

3. Beschreibung des Vorhabens und der Alternativen

Inhaltsverzeichnis

3.1	Derzeitiger Genehmigungsstand (Status quo)	3
3.2	Vorhaben 1.100 MW Steinkohleblock (geplante Änderung)	5
3.2.1	Dampferzeuger und Entstickungsanlage	7
3.2.2	Rauchgasreinigung (RGR).....	7
3.2.3	Aufbereitung des Abwassers aus der Rauchgasentschwefelungsanlage (REA- Abwasser-Aufbereitungsanlage - RAA)	8
3.2.4	Stromerzeugung.....	8
3.2.5	Fernwärmeerzeugung	9
3.2.6	Hilfskesselanlage	9
3.2.7	Energieableitung	9
3.2.8	Rückkühlanlage.....	9
3.2.9	Nebenanlagen.....	10
3.2.10	Einsatzstoffe.....	11
3.2.11	Betriebsweise.....	12
3.2.12	Technische Daten des Vorhabens 1.100 MW Steinkohleblock	12
3.3	Alternativen	14
3.3.1	1.100 MW GuD-Anlage (Gas- und Dampfturbinen-Anlage).....	14
3.3.1.1	Anlagen- und Verfahrensbeschreibung.....	16
3.3.1.2	Brennstoffversorgung.....	17
3.3.1.3	Wasser – Dampf - Kreislauf	18
3.3.1.4	Stromerzeugung.....	18
3.3.1.5	Fernwärmeerzeugung	18
3.3.1.6	Hilfskesselanlage	18
3.3.1.7	Energieableitung	19
3.3.1.8	Rückkühlanlage.....	19
3.3.1.9	Bautechnische Ausführung und Nebenanlagen.....	19
3.3.1.10	Einsatzstoffe und Anlieferkonzept.....	20
3.3.1.11	Technische Daten der Alternative 1.100 MW GuD-Anlage.....	21
3.3.2	Nullvariante (Weiterbetrieb der Blöcke 1-3)	22
3.3.2.1	Anlagen- und Betriebsbeschreibung	23
3.3.2.2	Einsatzstoffe und Anlieferkonzept.....	24
3.3.2.3	Technische Daten der Nullvariante	25
3.4	Spezifische Daten der Gesamtanlage für das Vorhaben und die Alternativen	25
3.5	Verkehrsaufkommen	27
3.6	Energieableitung	29

3.7 Verzeichnis der verwendeten Unterlagen..... 31

Verzeichnis der Tabellen

Tab. 3. -1: Hauptdaten der im Kraftwerk Staudinger derzeit vorhandenen Kraftwerksblöcke..... 3

Tab. 3. -2: Technische Daten: *Vorhaben 1.100 MW Steinkohleblock*..... 12

Tab. 3. -3: Technische Daten Dampferzeuger und Feuerung: *Vorhaben 1.100 MW Steinkohleblock*..... 13

Tab. 3. -4: Technische Daten des Hilfsdampferzeugers: *Vorhaben 1.100 MW Steinkohleblock*..... 13

Tab. 3. -5: Technische Daten Kühlturm: *Vorhaben 1.100 MW Steinkohleblock*..... 13

Tab. 3. -6: Technische Daten: *Alternative 1.100 MW GuD-Anlage*..... 21

Tab. 3. -7: Technische Daten des Abhitzedampferzeugers je Block: *Alternative 1.100 MW GuD-Anlage* 21

Tab. 3. -8: Technische Daten des Hilfsdampferzeugers: *Alternative 1.100 MW GuD-Anlage*..... 22

Tab. 3. -9: Technische Daten des Kühlturms: *Alternative 1.100 MW GuD-Anlage* 22

Tab. 3. -10: Hauptdaten der Kraftwerksblöcke: *Vorhaben 1.100 MW Steinkohleblock*..... 25

Tab. 3. -11: Hauptdaten der Kraftwerksblöcke: *Alternative 1.100 MW GuD-Anlage*..... 26

Tab. 3. -12: Hauptdaten der Kraftwerksblöcke: *Alternative Nullvariante* 26

Tab. 3. -13: Hauptdaten der Kraftwerksblöcke: *Resultierendes Verkehrsaufkommen*..... 28

Verzeichnis der Abbildungen

Abb. 3. -1: Lageplan Status quo..... 4

Abb. 3. -2: Lageplan des Vorhabens 1.100 MW Steinkohleblock (Block 6) 6

Abb. 3. -3: *Alternative 1.100 MW GuD-Anlage*..... 15

Abb. 3. -4: Lage der geplanten 380-KV-Leitung zum Umspannwerk Großkrotzenburg... 30

