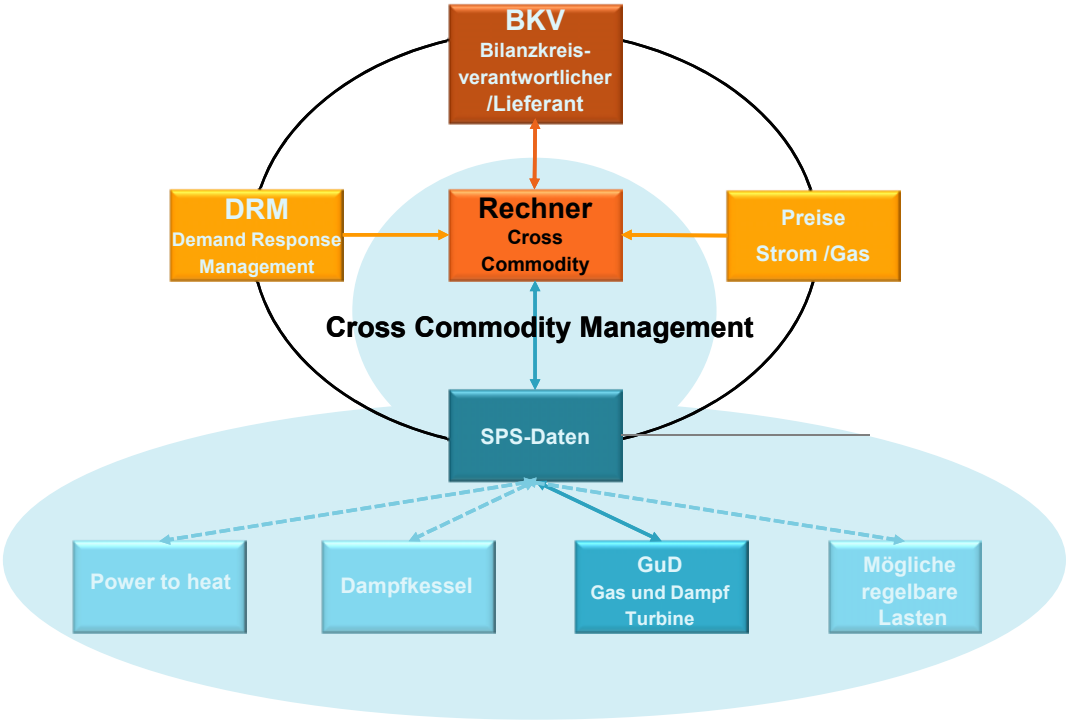


Quelle: Montel

ENERGY & SERVICES

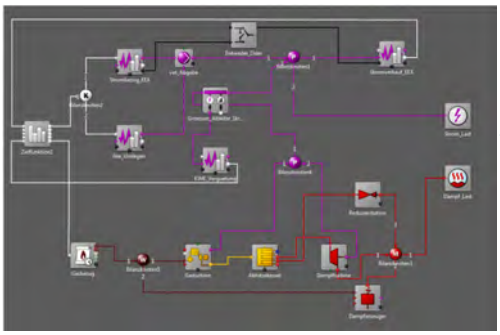
natGAS Energie & Lösungen

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Optimierungspotential bei KWK - Anlagen



Das Virtuelle Kraftwerk fertig parametriert und voll funktionsfähig

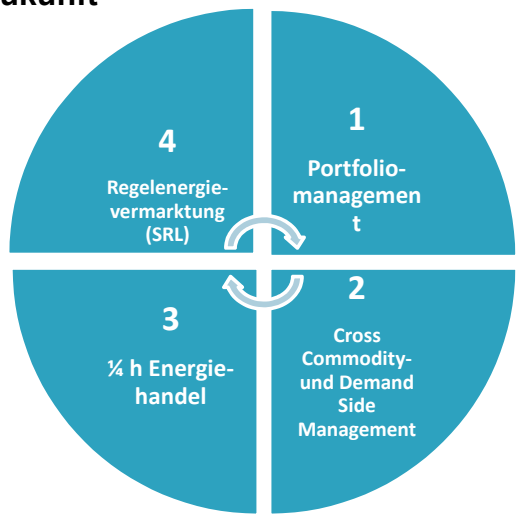
Unternehmensweite Optimierung ⟷ Technische Erfassung



ENERGY & SERVICES

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Optimierungspotential bei KWK - Anlagen

Notwendigen Komponenten für die Energiebeschaffung und Teilnahme am Energiemarkt der Zukunft



Ich bedanke mich für Ihre Aufmerksamkeit und der Bereitschaft einer Zusammenarbeit mit der natGAS AG und ENERGY & SERVICES

Intelligente Projekte lassen sich nur mit Engagement und know how platzieren.

natGAS AG
Jägerallee 37 H
14469 Potsdam
info@natgas.de
www.natgas.de

ENERGY & SERVICES, Inh. Rolf Pohndorf
Swattdrosselweg 12
21698 Harsefeld
Tel: 01739110832
Mail: info@strukturierte-energie.de

www.Strukturierte-Energie.de

GESETZE UND VORSCHRIFTEN

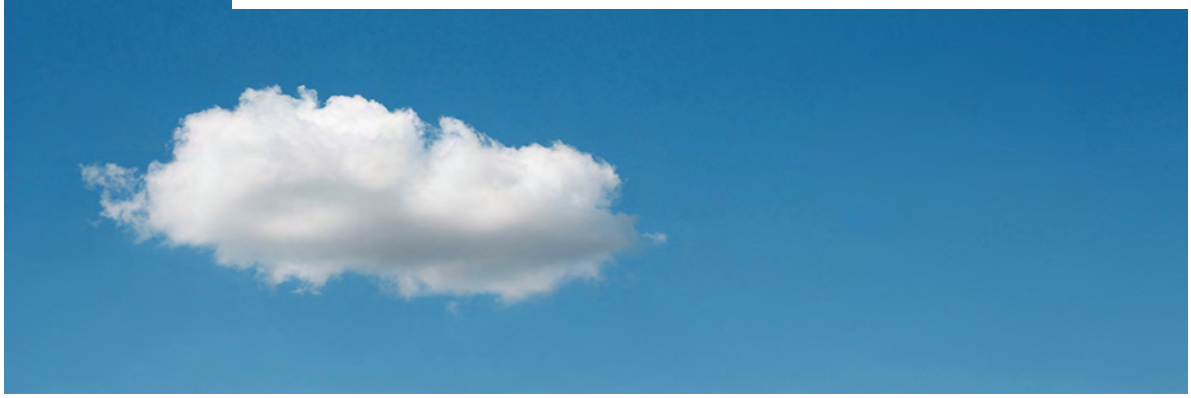
Europäischer Emissionshandel Entwicklungen und Markttrends Aktuelles aus der DEHSt

Rainer Sternkopf,
Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt)
im Umweltbundesamt

Umwelt Bundesamt

DEHSt
Deutsche Emissionshandelsstelle

ASUE-Expertenkreis Gasturbinentechnik
Würzburg, 17. Mai 2017



Europäischer Emissionshandel
Entwicklungen und Markttrends
Aktuelles aus der DEHSt

