

A thick, rounded orange horizontal bar is positioned on the left side of the slide.

# Gesamtvorhaben Fuel Switch @ EnBW

# Fuel Switch @ EnBW

## Agenda



1. Ausbau Erneuerbare Energien,  
Bedarf an disponibler Leistung und Fernwärme
2. Detaildarstellung Fuel Switch Projekte
3. Neue Technologien: Wasserstoff



# Entwicklung Kraftwerksstandorte

## Fuel Switch Projekte: Unsere disponible Energie der Zukunft



### Stuttgart-Münster

- Gasturbinenanlage mit 124 MWel und Abhitzedampferzeuger
- Stilllegung Kohlekessel K12, K15 und K25 und Gasturbinen GT 17/18
- Bivalente Heißwasserkessel zur Fernwärmeabsicherung
- Bau einer Großwärmepumpe



### Heilbronn

- GuD-Anlage mit 675 MWel und bis zu 190 MW Wärmeauskopplung
- Stilllegung Kohleblock HLB7 mit 778 MWel
- Gasgefeuerte Großwasserraumkessel und Wärmespeicher zur Flexibilisierung
- Umstellung des Dampfnetzes auf Heißwasser



### Altbach/Deizisau

- GuD-Anlage mit 665 MWel und bis zu 180 MW Wärmeauskopplung.
- Stilllegung Kombiblock HKW 2 mit 401 MWel
- Gasgefeuerte Großwasserraumkessel zur Fernwärmeabsicherung



Der Fuel Switch (von Kohle auf Gas) trägt zu einem ausgewogenen Portfolio aus Erneuerbaren und disponibler Leistung bei und steht in Einklang mit dem EnBW-Klimaneutralitätsziel 2035

## Deadline KWK-Förderung 31.12.26

- Resultiert in enger Zeitschiene für die Umsetzung der Fuel Switch Projekte
- Aus technischer Sicht muss die Inbetriebnahme in der Heizperiode erfolgen, daher Fristverlängerung der KWK-Förderung bis zum Ende der Heizperiode 2026/2027 sinnvoll

## Marktsituation

- Erhöhung von Marktpreisen und Lieferzeiten aufgrund gestörter Lieferketten und mangelnder Kapazitäten an Fachkräften und Material
- Besonders ausgeprägt im Anlagenbau sowie der Elektro- und Leittechnik



## Wechselbetrieb (HKW1 und HLB7)

- Wechselbetrieb komplexes Vorgehen durch Umschaltvorgänge und den Bedarf an Kühlwasser beim An- und Abfahren und um Blöcke vorzuhalten
- Zusätzliche Einsätze von HKW1 und HLB7, die den Inbetriebnahme-Ablauf behindern, führen zu Mehrkosten und Terminverzug

## Genehmigung

- Komplexe und lange Genehmigungsprozesse
- Bearbeitung einer Vielzahl an Großprojekten sorgt bei den Behörden zu Kapazitätsproblemen und längere Bearbeitungszeiten

1

EnBW: Ausbau Erneuerbare Energien, Bedarf an disponibler Leistung und Fernwärme

# Kohleausstieg bei EnBW seit 2013

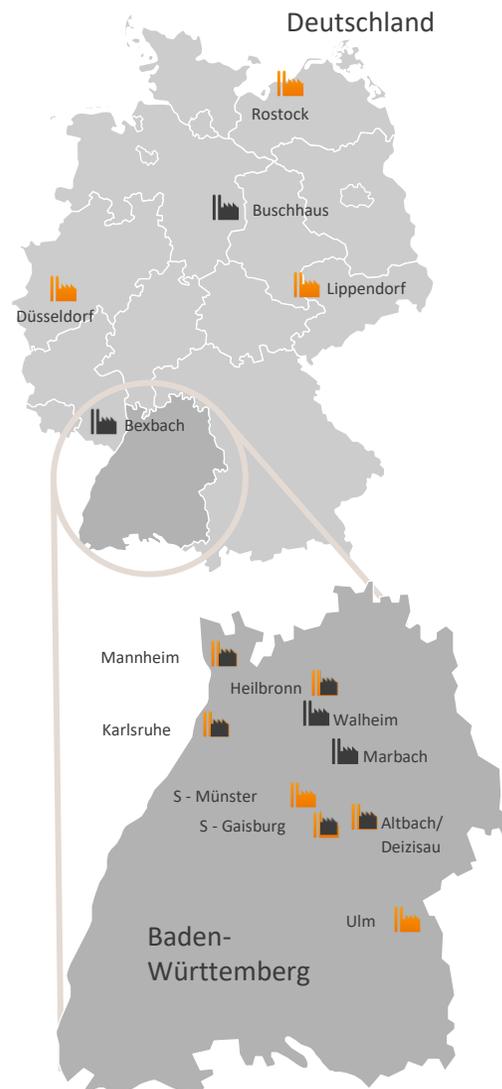
## Bereits umgesetzter Kohleausstieg und geplanter Fuel Switch

### Verkauf unwirtsch. Blöcke (880 MW)

	BS	MW	seit
<b>BEX<sup>1</sup></b>	SK	721	Jan. 2015
<b>BUS<sup>1</sup></b>	SK	159	Jan. 2014

### Netzreserveanlagen (1.704 MW)

	BS	MW	seit
<b>HLB 5</b>	SK	125	Apr. 2014
<b>HLB 6</b>	SK	125	Apr. 2014
<b>WAL 1</b>	SK	96	Jul. 2013
<b>WAL 2</b>	SK	148	Jul. 2013
<b>ALT HKW 1</b>	SK	433	Mrz. 2017
<b>RDK 4S</b>	GAS	353	Dez. 2016
<b>MAR GT II</b>	HEL	77	Jul. 2013
<b>MAR GT III</b>	HEL	85	Jul. 2013
<b>MAR DT III</b>	HEL	262	Jul. 2013
<b>GKM 7<sup>1</sup></b>	SK		Mai 2020



EnBW hat sich bereits von 8 kohlegefeuerten Blöcken getrennt.