3. Beschreibung des Vorhabens und der Alternativen

3.1 Derzeitiger Genehmigungsstand (Status quo)

Die E.ON Kraftwerke GmbH (EKW) betreibt am Standort Staudinger in Großkrotzenburg am Main das Kraftwerk Staudinger (KWS) mit derzeit fünf Blöcken. Konzipiert sind die Blöcke 1 bis 3 für den Einsatz in der Mittellast und der Block 4 für den Spitzenlastbereich. Block 5 arbeitet vorwiegend in der Grundlast. Die von den Blöcken erzeugte elektrische Energie wird über die auf dem Kraftwerksgelände gelegene Freiluftschaltanlage in das öffentliche Versorgungsnetz eingespeist.

Die Hauptkennziffern der einzelnen Blöcke gem. dem derzeitigen Genehmigungsstand (Status quo) sind in Tab. 3. -1 zusammengestellt. Die Abb. 3. -1 zeigt einen Lageplan des KWS.

Tab. 3. -1: Hauptdaten der im Kraftwerk Staudinger derzeit vorhandenen Kraftwerksblöcke

Indikator	Einheit	Status quo				
		Block 1	Block 2	Block 3	Block 4	Block 5
Stammdaten (Genehmigungs- bzw. Auslegungswerte)						
Primärbrennstoff	-	Steinkohle			Erdgas/ Heizöl	Steinkohle
Sekundärbrennstoff		Petrolkoks	-	Petrolkoks	-	Petrolkoks Klärschlamm
Lastbereich	-	Mittellast			Spitzenlast	Grundlast
Inbetriebnahmejahr	-	1965	1965	1970	1977	1992
genehmigte Feuerungswärmeleistung	MW _{th}	nicht reglementiert		881	1.611	1.370
elektr. Nettoleistung	MW _{el}	249	249	293	622	510
Summe elektr. Nettoleistung	MW _{el}	1.923 (1.674 ohne Block 2)				
auskoppelbare Fernwärmeleistung	MW _{th}	50	-	-	-	300
Leistungsdaten für das Referenzjahr 2007						
elektr. Nettowirkungsgrad	%	36,9	Kaltreserve	37,4	38,8	41,4
Nettostromerzeugung	GWh	1.022		1.193	814	3.126
Fernwärmeerzeugung	GWh	1,54		-	-	144,19
Durchschnittliche Fernwärmeleistung	MW _{th}	7,3		-	-	18,4
Spitzenwerte Fernwärmeleistung	MW _{th}	13,8		-	-	61,8