Rainer Sternkopf
Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt

ASUE-Expertenkreis Gasturbinentechnik, 17.05.2017, Würzburg

Umwelt Bundesamt

DEHSt
Deutsche Emissionshandelsstelle

Themen

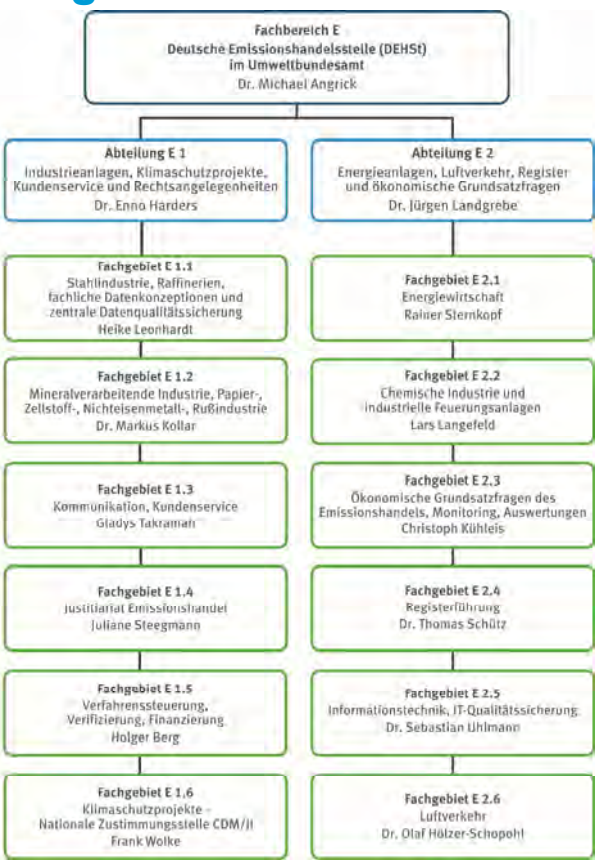
- Entwicklung der Treibhausgasemissionen 2016
  ⇨ Vorschau auf „VET-Bericht 2016“
  - Energie- und Industriesektor in Deutschland
  - Deutschland und Europa

- Empfehlungen des UBA zur Stärkung des Emissionshandels

3

Umwelt Bundesamt | DEHSt Deutsche Emissionshandelsstelle

DEHSt - Organisation



4

Umwelt Bundesamt | DEHSt Deutsche Emissionshandelsstelle

THG Emissionen im ETS 2016 (Vorschau auf VET-Bericht 2016)

Umwelt Bundesamt | DEHSt Deutsche Emissionshandelsstelle

Energie- und Industriesektor in Deutschland

Umwelt Bundesamt | DEHSt Deutsche Emissionshandelsstelle

Deutsche ETS-Emissionen im Jahr 2016

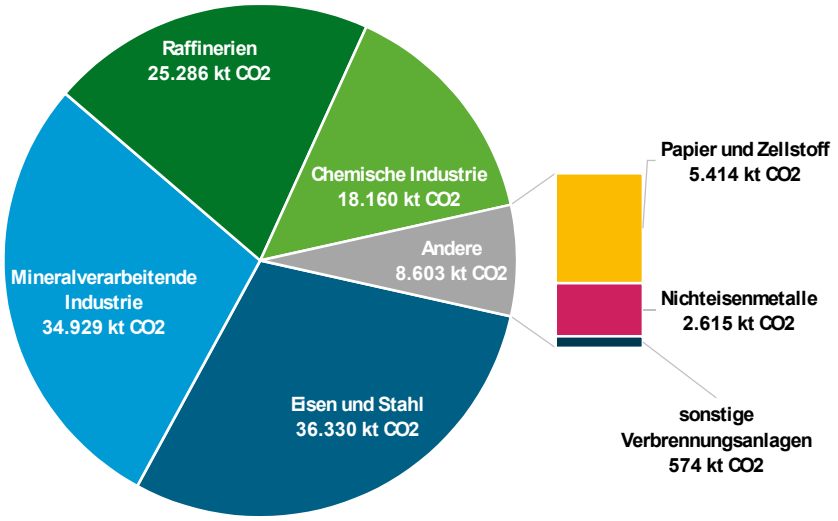
Vorläufige Auswertungen – Bericht wird ab 18. Mai veröffentlicht

- knapp 1.900 Anlagen ⇨ 453 Mio. t CO_2
- **Rückgang der Emissionen** um knapp 3 Mio. t CO_2 (0,6 %) ggü. 2015
- Emissionsrückgang bei den **Energieanlagen** (um 0,8 % auf rund 329 Mio. t CO_2): Rückgang bei Steinkohle und Braunkohle, Zuwachs bei Erdgas
- Emissionen in der **Industrie** unverändert bei rund 123 Mio. t CO_2:
  - Emissionsrückgang bei Eisen- und Stahl und Papierindustrie (beide Branchen hatten in 2015 noch Wachstum der Emissionen)
  - Emissionswachstum bei Raffinerien, Chemischer Industrie und Mineralverarbeitender Industrie sowie der Nichteisenmetallindustrie (darunter nur NE Metalle mit Wachstum auch in 2015)

Umwelt Bundesamt | DEHSt Deutsche Emissionshandelsstelle

7

Industrieanlagen – Emissionen 2016

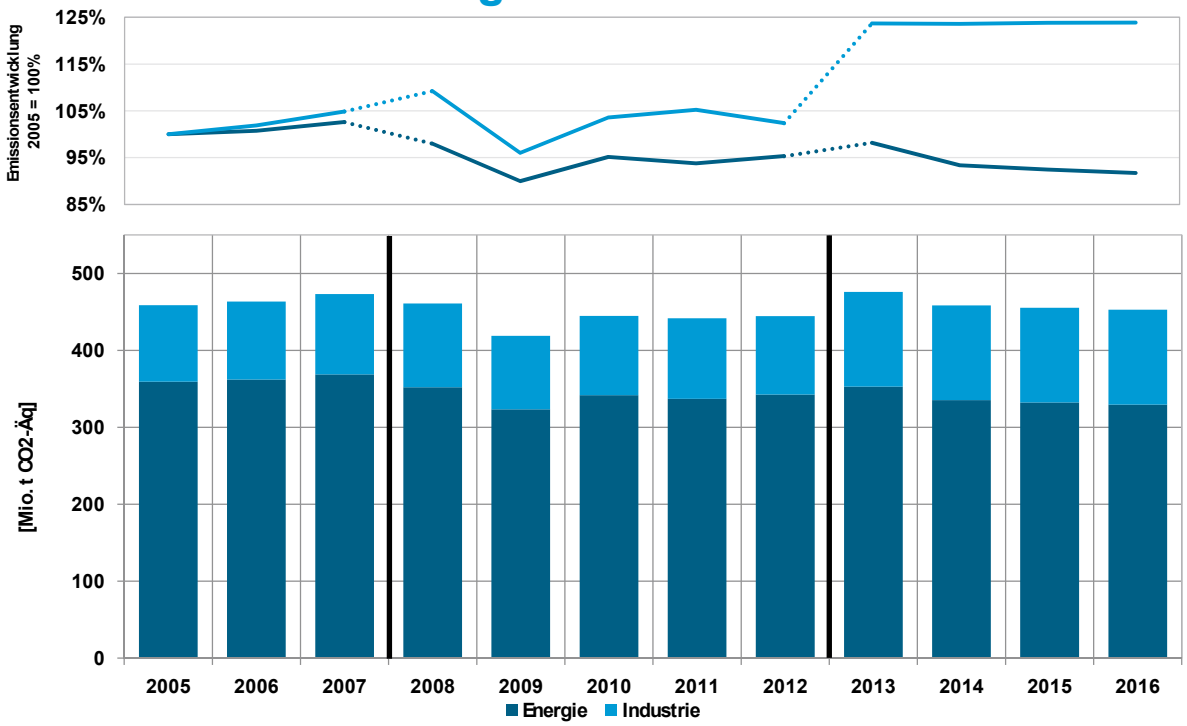


Quelle: DEHSt; Stand 03.04.2017

Umwelt Bundesamt | DEHSt Deutsche Emissionshandelsstelle

8

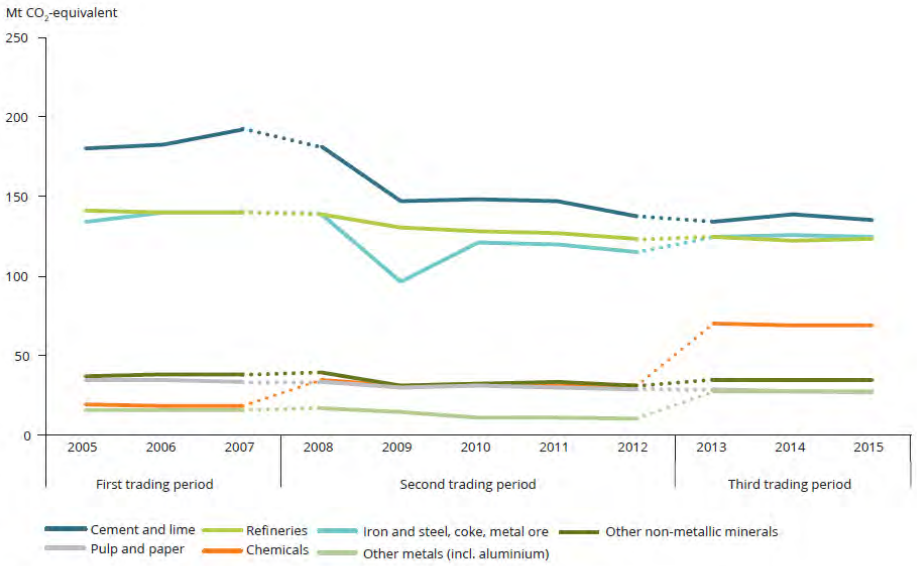
Emissionsentwicklung im ETS Sektor in Deutschland