9 Blöcke in Netzreserve mit genehmigter Systemrelevanz bis 31.03.23 bzw. 31.03.25

### EnBW Fuel Switch

#### Bereits erfolgter Fuel Switch

	Kraftwerk	MW <sub>el</sub>	IBN
<b>GAI</b>	HKW	30	2018
<b>SWD<sup>1</sup></b>	Block F (GuD)	600	2016
<b>FUG<sup>1</sup></b>	Biom.-HKW I	10	2004
<b>FUG<sup>1</sup></b>	Biom.-HKW II	5	2013

#### Fuel Switch Optionen

	Kraftwerk	MW <sub>el</sub>	IBN
<b>STU</b>	2 GT	124	2025
<b>HLB</b>	GuD	675	2026
<b>ALT</b>	GuD	665	2026

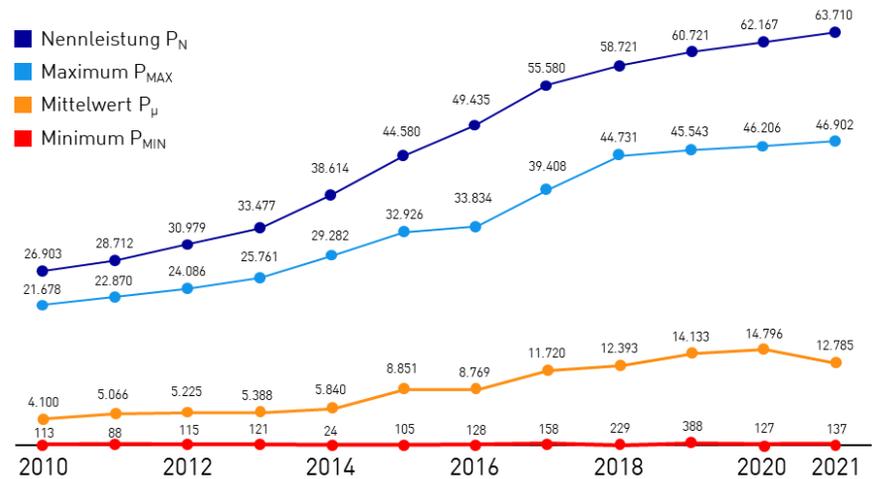
<sup>1</sup> Beteiligungen

# EE Ausbau und Bedarf an disponibler Leistung

## Steigende Volatilität bedarf mehr Flexibilität

### Windkraftproduktion in Deutschland von 2010 bis 2021:

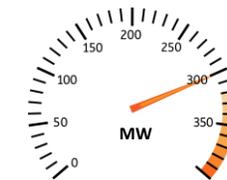
in MW



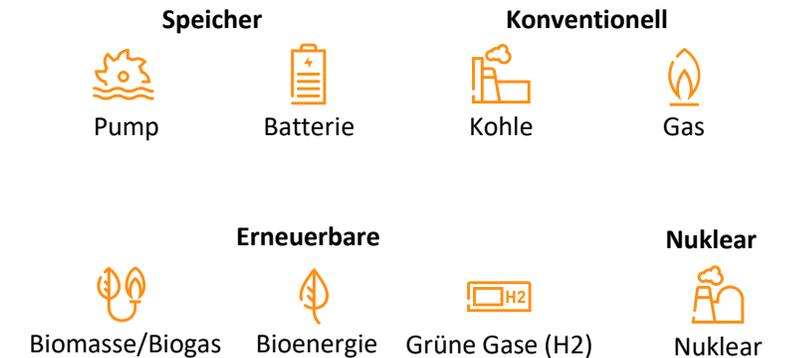
### Steigender Bedarf an Flexibilität

- Steigende Volatilität im System
- Kurzfristige Lösung bislang Kraftwerksreserven
- Langfristige Bereitstellung durch Zubau von Speichern und Gaskraftwerken
- Investitionen > 10 Mrd. EUR in Deutschland bis 2030

Wir benötigen regelbare Stromerzeugung:



### Disponible Leistung

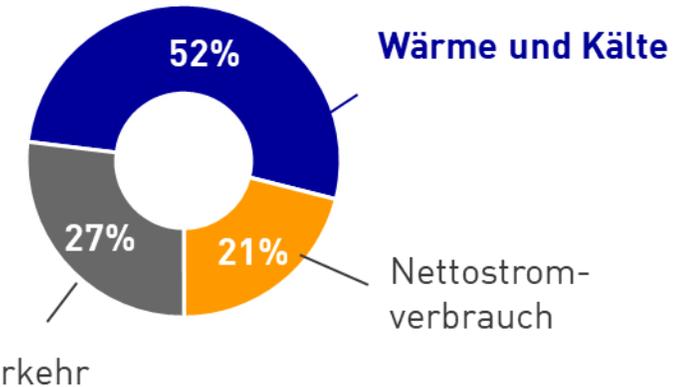


# Zukunft Fernwärme

## Fernwärme als Treiber der Wärmewende in Städten

### Mehr als die Hälfte des Energiebedarfs entfallen auf Wärme und Kälte

- › Der **Energiebedarf für Wärme und Kälte** ist so groß wie der Energiebedarf im **Verkehrssektor** und der **Nettostrombedarf** zusammen
- › Die **Dekarbonisierung des Wärmesektors** ist der **wesentliche Erfolgsfaktor** für das Gelingen der **Energiewende**
- › In Baden-Württemberg gibt es mehr als **2 Mio. Bestandswohngebäude**, die im Rahmen der Wärmewende **vollständig energetisch saniert** werden müssen