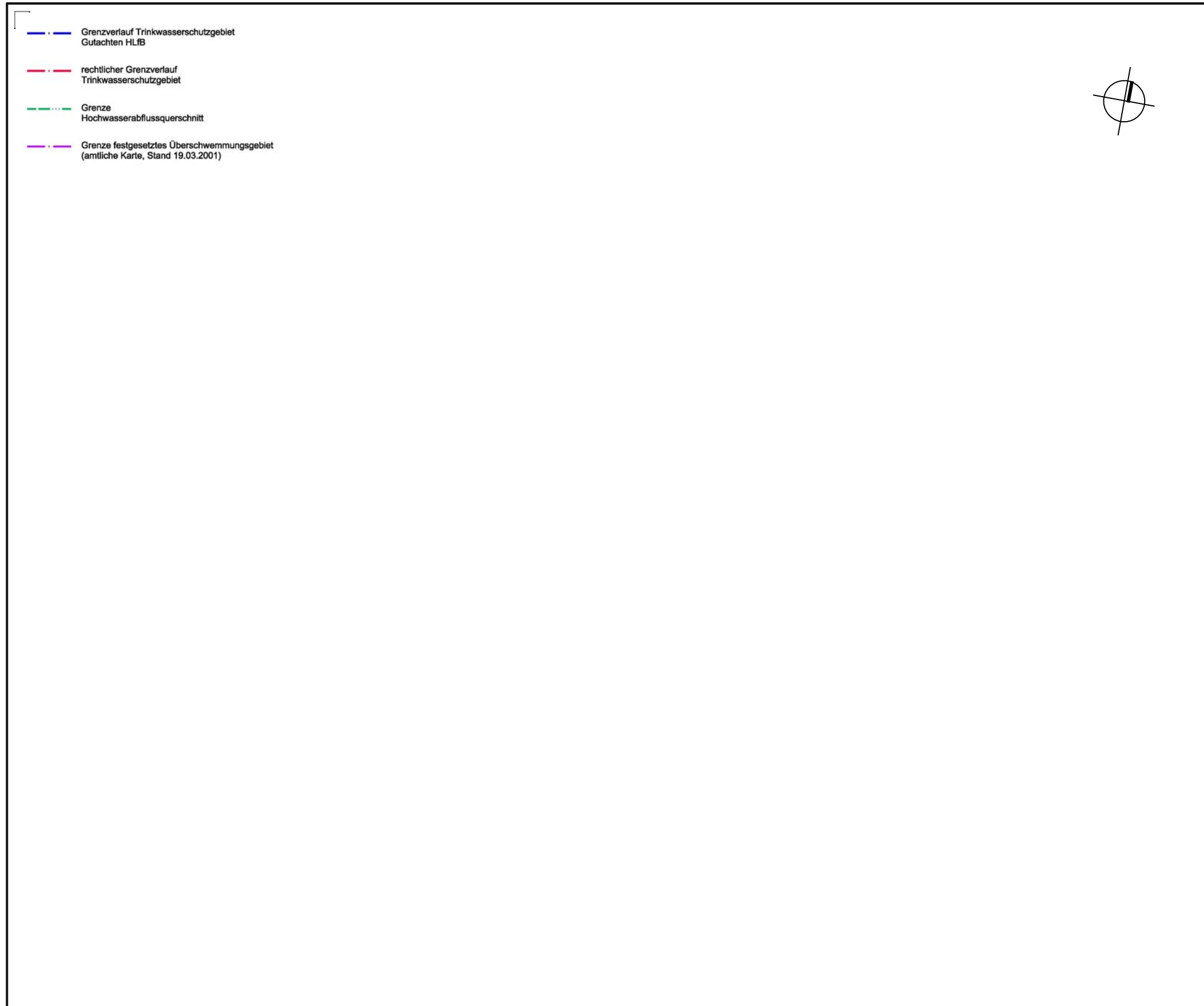


Abb. 3. -1:
Lageplan Status quo

3.2 Vorhaben 1.100 MW Steinkohleblock (geplante Änderung)

Die geplante wesentliche Änderung des KWS umfasst die Errichtung und den Betrieb eines neuen, steinkohlebefeuerten Kraftwerkblocks (Block 6) mit einer elektrischen Nettoleistung von 1.050 MW (im Folgenden als 1.100 MW Steinkohleblock bezeichnet). Der Rückbau der Blöcke 1 - 3 erfolgt nach einem separaten immissionsschutzrechtlichen Verfahren. Die Inbetriebnahme des neuen Blocks 6 ist für 2013 geplant.

Die Abb. 3. -2 zeigt den Lageplan für das Vorhaben eines 1.100 MW Steinkohleblocks. Hinsichtlich der Versorgungsaufgabe ist für das Vorhaben von folgenden Randbedingungen auszugehen:

- Auslegung für Kreislaufwasserkühlung bei +13°C mittlerer Umgebungstemperatur,
- Integration der Anlagen in den bestehenden Kraftwerksstandort, d.h. teilweise Nutzung von vorhandener Infrastruktur und Systemen,
- die maximale Feuerungswärmeleistung beträgt 2.350 MW,
- Netto-Wirkungsgrad (Auslegungsfall & Kühlturbetrieb) von 45,5 %,
- max. 300 MW Fernwärmeauskopplung.

Für die Auslegung des Dampferzeugers wurden Kohlequalitäten zugrunde gelegt, wie sie sowohl im Inland als auch auf dem Weltmarkt zur Verfügung stehen. Die vorgesehenen Steinkohlen werden durch folgende Parameter charakterisiert:

- Heizwert 22,5 bis 28,3 MJ/kg
- Aschegehalt 6,6 – 16 %
- Schwefelgehalt 0,3 – 2 %

Im Rahmen der Anlagenerneuerung werden am Standort 5 Hilfskessel mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von max. 200 MW errichtet. Die Hilfskessel werden ausschließlich mit Erdgas betrieben. Der Betrieb der Hilfskessel wird bei Stillstand und zum Anfahren des Kraftwerkes notwendig. Beim Blockstillstand wird mit den Hilfskesseln die Fernwärmeversorgung besichert.