Quelle: DEHSt; Stand 03.04.2017

Umwelt Bundesamt DEHSt Deutsche Emissionshandelsstelle

Emissionsentwicklung der Hauptindustriebranchen im ETS Sektor in EU-25



Note: EUTL activity codes have been aggregated for certain sectors (see Table A1.1 for more information).

Source: EEA/EU ETS Data viewer, 2016.

Quelle: EEA Report No 24/2016;

Umwelt Bundesamt DEHSt Deutsche Emissionshandelsstelle

Entwicklung der Industriebranchen im ETS

- Emissionen in Summe seit 2013 in D konstant
- Auch in der EU insgesamt seit 2010 kaum Bewegung
- Interpretation der Emissionsentwicklung ist jedoch wegen fehlender Daten, z.B. zur Produktionsentwicklung, schwierig

- VET Bericht 2016 nähert sich erstmals diesem Thema: Vergleich Emissionen und Produktion, auch wenn Daten z.T. nur eingeschränkt vergleichbar sind
  - Verwendung der Aktivitätsdaten, die ETS-Anlagen im Rahmen des Zuteilungsverfahrens und bei der jährlichen Mitteilung zum Betrieb an die DEHSt gemeldet haben
  - Zusätzlich Abgleich mit Verbandsdaten, sofern verfügbar
- Insgesamt kaum eindeutige CO_2-Effizienzverbesserungen nachweisbar

11

Umwelt Bundesamt | DEHSt Deutsche Emissionshandelsstelle

Zuteilungssituation 2015

Branche	Emissionen [Mio. t CO2-Äq]	Zuteilung [Mio. EUA]	Ausstattungs-grad*	Ausstattungs-grad (bereinigt)**
Energieanlagen	**332,3**	**28,1**	**8,5%**	**14,4%**
Industrieanlagen	**123,2**	**130,5**	**105,9%**	**89,9%**
Raffinerien	24,9	20,2	81,2%	-
Eisen und Stahl	37,1	49,5	133,6%	89,6%
Nichteisenmetalle	2,6	2,5	95,4%	-
Mineralverarbeitende Industrie	34,7	31,5	90,6%	-
Papier und Zellstoff	5,5	6,7	122,0%	87,5%
Chemische Industrie	17,9	19,6	109,6%	100,7%
Sonstige Verbrennungsanlagen	0,6	0,5	91,2%	-
Gesamt	**455,5**	**158,6**	**34,8%**	**34,8%**

* Ausstattungsgrad: Verhältnis von Zuteilung und Emissionen

** Ausstattungsgrad (bereinigt): inkl. Verrechnung der geschätzten Zuteilung für Kuppelgasweiterleitung und Wärmeimporte

12

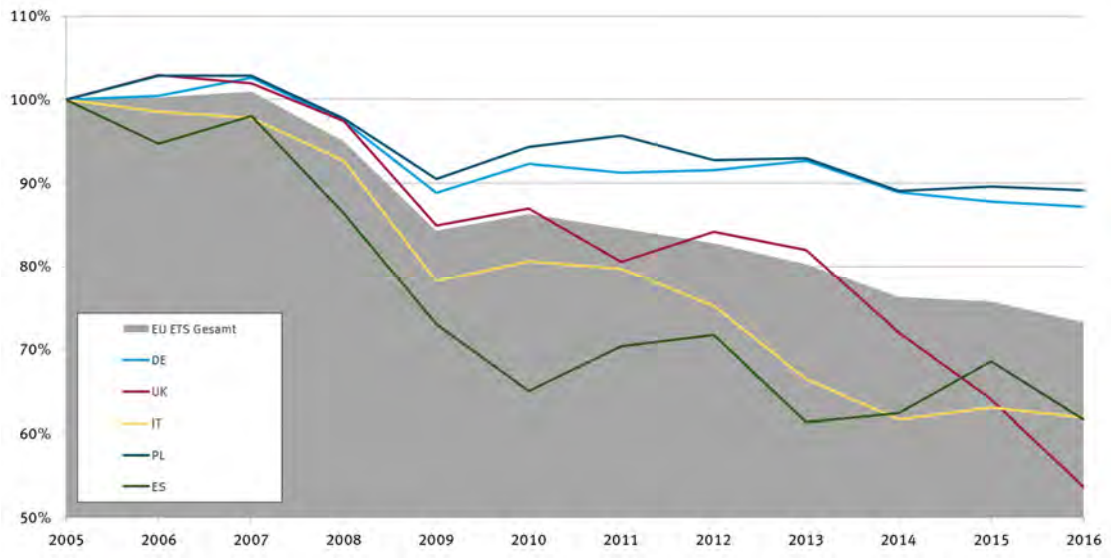
Umwelt Bundesamt | DEHSt Deutsche Emissionshandelsstelle

Deutschland und Europa

Umwelt Bundesamt | DEHSt Deutsche Emissionshandelsstelle

Emissionsminderung im EU ETS bis 2016

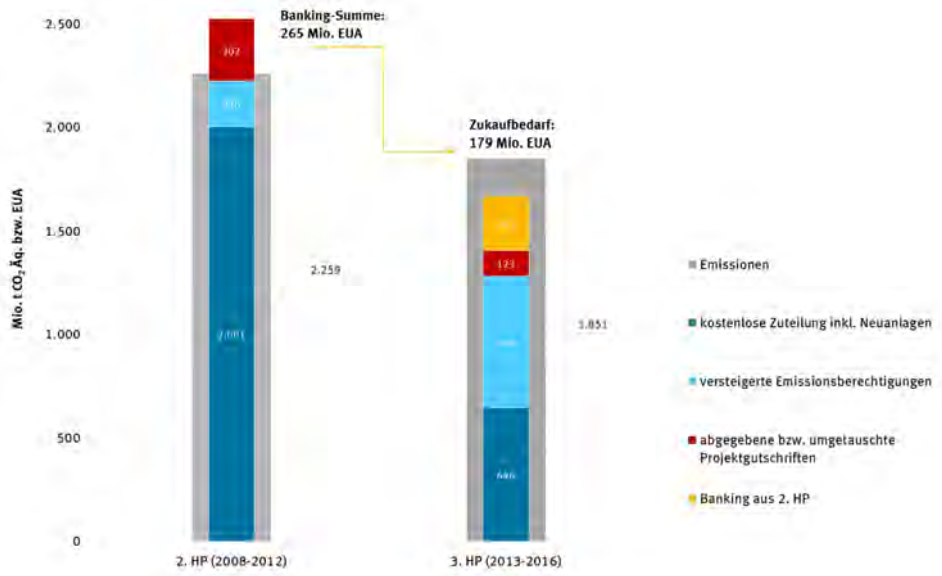
Die größten Emittenten unter den Mitgliedstaaten im Vergleich



Quelle: Europäische Umweltagentur

Umwelt Bundesamt | DEHSt Deutsche Emissionshandelsstelle

Angebot und Nachfrage in Deutschland
(ohne Luftverkehr)