Quelle: Agentur für erneuerbare Energien 2021

### Fernwärme in Ballungszentren als Treiber der Wärmewende

- › Alle wesentlichen Studien sehen einen **starken Ausbau der Fernwärmeversorgung** in städtischen Ballungszentren vor
- › In der Fernwärmeversorgung werden mit der **Dekarbonisierung der Erzeugung** schnell CO<sub>2</sub>-Emissionen reduziert
- › Ein signifikanter **Ausbau der Fernwärmesysteme** ist **volkswirtschaftlich die günstigste Dekarbonisierungsoption**. Dennoch erfordert dieser erhebliche Investitionen und eine Bereitstellung entsprechender Fördermittel



# Ausbau der erneuerbaren Energien geht mit der Modernisierung der regelbaren Kraftwerksleistung einher



Bis 2035 strebt die EnBW Klimaneutralität an. Der Rückzug aus der Kohleverstromung erfolgt schrittweise, sofern die regulatorischen Rahmenbedingungen stimmen.



Bis 2030 wächst der Anteil der erneuerbaren Energien am Kraftwerkportfolio der EnBW auf mehr als 70 Prozent. Dafür investiert sie massiv vor allem in den Ausbau von Wind offshore und onshore sowie PV.



Deutschland braucht weiter regelbare Kraftwerkskapazitäten als Ergänzung zu den wetterabhängigen erneuerbaren Energien. Deshalb baut die EnBW an den bisherigen Kohlestandorten Altbach/Deizisau, Stuttgart-Münster und Heilbronn wasserstofffähige Gaskraftwerke.



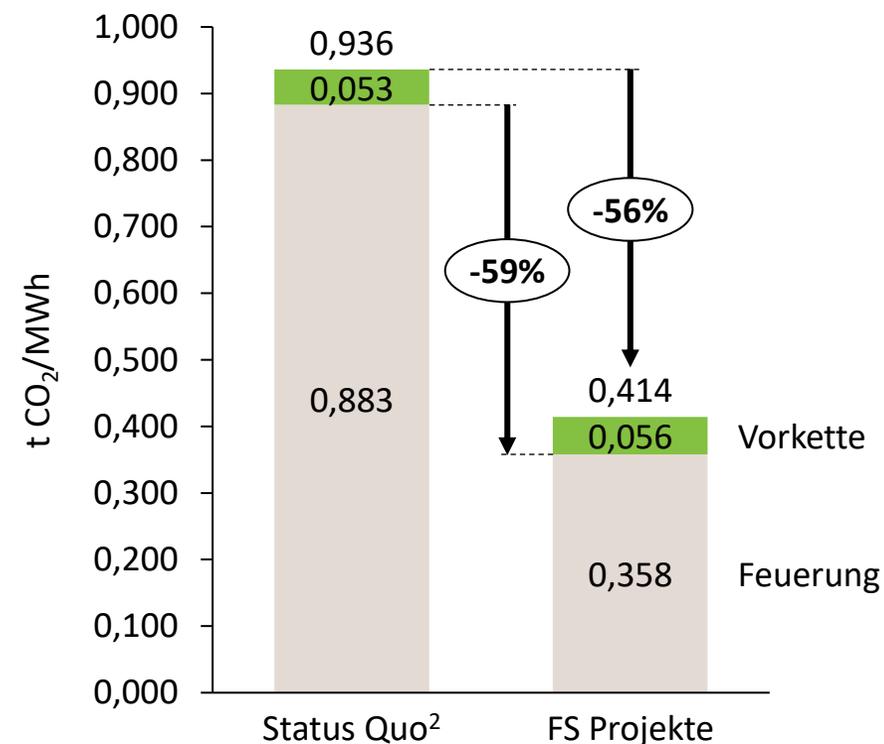
Für eine dekarbonisierte Zukunft ist das Gashandels-geschäft der EnBW zentral. Es ist der Nukleus für ihr künftiges Grüne-Gase-Geschäft.



# EE Ausbau und Bedarf an disponibler Leistung

## Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emission durch Fuel Switch

- Erdgas ist gegenüber Steinkohle deutlich klimaschonender. Das gilt auch unter Berücksichtigung der Vorkettenverluste aus Förderung, Verarbeitung und Transport der fossilen Energieträger.
- Durch niedrigere CO<sub>2</sub>-Intensität von Erdgas und verbessertem Wirkungsgrad kann eine Megawattstunde Strom gegenüber Status Quo mit 59% weniger CO<sub>2</sub>-Ausstoß erzeugt werden.
- Unter Berücksichtigung der Vorkettenverluste steigt die Einsparung auf 56%. Hierbei sind z.B. Methanverluste und Einfluss der LNG-Importe in CO<sub>2</sub>-Äquivalente umgerechnet.
- Der verbleibende jährliche CO<sub>2</sub>-Ausstoß der drei Standorte sinkt damit von bisher 7,1 Millionen Tonnen<sup>1</sup> auf jährlich etwa 2,5 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>.
- Für sonstige Schadstoffe (Stickoxide, Schwefeloxide, Staub, und Quecksilber) ergeben sich durch den Brennstoffwechsel und den Einsatz moderner Technologie deutliche Reduzierungen.



Die Fuel Switch-Projekte sind die entscheidende Maßnahme zur Erreichung des CO<sub>2</sub>-Reduktionspfades bei gleichzeitigem Erhalt eines disponiblen Erzeugungsportfolios.