Der geplante Block lässt sich entsprechend der Verfahrenstechnik in folgende Betriebseinheiten untergliedern:

- Dampferzeuger und Entstickungsanlage,
- Rauchgasreinigung und -ableitung,
- Abwasseraufbereitung aus Rauchgasreinigung,
- Strom- und Fernwärmeerzeugung,
- Hilfskesselanlage,
- Rückkühlanlage,
- Nebenanlagen.



Abb. 3. -2:
Lageplan des Vorhabens 1.100 MW Steinkohleblock (Block 6)

Legende:

- UB Energieableitung und Eigenbedarfsversorgung mit
- UBA Schaltanlagegebäude
- UBE HS-EB-Trafos
- UBF Blocktrafos
- UBG Reservenetztrafo
- UBM Kühlanlagen
- UBR Erregertrafo
- UCA Blockwartengebäude
- UEA Kohleentladebunker
- UEB Kohlelager
- UED Verteilerbauwerk
- UEF Übergabebauwerke
- UEL Heizölversorgung
- UES Bahnverladung E-Filterasche
- UET Grobaschelager u. Flugaschesilo
- UEY Brückenbauwerk für Brennstoffversorgung und -entsorgung
- UGC Deionatstapeltank
- UGD Vollentsalzungsanlage
- UGH Regenrückhaltung
- UGJ Kühlturmzusatzwasseranlage
- UHA Kesselhaus
- UHF Kohlebunker
- UHQ Elektrofilter
- UHT Treppenturm Kesselhaus/Luvogebäude
- ULD Kondensatreinigungsanlage
- UMA Maschinenhaus
- UMT Treppenturm Maschinenhaus/Kesselhaus
- UPC Kühlwasser-Entnahmebauwerk
- UPH Teilstromfilter
- URA Kühlturm
- URD Kühlwasserpumpenbauwerk
- USB Fernheizanlage
- USY Brückenbauwerk für Nebenanlagen
- UTG H₂-Versorgung
- UTH Hilfsdampferzeuger
- UVA Luvogebäude / DeNO_x-Anlage
- UVB Saugzuggebäude
- UVC Rauchgasentschwefelung
- UVE Kalksteinmehlsilo
- UVF Gipsentwässerung
- UVG Stapeltank
- UVH Gipslager und -verladung
- UVM NH₃-Lager
- UZR Schiffsanlegestelle

3.2.1 Dampferzeuger und Entstickungsanlage

Die Kesselanlage wird für eine Dampfleistung von 825 kg/s ausgelegt und ist mit einer direkt einblasenden Steinkohlenstaubfeuerung mit trockenem Aschenabzug ausgerüstet. 30 Steinkohlenstaubbrenner, die in 5 Ebenen angeordnet sind, erbringen gemeinsam die Feuerungswärmeleistung von max. 2.350 MW.

Die Steinkohle wird aus den im Kesselhaus aufgestellten 5 Rohkohlebunkern mit einer Füllmenge von je 1.032 t abgezogen und über gravimetrische Zuteiler den Kohlemühlen zugeführt. Jede Brennergruppe wird über 6 Staubleitungen von einer Mühle mit Kohlenstaub versorgt. Als Zündfeuerung wird eine Heizöl EL Feuerung vorgesehen. Die maximale Zündfeuerungsleistung beträgt 822,5 MW_{th} (35 % der Kohlenfeuerungswärmeleistung) beim Einsatz von 30 Ölbrennern.

Die erforderliche Verbrennungsluft wird von zwei Frischluftgebläsen aus dem Kesselhaus bzw. aus dem Freien angesaugt. Bevor die Verbrennungsluft in Dampf-Luft-Vorwärmern und anschließend in Rauchgas-Luft-Vorwärmern auf rund 350 °C (Wert bei Vollast) erwärmt wird, wird die zur Trocknung und zum Transport der Kohle erforderliche Primärluft aus der Frischluft-Druckleitung entnommen. Dieser Luftanteil wird von Primärluftgebläsen angesaugt und über separate Luftleitungen als Kalt- und Heißluft den Mühlen zugeführt.

Zur Begrenzung der NO_x-Emissionen ist eine Entstickungsanlage nach dem SCR¹-Verfahren vorgesehen. Das SCR-Verfahren beruht auf der katalytischen Reduktion der im Rauchgas enthaltenen Stickoxide mit Ammoniak (NH₃). Die Stickoxide im Rauchgas (ca. 90 % NO und 10 % NO₂) werden zu Stickstoff (N₂) und Wasserdampf (H₂O) reduziert.