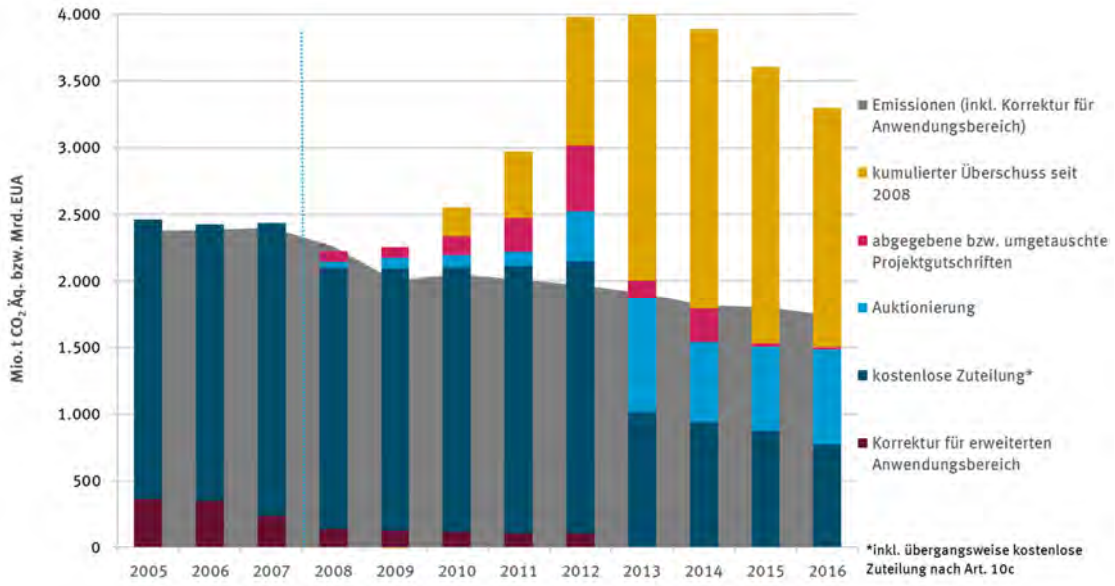


Quelle: Europäische Umweltagentur, ICE-Table, eigene Auswertungen

15

Umwelt Bundesamt | DEHSt Deutsche Emissionshandelsstelle

Angebot und Nachfrage im EU-ETS

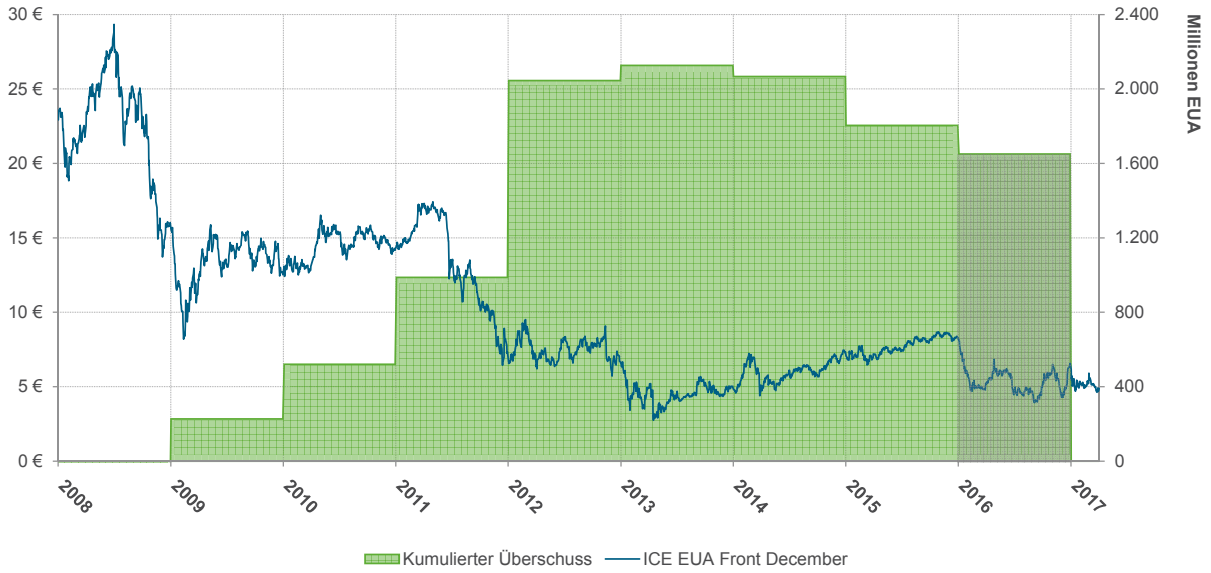


Quelle: Europäische Umweltagentur, Auktionsberichte der EEX/ICE, eigene Auswertungen

16

Umwelt Bundesamt | DEHSt Deutsche Emissionshandelsstelle

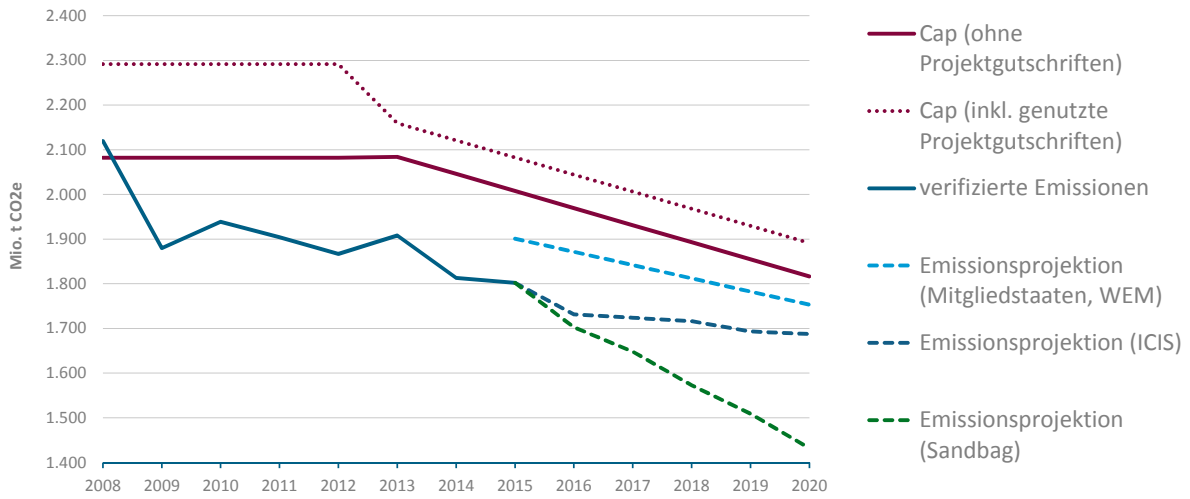
Preisverlauf und Überschussentwicklung im EU-ETS



Quelle: Thomson Reuters, ICE, KOM, Sandbag, DEHSt (Stand: 05.04.2017).

Umwelt Bundesamt DEHSt Deutsche Emissionshandelsstelle

Strukturelles Auseinanderdriften von Angebot und Nachfrage im EU-ETS



Quellen: EEA ETS Dataviewer, Projektionen Mitgliedstaaten WEM= With Existing Measures (EEA 2015), Sandbag (2016), ICIS (2016)

Struktureller Überschuss, d.h. die kumulierte Differenz zwischen Cap (inkl. Projektgutschriften) und Emissionen lag Ende 2015 bei rund 2,6 Mrd. Tonnen

Aktuelle Sandbag-Schätzung für Ende 2016: > 3 Mrd. Tonnen

Umwelt Bundesamt DEHSt Deutsche Emissionshandelsstelle

Fazit

- **EU-ETS funktioniert**
  - vorgegebenes Minderungsziel für 2020 (- 21% gegenüber 2005) wird erreicht
  - Emissionen bleiben gemäß Prognosen bis 2020 unterhalb des Cap mit LKF von 1,74 %.
  - Liquider Markt, Auktionen laufen reibungslos
- **EU-ETS bleibt unter seinen Möglichkeiten**
  - niedriger CO_2-Preis ⇨ zu wenig Anreize für Investitionen in Minderungsmaßnahmen
  - langfristiges Minderungsziel 2050 ⇨ notwendige Investitionen werden in die Zukunft verlagert ⇨ Investitionen dadurch voraussichtlich teurer