<sup>1</sup> Durchschnitt 2018-2021; <sup>2</sup> Status Quo – Betrachtung der zu ersetzenden Anlagen (HKW2+GTE / HLB 7 / Kohlekessel MUE)

# Detaildarstellung der Fuel Switch Projekte

A thick, horizontal orange bar with rounded ends, positioned on the left side of the slide.

Subline | Referent  
Datum, Ort

# Technische Beschreibung – Fuel Switch @ Heilbronn



Errichtung der neuen Gas- und Dampfturbinenanlage Block 8 auf dem Gelände östlich des Blockes 7

GuD-Anlage	675 MW <sub>el</sub> 190 MW <sub>th</sub>
Heißwasserkesselanlage	4 Kessel mit jeweils ca. 40 MW <sub>th</sub>
Wärmespeicher	600 MWh
Kommerzieller Betrieb	ab ca. Q3/2026
Wasserstoff (H <sub>2</sub> ) Einsatz	20 % 100% ab 2035 möglich
Kühlung	Kreislaufkühlung Bestandskühlturm
Wirkungsgrad (GT)	> 60%
Brennstoffnutzungsgrad	> 70%

# Einbindung in den Standort und Status-Quo in Heilbronn



## Status Quo Anlagen am Standort

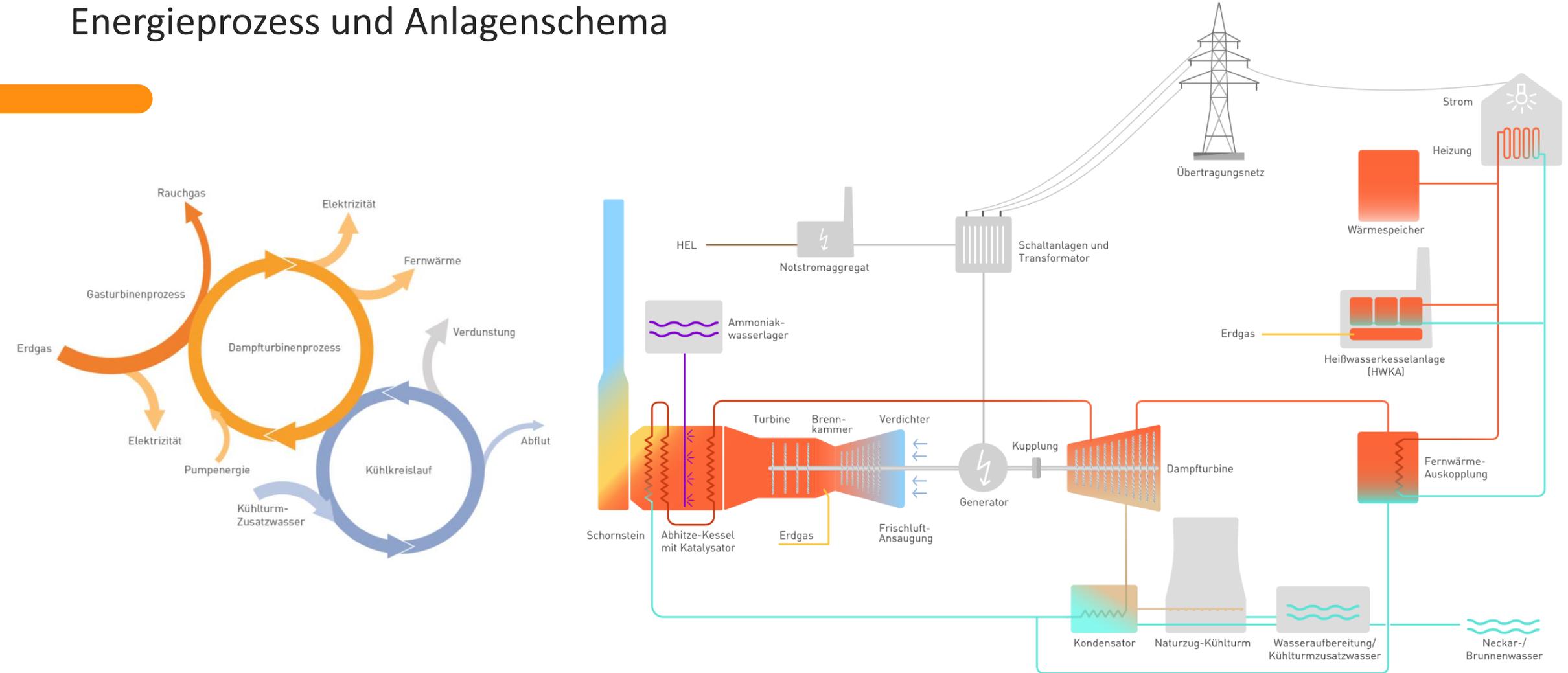
- 1 Kohleblock HLB 7, 778 MW<sub>el</sub> im Markt
- 2 Kohleblöcke HLB 5/6, 125 MW<sub>el</sub> in Netzreserve
- 3 Hilfisdampferzeuger 2 (Elektro-Hide) 62MW<sub>th</sub>
- 4 Kohle Hilfisdampferzeuger 115 MW<sub>th</sub>
- 5 Hilfisdampferzeuger 3, 45 MW<sub>th</sub>, im Rahmen Fuel Switch Erweiterung auf 182 MW<sub>th</sub>
- 6 Batteriespeicher-Anlage, 2 Container á 2,5 MWh Lithium-Ionen-Akku, Leistung 6 MVA.
- 7 FW-Versorgung, 2 Teilsysteme (Heißwasser- und Dampfnetz), Wärmeleistung rd. 380.000 MWh<sub>th</sub>/a.



Die GuD-Anlage entsteht auf einer Freifläche im nördlichen Teil des Kraftwerksgeländes. Hierdurch kann der durch BNetzA geforderte Parallelbetrieb mit HLB7 während der Inbetriebsetzung gewährleistet werden.

# Technisches Konzept der geplanten Fuel Switch-Anlage

## Energieprozess und Anlagenschema



Höchste Wirkungsgrade und geringe Wärmeeinleitung durch Kombination des Gasturbinen- und Dampfturbinenprozesses mit der bestehenden Kreislaufkühlung.



## Genehmigung



- 1. TG BImSchG im Mai 2024 erwartet; Vorab Erteilung vorzeitiger Beginn
- B-Plan-Verfahren: Unterschrift der städtebaulichen Verträge erfolgt, Satzungsbeschluss im Juli 2023 erfolgt

## Baufort - schritt



- Investitionsentscheidung Ende März 2022 getroffen
- Vergabe der GuD-Anlage inkl. Nebenanlagen an Konsortium aus General Electric / Sener / Bonatti erfolgt
- 80% des Projektvolumens zwischenzeitlich vergeben
- Beginn bauvorbereitender Maßnahmen, sowie Herstellen der BE-Flächen im Januar 2024
- Anschluss und Ausstattung Containerdorf fertiggestellt
- Beginn Herstellung Bohrpfähle seit April 2024, ca. 350 der Pfähle sind hergestellt



Übersicht Baufeld (08.05.2024)



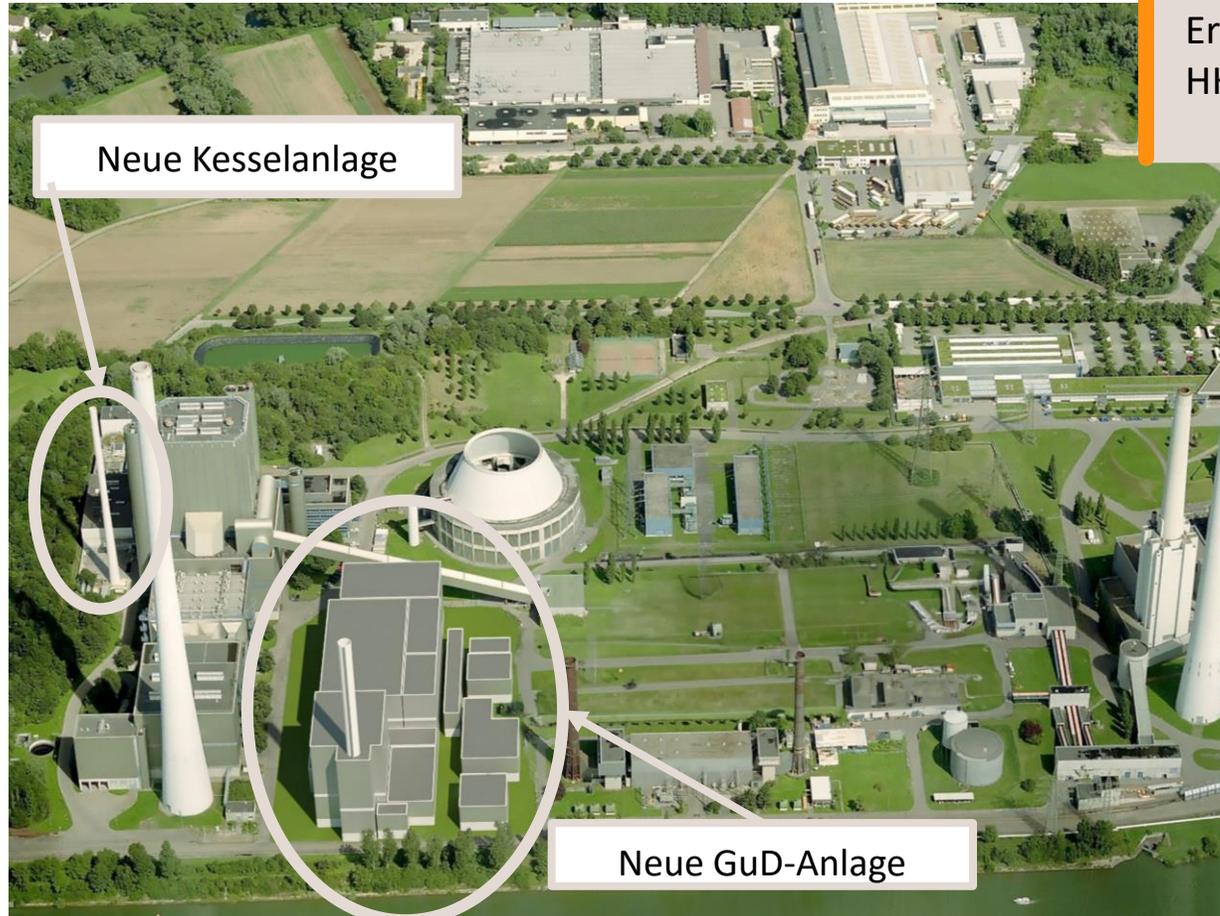
Bohrgerät im Einsatz (04/2024)



Teil des Innengehäuses der Gasturbine HLB8 im Werk Belfort (29.04.2024)

Fertigung der Gasturbine HKW3 im Werk Belfort (29.04.2024)

# Technische Beschreibung – Fuel Switch @ Altbach/Deizisau



Errichtung der neuen Gas- und Dampfturbinenanlage Block 3 östlich HKW 1 auf Kohlelager 1/3

GuD-Anlage	665 MW <sub>el</sub> 180 MW <sub>th</sub>
Heißwasserkesselanlage	3 Kessel mit jeweils ca. 40 MW <sub>th</sub>
Kommerzieller Betrieb	ab ca. Q3/2026
Wasserstoff (H <sub>2</sub> ) Einsatz	20 % 100% ab 2035 möglich
Kühlung	Kreislaufkühlung Bestandskühlturm
Wirkungsgrad (GT)	> 60%
Brennstoffnutzungsgrad	> 70%