19

Umwelt Bundesamt | DEHSt Deutsche Emissionshandelsstelle

Empfehlungen des UBA zur Stärkung des EU-ETS

UBA-Positionspapier Kompatibilität des EU-Emissionshandels mit interagierenden energie- und klimapolitischen Instrumenten und Maßnahmen, Dez. 2016

Umwelt Bundesamt | DEHSt Deutsche Emissionshandelsstelle

Fünf zentrale Empfehlungen des UBA (1)

1) **Cap-Zyklus auf fünf Jahre verkürzen und an ambitioniertem langfristigen Minderungspfad ausrichten:**
   - Zyklus entspricht Intervall im Paris-Abkommen
   - LKF auf mindestens 2,6 % anheben
2) **Stringenz des Cap in Hinblick auf Instrumenten-Mix überprüfen:**
   - Aktualisiertes IA (Impact Assessment) für HP 4 erforderlich
   - Cap muss strukturelle Knappheit sicherstellen
3) **Interaktion der Energie- und Klimapolitiken besser überwachen:**
   - KOM sollte regelmäßige Bestandsaufnahmen der Wirkungen interagierender Energie- und Klimapolitik auf den ETS durchführen und Vorschläge zur Anpassung des Caps erarbeiten

Umwelt Bundesamt | DEHSt Deutsche Emissionshandelsstelle

21

Fünf zentrale Empfehlungen des UBA (2)

4) **Ansätze zur Angebotsverknappung im ETS schaffen:**
   - Nachfragerückgänge in Folge nationaler Politiken sollten durch die MS im ETS durch Angebotskürzungen kompensiert werden
   - Mittelfristig sollte sich dies auch im Cap wider spiegeln
5) **Überschüsse aus dem Zeitraum bis 2020 löschen:**
   - Überschüsse in MSR gefährden die internationalen Zusagen der EU
   - Löschungsumfang sollte 2021 unter Berücksichtigung der weiteren Überschussentwicklung festgelegt werden

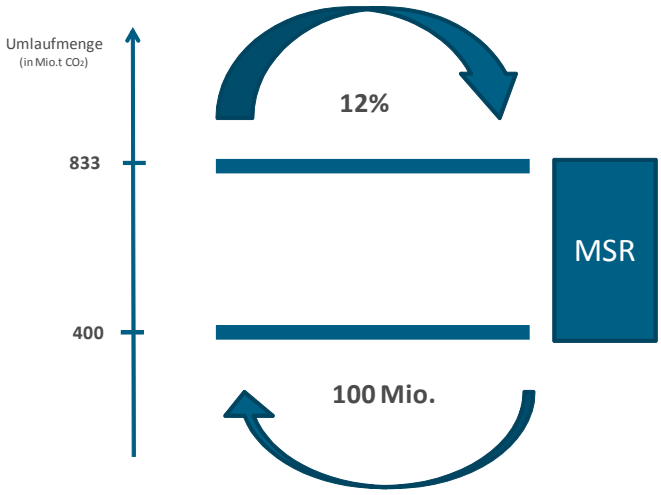
Weitere Infos: www.umweltbundesamt.de/publikationen/kompatibilitaet-des-europaeischen-emissionshandels

Umwelt Bundesamt | DEHSt Deutsche Emissionshandelsstelle

22

Funktionsweise der Marktstabilitätsreserve (MSR)

Regelbasierter Mechanismus für die Steuerung des jährlichen Auktionsbudgets



Auktionsmengen werden automatisch:

- **um 12% der Umlaufmenge gekürzt**, wenn Umlaufmenge > 833 Mio. EUA
- **um 100 Mio. EUA erhöht**, wenn Umlaufmenge < 400 Mio. EUA

Die Umlaufmenge (UM) entspricht den aggregierten Marktüberschüssen im EU-ETS seit 2008

Umwelt Bundesamt | DEHSt Deutsche Emissionshandelsstelle

23

Anforderungen der TA-Luft 2017 an Gasturbinen

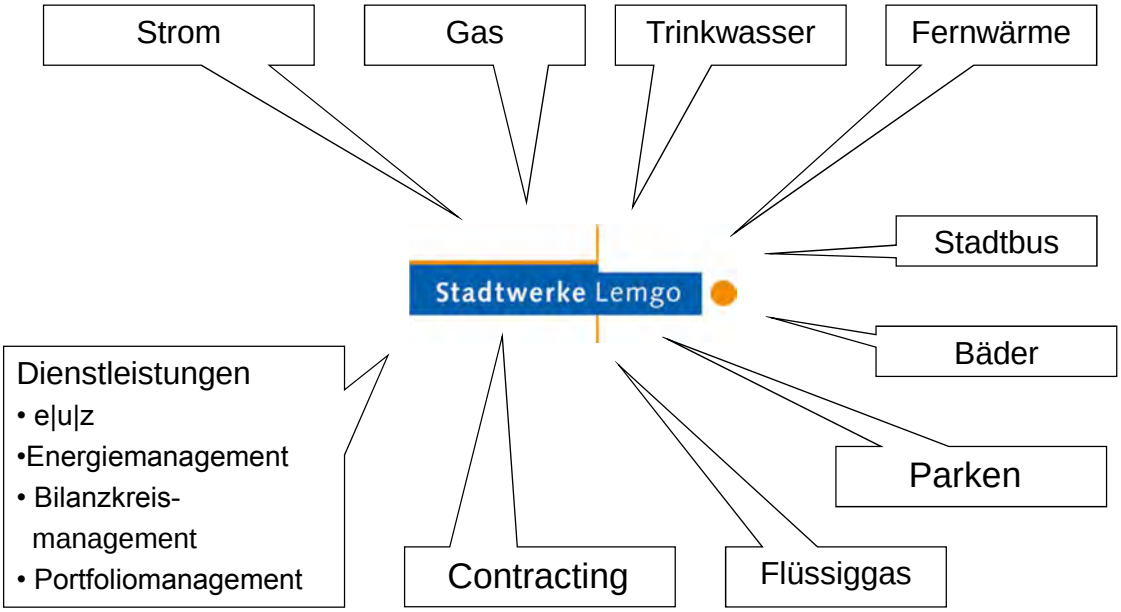
Uwe Weber,
Stadtwerke Lemgo GmbH

Die Stadtwerke machen das für Sie.

Strom | Gas | Trinkwasser | Fernwärme | Bäder | Stadtbus | Parken

Die Stadtwerke machen das für Sie.

Geschäftsbereiche



Die Stadtwerke machen das für Sie.

Moderne Eigenerzeugung – Daten 2016

• Heizkraftwerk Bruchweg - 1 Gasturbine	9.200 kW
• GuD Heizkraftwerk West - 2 x 5 MW GT/1 DT	12.810 kW
• 5 Blockheizkraftwerke „1.999 kW“	9.995 kW
• 4 Blockheizkraftwerke (50 kW – 1.000kW)	1.460 kW
• 6 Notstromdiesel	3.330 kW
• 1 Gasentspannungsanlage	340 kW
• 16 Photovoltaikanlagen	922 kW
Installierte Leistung	38.058 kW

2 Wärmespeicher 2500 m³ / 700 m³ zus. 150 MWh

Brennstoffnutzung KWK-Anlagen: 85,2%

Die Stadtwerke machen das für Sie.

Anforderungen der derzeitig gültigen TA-Luft 2012

Eingliederung: TA-Luft 5.4.1.5 -> Anlagen der Nummer 1.5, Gasturbinen mit einer FWL < 50 MW einschl. Gasturbinen der Nr. 1.2

Gesamtstaub: als Rußzahl nur bei flüssigen Brennstoffen, Dauerbetrieb 2 / Anfahren 4

Kohlenmonoxid: ab Last 70% ≤ 100 mg/m³

Stickoxide: Erdgas/Last ab 70% ≤ 75 mg/m³
Wirkungsbonus: GT im Solo-Betrieb/ISO >32%
=> prozentuales Heraufsetzen des Emissionsgrenzwertes von 75%

Sonstige Gasförmige und flüssige Brennstoffe: max. 150 mg/m³

Die Stadtwerke machen das für Sie.