# Einbindung in den Standort und Status-Quo in Altbach / Deizisau



## Status Quo Anlagen am Standort

- Kohleblock HKW 1:  
443 MW<sub>el</sub> in Netzreserve
- Kohleblock HKW 2:  
336 MW<sub>el</sub> im Markt
- GT E:  
65 MW<sub>el</sub> im Markt
- GT-A/GT-B/ GT-C:  
50/57/81 MW<sub>el</sub> im Markt
- Elektrokessel in HKW 1:  
2 x 50 MW<sub>th</sub>



## Genehmigung

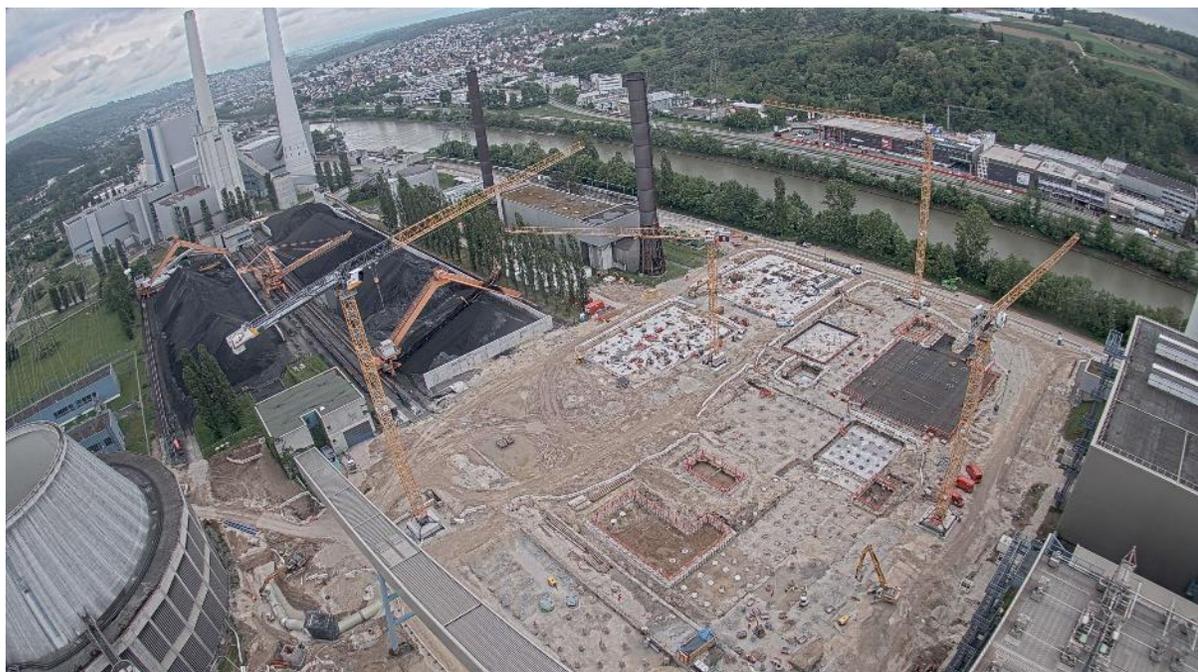


- 1. TG BImSchG liegt seit Mitte Januar vor, Bescheid zum vorzeitigen Beginn seit September
- Wasserrechte, u. a. für Pfahlgründung und Kanalarbeiten liegen ebenfalls vor
- Spatenstich und Beginn des offiziellen Baubeginns war am 06. November 2023.

## Baufort - schritt



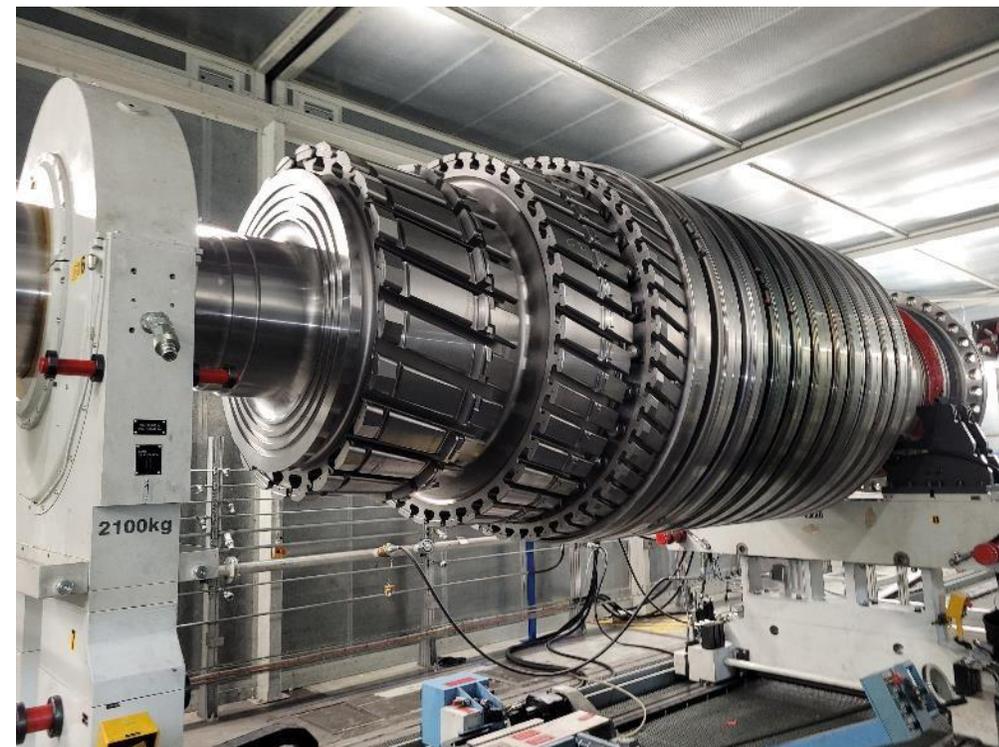
- Umbau Kohlelager und Bandanlagen abgeschlossen
- Maßnahmen zur Baufeldvorbereitung, u. a. Bodenaushub, Entwässerung, etc. mit Bescheid zum vorzeitigen Beginn seit September umgesetzt
- Aushub und Montage Kühlwasserleitungen, Fernwärme und Gasleitung
- Herstellen der BE-Flächen
- Anschluss und Ausstattung Containerdorf fertiggestellt
- Herstellung Bohrpfähle mit bis zu 6 Bohrgeräten von Mitte Januar bis Mitte April 2024
- Herstellung Schornsteinfundament und Ankerkorb HWKA im März
- Stellen des Schornsteins HWKA im Mai abgeschlossen



Übersicht Baufeld (08.05.2024)



Erstes Schornsteinsegment HWKA (03.05.2024)



Verdichterteil des Rotors der Gasturbine HKW3im Werk Belfort (29.04.2024)

Fertigung der Gasturbine HKW3im Werk Belfort (29.04.2024)

4

A horizontal orange bar with rounded ends, positioned to the left of the text.

Neue Technologien: Wasserstoff @ EnBW

# Perspektive Wasserstoff

## H<sub>2</sub>-Readiness ist Grundlage für Zukunftsfähigkeit des Fuel Switch

- Fuel Switch-Anlagen sind **nicht auf die Verbrennung von Erdgas festgelegt**; daher **kein Hindernis** für die zukünftige vollständige **Klimaneutralität** (bis 2035)
- **Beimischung** von bis zu 20% **grünem Wasserstoff** zur Verbesserung der CO<sub>2</sub>-Bilanz **ab Inbetriebsetzung** der Anlagen möglich
- **Erdgas** nur für **Übergangszeit** als Brennstoff vorgesehen. Ziel der **Umstellung auf 100% Wasserstoff** Mitte der 2030er Jahre ist technisch möglich
- EnBW geht hierbei von einer **überregionalen H<sub>2</sub>-Infrastruktur** aus. „Süddeutsche Erdgasleitung“ als vorgelagertes Gasnetz wird als Teil des geplanten H<sub>2</sub>-Backbonesystems **„H<sub>2</sub>-ready“** ausgelegt