Anforderungen der derzeitig gültigen TA-Luft 2012

De Minimis: (NOx)	Gasturbinen bei Betrieb ausschließlich im Notbetrieb oder bis zu 300 h/a zur Abdeckung der Spitzenlast der Gasversorgung (?) => Keine Anwendung der Grenzwerte
Schwefeloxide:	Es dürfen nur Heizöle nach DIN 51603 Teil 1 verwendet werden („schwefelarme Kraftstoffe“)
Formaldehyd:	Kein Grenzwert
Messpflicht:	Einzelmessung -> Wiederkehrende Messung alle drei Jahre nach 5.3.2.1 kontinuierliche Messung -> in Abhängigkeit von Überschreitung von Massenstrom-Schwellen nach 5.3.3.2

Die Stadtwerke machen das für Sie.

Anforderungen des Referentenentwurf TA-Luft 2017

Basis: „Entwurf zur Anpassung der ersten allgemeinen Verwaltungs-vorschrift zum BImSchG (TA-Luft) – Entwurf vom 09.09.2017

Eingliederung: TA-Luft 5.4.1.4.1.2b/ 5.4.1.4.2.2b
-> Anlagen der Nummer 1.4, sowie Gasturbinen der Nr. 1.2:
Gasturbinen mit einer FWL < 50 MW.

Gesamtstaub: (keine Änd.)	als Rußzahl nur bei flüssigen Brennstoffen, Dauerbetrieb 2 / Anfahren 4
Ammoniak: (neu)	Bei Feuerungsanlagen, die SCR oder NSCR einsetzen, dürfen die Emissionen im Abgas 10 mg/m³ nicht überschreiten.

Die Stadtwerke machen das für Sie.

Anforderungen des Referentenentwurf TA-Luft 2017

Kohlenmonoxid: wie zuvor: ab Last 70% ≤ 100 mg/m³
Zusatz: Für den Betrieb unter 70% Last legt die zuständige Behörde den zu überwachenden Teillast-Bereich sowie die in diesem Bereich einzuhaltenden Emissionsbegrenzung fest.

Stickoxide: Erdgas/Last ab 70% ≤ 50 mg/m³ (vorher 75mg/m³)
Wirkungsbonus: entfällt
Zusatz: wie bei Kohlenmonoxid.

Sonstige Gasförmige und flüssige Brennstoffe:
max. 75 mg/m³ (zuvor 150 mg/m³ !)

De Minimis: (NOx) Ausschließlich bei Gasturbinen im Notbetrieb entfällt die NO_X-Begrenzung. 300 h/a Regelung entfällt.

Die Stadtwerke machen das für Sie.

Anforderungen des Referentenentwurf TA-Luft 2017

Formaldehyd: (neu) Für den Betrieb bis zu 70% Last legt die zuständige Behörde abweichend von Nr. 5.2.7.1.1 die einzuhaltende Emissionsbegrenzung im Einzelfall fest.

Ab 70% Last gilt Nr. 5.2.7.1.1 -> Die Emissionen an Formaldehyden im Abgas dürfen den Massenstrom 12,5 g/h oder die Massenkonzentration 5 mg/m3 nicht überschreiten.
(siehe auch die Anweisung „vorzeitiger Vollzug“)

Schwefeloxide: Wie zuvor „schwefelarmes Heizöl“ nach DIN 51603 Teil1
Neu: und nach DIN SPEC51603 Teil 6 (Juni 2011) oder gleichwertige Maßnahmen zur Emissionsminderung

Die Stadtwerke machen das für Sie.

Anforderungen des Referentenentwurf TA-Luft 2017
Messpflichten

Erstmalige Messung: Abweichend zu 5.3.2.1 (frühestens 3, spätestens 6 Monate nach Inbetriebnahme) hier 4 Monate nach Inbetriebnahme

Kontinuierliche Messungen:
wie zuvor, gleiche Massenstrom-Schwellen nach 5.3.3.2

Neu: Anlagen mit FWL ≥ 20 MW die über SCR oder NSCR verfügen,
=> kontinuierliche Messung der Massenkonzentration
an Ammoniak und Stickstoffoxide .

Anlagen mit FWL < 20 MW die über SCR oder NSCR verfügen,
Nachweis des effektiven Betriebs der Abgasreinigung zur Minderung der Stickoxide.

Die Stadtwerke machen das für Sie.

Anforderungen des Referentenentwurf TA-Luft 2017
Messpflichten

Kontinuierliche Messungen/Schwefeloxide
–> Bezug auf Vorgaben der Nr. 5.4.1.2.2 und 5.4.1.2.2

Feuerungsanlagen für Brennstoffe außer Propangas und Gasen der öffentlichen Gasversorgung mit einer Feuerungswärmeleistung von 20 MW oder mehr sollen mit einer Messeinrichtung ausgerüstet werden, die die Massenkonzentration der Schwefeloxide kontinuierlich ermittelt.

Alternativ kann im Sinne der Nummer 5.3.3.1 Absatz 4 Satz 2 auch der Gehalt an Schwefelverbindungen im Brennstoff kontinuierlich gemessen und zur Feststellung der Emissionen an Schwefeldioxid herangezogen werden.

Ansonsten gelten die Schwellen in 5.3.3.1 und 5.3.3.2

Die Stadtwerke machen das für Sie.

Anforderungen des Referentenentwurf TA-Luft 2017
Messpflichten

Einzelmessungen

Wiederkehrende Messung alle drei Jahre nach 5.3.2.1

Abweichend für Stickoxide: Bei Gasturbinen mit FWL ≥ 20 MW:
Wenn keine kontinuierliche Messung, dann jährliche Überwachung durch „bekanntgegebene Stelle nach § 29“
-> Entfall der Doppelmessung (kontin. Messung + Einzelmessung)

Abweichung Rußzahl: Bei Einsatz flüssiger Brennstoffe bei Gasturbinen mit FWL ≥ 20 MW: jährliche Überwachung durch „bekanntgegebene Stelle nach § 29“

Die Stadtwerke machen das für Sie.

Anforderungen des Referentenentwurf TA-Luft 2017
Messpflichten

Einzelmessungen

Schwefeloxide: -> Bezug auf Vorgaben der Nr. 5.4.1.2.2 und 5.4.1.2.2

-> Erdgas: Keine Anwendung

-> Bei Einsatz von Heizölen nach DIN 51603 Teil 1 und Heizölen nach DIN SPEC 51603 Teil 6, (Ausgabe Juni 2011) findet Nummer 5.3.2.1 für Gesamtstaub und Schwefeloxide keine Anwendung.

Die Stadtwerke machen das für Sie.

Anforderungen des Referentenentwurf TA-Luft 2017

Altanlagen (keine Übergangsfrist angegeben)

Stickoxide: Erdgas/Last ab 70% ≤ 50 mg/m³ (vorher 75 mg/m³)
-> Wie Neuanlagen
-> Wirkungsbonus: entfällt
-> keine Behördenfestlegung und 70% Last

Ausschließlich Spitzenlast bis zu 300 h/a
in der Energieversorgung (!)
-> Erdgas: max. 0,15 g/m³
-> Sonstige Gasförmige und flüssige Brennstoffe:
max. 0,2 g/m³ (zuvor keine Emissionswerte)

Keine Angabe für andere Brennstoffe, d.h. -> wie Neuanlagen

Die Stadtwerke machen das für Sie.

Anforderungen des Referentenentwurf TA-Luft 2017

Vollzugempfehlung Formaldehyd

Die vom Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Immissionsschutz beschlossene „Vollzugsempfehlung Formaldehyd“ ist seit dem 01.01.2017 in Kraft.

Das Dokument ergänzt und aktualisiert die entsprechenden Regelungen der TA Luft mit Maßnahmen zur Begrenzung und Vermeidung der Emissionen an Formaldehyd.

An der Vollzugsempfehlung war seit Anfang 2014 gearbeitet worden.

Die Regelungen der Vollzugsempfehlung sollen bei der in Vorbereitung befindlichen Novelle der TA Luft übernommen werden.

Die Vollzugsempfehlung wurde nach der rechtskräftigen Einstufung von Formaldehyd durch die EU-Kommission als „wahrscheinlich beim Menschen karzinogen in die **Gefahrenkategorie Carc. 1B** “ notwendig.

Die Stadtwerke machen das für Sie.

Anforderungen des Referentenentwurf TA-Luft 2017

Vollzugempfehlung Formaldehyd

Emissionen an Formaldehyd im Abgas gemäß Nr. 5.2.7.1.1 TA Luft dürfen **den Massenstrom 12,5 g/h** oder **die Massenkonzentration 5 mg/m³** nicht überschreiten.

Bislang gibt es keinerlei Erfahrungen, hoch diese Emissionen bei Gasturbinen liegen, da es für Formaldehyd keine Messauflage gab.

SW Lemgo hat Messungen bei AEG/GE Frame 3 (10 MWel.) sowie Rolls Royce 501 KB7S (5,2 MWel.) durchführen lassen.

Ergebnis: Massenkonzentration Formaldehyd < 1 mg/m³

Die Stadtwerke machen das für Sie.

Stadtwerke Lemgo

Stadtwerke Lemgo GmbH
Bruchweg 24, 32657 Lemgo
Telefon: 05261 255 - 0
E-Mail: info@stadtwerke-lemgo.de
www.stadtwerke-lemgo.de

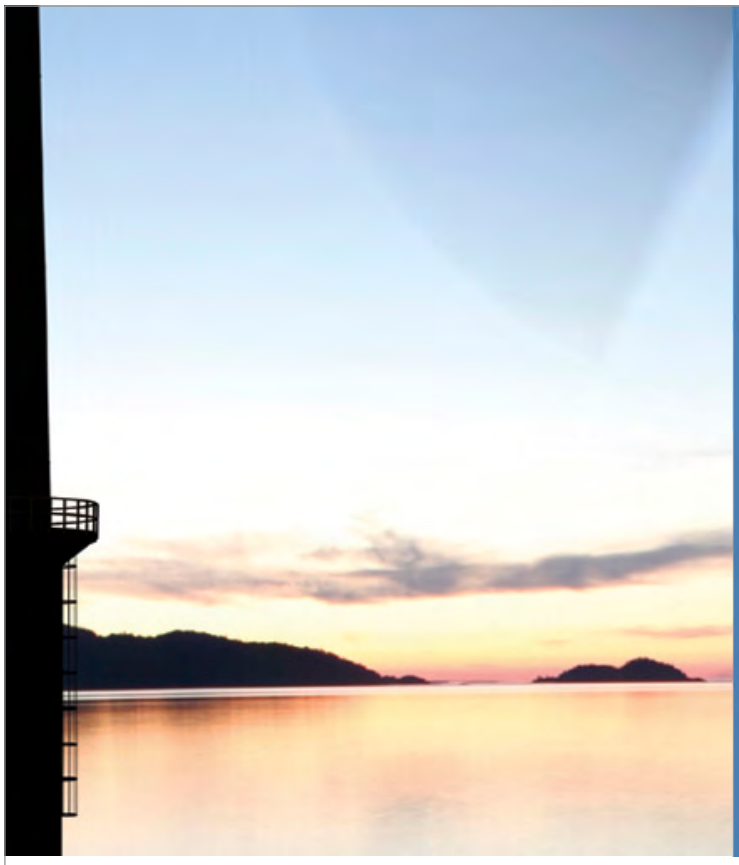
Novellierung des EEG und des Stromsteuergesetzes

Sebastian Franke,
Verband der Chemischen Industrie e.V.

Novellierung des EEG und des Stromsteuergesetzes

Sebastian Franke, Verband der Chemischen Industrie; 17. Mai 2017

VERBAND DER CHEMISCHEN INDUSTRIE e.V.
WIR GESTALTEN ZUKUNFT.
VCI



Agenda

1. EEG-Novelle
2. Novelle Energie- und Stromsteuergesetz

Bildnachweis hier eingeben

1 EEG-Novelle

Übersicht Novelle EEG 2017

- Ausweitung Ausschreibungssystematik für Förderung von EE-Anlagen
- Erste Ausschreibungsrunden für PV und Wind Offshore
- Beihilfenrechtliche Anpassung der Eigenstromregelung des EEG 2014
  - EU-KOM befristet 2014 Eigenstromregelung nur bis Ende 2017
  - Anschlussregelung für vollumfängliche Entlastung von Eigenstromanlagen und 60%ige Entlastung von Neuanlagen (EE- und KWK-Anlagen) im Fokus von Verhandlungen zwischen Bundesregierung und Generaldirektion Wettbewerb der EU-KOM

Pilotausschreibungen PV

Tabelle 1: Ausschreibungsergebnisse der ersten drei Gebotsrunden

	April 2015	August 2015	Dezember 2015
Ausgeschriebene Menge	150 MW	150 MW	200 MW
Eingereichte Gebote (Gebotsvolumen)	170 (715 MW)	136 (558 MW)	127 (562 MW)
Zuschläge (Zuschlagsvolumen)	25 (157 MW)	33 (159 MW)	43 (204 MW)
Gebotsausschlüsse (Ausschlussvolumen)	37 ≙ 21,8 % (144 MW ≙ 20,1	15 ≙ 11,0 % (33 MW ≙ 5,9 %)	13 ≙ 10,2 % (33 MW ≙ 5,9 %)
Ø Förderhöhe	9,17 ct/kWh	8,48 ct/kWh	8,00 ct/kWh
Höchstwert	11,29 ct/kWh	11,18 ct/kWh	11,09 ct/kWh
Zum Zeitpunkt der Ausschreibung geltende Förderhöhe	9,02 ct/kWh	8,93 ct/kWh	Nach EEG nicht mehr möglich
Preismechanismus	Pay-as-bid	Uniform pricing	Uniform pricing

Quelle: Bundesnetzagentur

Ausschreibungen nach EEG 2017

Technologie	Wind Offshore (04/17)	Solar (02/17)
Menge	1.490 kW	200.079 kW
Durchschnittlicher Zuschlagswert	0,44 ct/kWh	6,58 ct/kWh
Niedrigstes Gebot	0,00 ct/kWh	6,00 ct/kWh
Höchstes Gebot	6,00 ct/kWh	6,75 ct/kWh

Eigenstrom im EEG grundsätzlich: Begrenzung der EEG-Umlage (Änderungen und wichtigste Regelungen)

- § 61c – Keine EEG-Umlage bei Bestandsanlagen
  - Räumliche Nähe oder keine Durchleitung durch NdaV (wie EEG 2014)
  - Inbetriebnahme vor 01.08.2014 (wie EEG 2014)
  - Erneuerung, Erweiterung oder Ersetzung (< 30% Kapazitätserweiterung) nur bis zum 31. Dezember 2017 möglich **(NEU!)** (analog § 61 d ältere Bestandsanlagen)

- § 61d – Keine Umlage bei älteren Bestandsanlagen
  - Inbetriebnahme vor dem 1. September 2011 (wie EEG 2014)
  - Standortübergreifende Entlastung weiterhin möglich (nach Modernisierung nur noch ohne Nutzung eines Netzes d.a.V.) (wie EEG 2014)
  - Erneuerung, Erweiterung oder Ersetzung (< 30% Kapazitätserweiterung) nur bis zum 31. Dezember 2017 möglich) **(NEU!)**

Neu: Modernisierung/Ersetzung von Bestandsanlagen (§ 61e EEG)

- Modernisierung/Ersetzung von Bestandsanlagen nach dem 31.12.2017
  - Ohne Kapazitätserweiterung
    - Mit Fuel-Switch mittels einer noch nicht handelsrechtlich abgeschriebenen Anlage: 0% EEG-Umlage
    - Auch ohne Fuel-switch für noch in handelsrechtlicher Abschreibung unterliegenden oder EEG-geförderten Anlage: 0% EEG-Umlage
    - Ohne Fuel-Switch oder außerhalb der handelsrechtlichen Abschreibung: 20% EEG-Umlage
- Neue hocheffiziente KWK-Anlagen: 40% (wie EEG 2014)