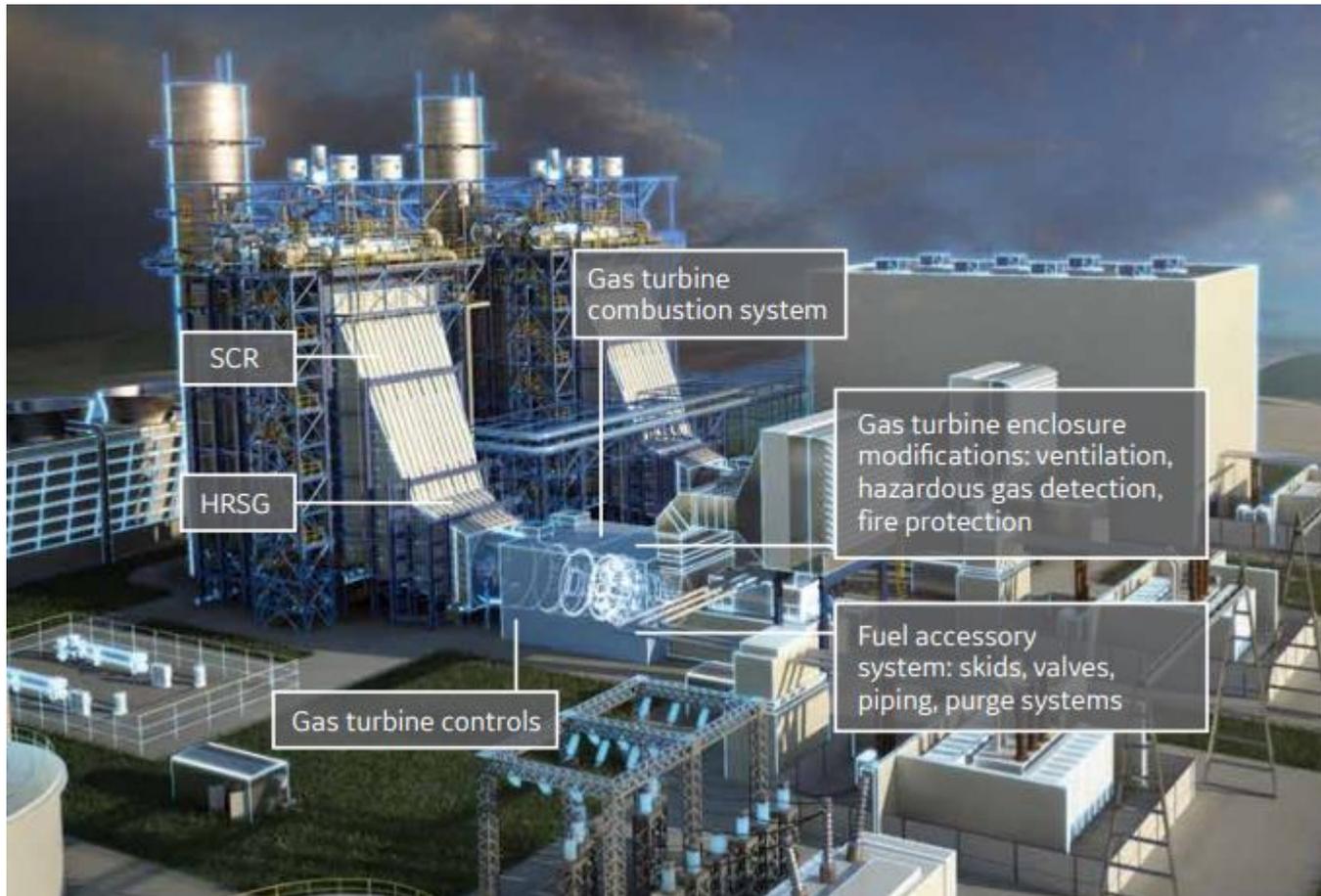
Quelle: GE Gas Power



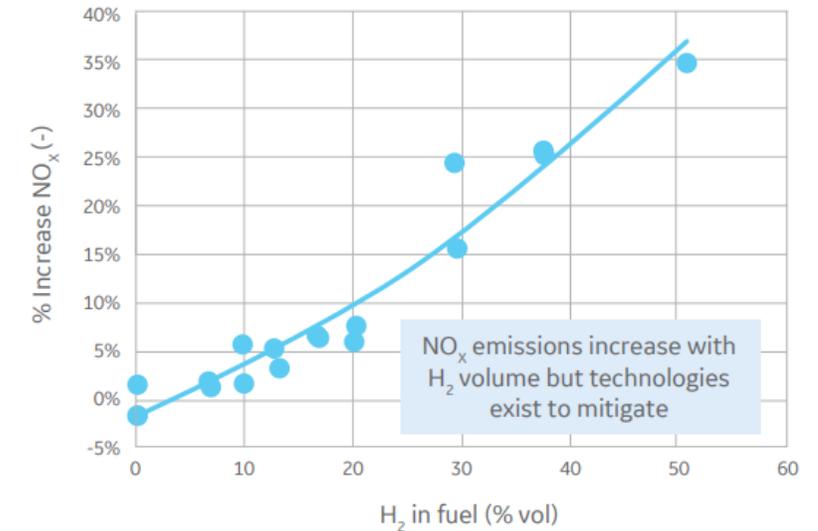
Durch die vorgesehene Umstellung der Fuel Switch-Anlagen auf grünen Wasserstoff kann das gesetzte Ziel der Klimaneutralität auch für die disponible Erzeugung erreicht werden

# Perspektive Wasserstoff Umstellung der Anlage

## Einfluss der Umstellung auf die Anlage



Quelle: GE White Paper „Hydrogen for power generation“

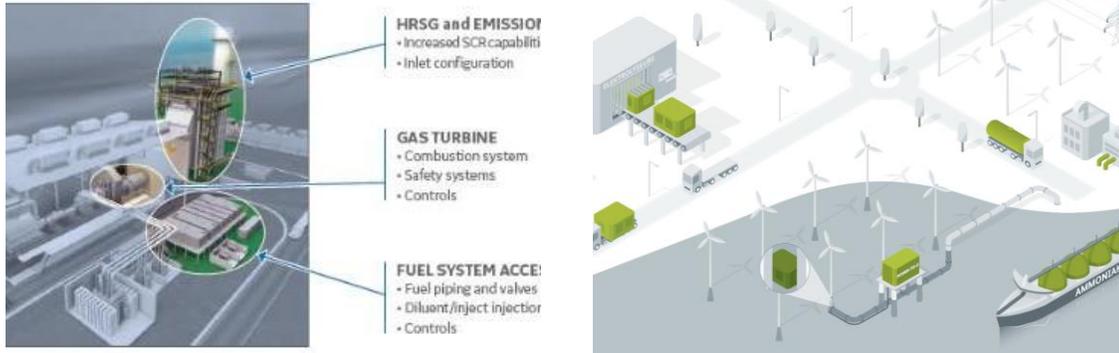


**FIGURE 19:** Impact of H<sub>2</sub> on NO<sub>x</sub> emissions on a gas turbine

*Note: This is based on preliminary laboratory data assuming hydrogen blended with natural gas. Actual NO<sub>x</sub> emissions may vary based on multiple factors including fuel composition, combustion operating parameters, etc.*

## NO<sub>x</sub>-Emissionen steigen mit Wasserstoff-Anteil

## H<sub>2</sub>-ready: Weichenstellung für die Zukunft



### FuelSwitch – H<sub>2</sub>-ready

- < 30 Vol-% H<sub>2</sub> ab 2025 möglich
- **100 Vol-% H<sub>2</sub> ab 2035**
- Betrieb HLB 8 mit 100% H<sub>2</sub>: Offshore-Wind-Park mit ca. 3 GW und ein Elektrolyseur gleicher Leistung zur Produktion des H<sub>2</sub> erforderlich

### Forschungsvorhaben

- **H<sub>2</sub>-Leitprojekte BMBF** (H<sub>2</sub>-Mare mit Versuchsplattform bis 2025)
- Gasturbinenhersteller entwickeln Verbrennungssysteme für 100 % H<sub>2</sub> bis 2030

### Demonstrationsvorhaben

- Aktuell **Reallabore der Energiewende** vom BMWK bis ca. 2025 gefördert
- EnBW Beteiligung H<sub>2</sub>-Wyhlen, Energiepark Bad Lauchstädt (5–30 MW Elektrolyse)

### Pilotprojekt

- HyTech Hafen Rostock: Errichtung **100 MW Elektrolyseur** (6.500 t/a H<sub>2</sub>; IBN 2026)
- Ausbaupotenzial bis zu 1 GW
- Strombezug: grüne PPA von Offshore-Windparks
- Transformation Kraftwerksstandorts Rostock (KNG)