Bestandsschutz Rechtsnachfolge und Übergänge

- Erhalt des Bestandsschutzes bei Rechtsnachfolge (§ 61f EEG)
- Erbfällen (privater häuslicher Bereich)
- Bestandschutz nur dann, wenn Rechtsnachfolge für ursprünglichen Eigenerzeuger vor dem 1.1.2017 stattgefunden hat
  - Ausdehnung auf industrielle Rechtsnachfolge erst kurz vor Verabschiedung des Gesetzes hinzugekommen
  - Ablösung des ursprünglichen Anlagenbetreibers der SEA und der selbst verbrauchten Stromverbrauchseinrichtungen vor dem 1.1.2017
    - Betrieb der SEA und der Verbrauchseinrichtungen an demselben Standort, an dem sie vom ursprünglichen LV betrieben wurden
    - Eigenerzeugungskonzept unverändert

Scheibenpachtmodelle

- BMWi bestand im gesamten Gesetzgebungsverfahren auf Beibehaltung Definition der Stromerzeugungsanlage im § 3 Nr. 43b
- Im Bundestagsverfahren wird ein Leistungsverweigerungsrecht (d.h. Nicht-Zahlung der EEG-Umlage) für Kraftwerksscheiben eingeführt
- Bedingungen:
  - Mit der Anlage wurde vor dem 1.8.2014 an einen LV Strom geliefert
  - Die Zahlung der EEG-Umlage würde sich auf 0% verringern, wenn der Letztverbraucher der Betreiber der Stromerzeugungsanlage wäre und
  - Die SEA ist nicht erneuert, ersetzt oder erweitert worden und
  - das Nutzungsrecht und das Eigenerzeugungskonzept bestehen unverändert fort (Gesetzesbegründung: „…das Nutzungskonzept grundsätzlich nicht geändert wurde;…“)

Friktionsloser Übergang in Besondere Ausgleichsregelung

- § 64 Abs. 5a EEG sieht erstmals die Einführung eines friktionslosen Übergangs von bestehenden Eigenstrommengen in die Besondere Ausgleichsregelung vor:
- Demnach können erstmalig auch nicht umlagepflichtige Strommengen in der Eigenerzeugung zur Berechnung der Stromkostenintensität herangezogen werden
- Zahlungspflicht der begrenzten EEG-Umlage für gesamten selbst verbrauchten Strom => Je nach Verhältnis von eigenerzeugtem und fremdbezogenem Strom kann sich ein Unternehmen dadurch besser stellen

Herausforderungen EEG und EEG-Umlage

- Weiter steigende Kosten
  - Keine Marktrisiken für Anlagenbetreiber durch gleitende Marktprämie
- Belastung des Input-Faktors Strom mit EEG-Umlage
- Hohe Industriestrompreise für nicht entlastete Unternehmen
- Regulatorische Unsicherheiten
- Marktsignale kommen nicht bei Verbraucher an (Flexibilisierungshemmnisse, Sektorenkopplung)
- **Lösung aus VCI-Sicht:**
  - Haushaltsfinanzierung von neuen EE-Anlagen
  - Ausreichend Steuereinnahmen vorhanden, konkreter Gegenfinanzierungsvorschlag nicht notwendig
  - Bisher gebaute Anlagen werden weiterhin über EEG-Umlage bezahlt
  - Umlage sinkt in 20 Jahren auf null Euro.

2 Novelle Energie- und Stromsteuergesetz

Novellierung Energiesteuer- und Stromsteuergesetz

Hintergrund der Novelle

- Auslaufen energiesteuerlicher Begünstigungen für Kraftstoffe (Erdgas und Flüssiggas) Ende 2018
- Aufforderung des Bundestags an Bundesregierung Gesetzesentwurf für Fortführung dieser Ermäßigungen vorzulegen

Wesentliche Inhalte

- Verlängerung der Steuerbegünstigung inkl. Gegenfinanzierung
- Umsetzung EU-beihilfenrechtlicher Anforderungen allgemeiner und besonderer Art
- Berücksichtigung von Anforderungen der zunehmenden Elektromobilität
- Aufnahme von Rechtsprechung

Problematik Staatliche Beihilfen (1)

Staatliche Beihilfen im Sinne des Stromgesetzes sind:

- Steuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG (Erneuerbare Energien)
- Steuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG (Anlagen bis 2 MW)
- Steuerermäßigung nach § 9 Abs. 2 StromStG (Schienenverkehr)
- Steuerermäßigung nach § 9 Abs. 3 StromStG (Landstrom)
- Steuerentlastungen nach § 9b und § 10 StromStG (prod. Gewerbe)
- Steuerentlastung nach § 9c StromStG (ÖPNV)

Problematik Staatliche Beihilfen (2)

Staatliche Beihilfen im Sinne des Energiesteuergesetzes sind:

- Steuerermäßigung nach §§ 3 und 3a EnergieStG (Begünstigte Anlagen)
- Steuerbefreiung nach § 28 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 StromStG (Biokraft- und Bioheizstoffe)
- Steuerentlastungen nach § 47a EnergieStG (Eigenverbrauch)
- Steuerentlastungen nach § 53a (KWK)
- Steuerentlastung nach §§ 54 und 55 EnergieStG (prod. Gewerbe)
- Steuerentlastung nach § 56 EnergieStG (ÖPNV)
- Steuerentlastung nach § 57 EnergieStG (Agrardiesel)

Staatliche Beihilfen (1)

- § 2a StromStG und § 3b EnergieStG:
- Die Inanspruchnahme einer zuvor genannten Steuerbegünstigung ist unzulässig, wenn derjenige, der den Strom/die Energieerzeugnisse verwendet hat,
  - eine Beihilfe erhalten hat, deren Unvereinbarkeit mit dem EU-Binnenmarkt durch die EU-Kommission festgestellt worden ist,
  - er von der national zuständigen Behörde zur Rückzahlung verpflichtet wurde
  - und er dieser Aufforderung nicht nachgekommen ist.

Staatliche Beihilfen (2)

- § 2a StromStG und § 3b EnergieStG:
- Die Inanspruchnahme einer zuvor genannten Steuerbegünstigung ist unzulässig, für Unternehmen in wirtschaftlichen Schwierigkeiten im Sinn
  - der Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung oder
  - der Leitlinien für staatliche Beihilfen zur Rettung und Umstrukturierung nichtfinanzieller Unternehmen in Schwierigkeiten
- Antragsstellung bereits unzulässig bei Unternehmen in Schwierigkeiten?
- Auswirkung in der Praxis?

Neuregelung Herstellerbetrieb

- **§ 26 EnergieStG: Eigenverbrauch**
  - Beschränkung der Steuerbefreiung auf innerhalb des Betriebsgeländes selbst hergestellte Energieerzeugnisse
  - Mischen von selbst hergestellten mit fremdbezogenen Energieerzeugnissen gilt nicht als Herstellung

- **§ 47a EnergieStG:**
  - Einführung einer teilweisen Steuerentlastung (Mindeststeuerbetrag) für fremdbezogene Energieerzeugnisse, die zu Zwecken nach § 26, § 37 Abs. 2 S. 1 Nr. 2, § 37 Abs. 2 S. 2 oder § 44 Abs. 2 EnergieStG verwendet worden sind.

Neuregelung § 53a EnergieStG

- **Steuerentlastung für gekoppelte Erzeugung von Kraft und Wärme (bislang §§ 53a und 53b EnergieStG)**
  - Redaktionelle Zusammenlegung von § 53a und § 53b EnergieStG
  - Vollständige Entlastung nur abzüglich darüber hinaus gewährter staatlicher Investitionsbeihilfen

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Herausgeber
ASUE Arbeitsgemeinschaft für
sparsamen und umweltfreundlichen
Energieverbrauch e.V.
Robert-Koch-Platz 4
10115 Berlin

Telefon 0 30 / 22 19 13 49-0
info@asue.de
www.asue.de

Grafik
hou lecoco werbeagentur, Essen

ASUE-Arbeitskreissitzung des
„Expertenkreises Gasturbinentechnik“
in Würzburg, 17. Mai 2017