Die Katalysatoren werden im Rauchgasweg zwischen Economiser und Regenerativ-Luftvorwärmer eingebaut.

Das Reduktionsmittel (Ammoniak) wird in flüssiger Form angeliefert und in einer vorhandenen Ammoniakversorgungsanlage bevorratet. Vor dem Einsatz in der Entstickungsanlage wird das Ammoniak mittels Wärmezufuhr in einer vorhandenen Verdampferanlage verdampft.

Im Anschluss an die DeNO_x-Anlage² wird ein großer Teil der verbliebenen Rauchgaswärme im Luftvorwärmer (Luvo) auf die Primär- und Verbrennungsluft übertragen. Das je nach Schwefelgehalt der Kohle auf ca. 120 bis 150 °C abgekühlte Rauchgas verlässt die Kesselanlage in Richtung Elektrofilter.

3.2.2 Rauchgasreinigung (RGR)

Zur Reduzierung der Emissionen werden feuerungstechnische Maßnahmen, z. B. optimierte Verbrennungsluftzuführung und -regelung, durchgeführt. Zusätzlich ist der Dampferzeugeranlage eine Rauchgasreinigungsanlage nachgeschaltet. Diese Kette bestehend aus den Einzelkomponenten:

¹ SCR – Selektive katalytische Reduktion (engl. selective catalytic reduction)

² DeNO_x-Anlage - Entstickungsanlage

- Elektrofilter zur Abscheidung staubförmiger Rauchgasbestandteile und
- Rauchgasentschwefelungsanlage (REA), ausgeführt als Waschturm nach dem Kalkstein-Waschverfahren.

Das Zusammenwirken dieser Einzelkomponenten stellt sicher, dass die Emissionsgrenzwerte der 13. BImSchV sicher eingehalten bzw. z. T. deutlich unterschritten werden.

Im Staubfilter nicht abgeschiedene Schwermetalle werden größtenteils in der als Nasswäsche ausgeführten REA abgeschieden. Das gilt auch für Quecksilber, weil es spätestens im Katalysator der DeNO_x-Anlage größtenteils oxidiert wird und danach als gut wasserlösliches HgCl₂ vorliegt, das in der Nasswäsche abgeschieden wird. Die Eingangsdaten für die RGR und die erforderlichen Abscheidegrade ergeben sich aus dem Kohleband und den Randbedingungen der Feuerung in Verbindung mit den gesetzlichen Emissionsanforderungen und beantragten Emissionswerten.

Die gereinigten Rauchgase werden anschließend über den Kühlturm an die Atmosphäre abgeleitet.

3.2.3 Aufbereitung des Abwassers aus der Rauchgasentschwefelungsanlage (REA-Abwasser-Aufbereitungsanlage - RAA)

Das Abwasser aus der Rauchgasentschwefelungsanlage (ca. 20 m³/h) wird vor der Ableitung in den Main in einer bereits vorhandenen REA-Abwasser-Aufbereitungsanlage (RAA) behandelt.

Diese Behandlung in der RAA erfolgt mit dem Ziel, den pH-Wert anzuheben, den Schwermetallgehalt zu reduzieren und das Wasser abschließend zu klären. Das so behandelte Abwasser erfüllt die im 47. Anhang zur Abwasserverordnung (AbwV) „Wäsche von Rauchgasen aus Feuerungsanlagen“ genannten Anforderungen an das Abwasser zur Direkteinleitung in ein Gewässer.

Bei dieser Behandlung wird ein Schlamm erzeugt, der einer ordnungsgemäßen Entsorgung durch einen externen Entsorger zugeführt wird.

3.2.4 Stromerzeugung

Die Stromerzeugung erfolgt in einem 1.100 MW Generator, der von der Dampfturbine angetrieben wird. Die mehrstufige Dampfturbine besteht aus den Hochdruck-(HD), Mitteldruck-(MD) und Niederdruck-(ND)-Teilturbinen. Der Frischdampf durchströmt zunächst die HD-Teilturbine, wird danach im Dampferzeuger zwischen überhitzt und gelangt über die MD- und ND-Teilturbinen in den Kondensator, wo er niedergeschlagen wird. Die dabei freiwerdende Wärme wird auf niedrigem Temperaturniveau an das Kühlwassersystem übertragen.

Die Dampfturbine verfügt über mehrere Anzapfungen und Entnahmen, aus welchen Dampf in verschiedenen Druckstufen zur Beheizung der ND- und der HD-Vorwärmstrecke, des Speisewasserbehälters sowie der Fernheizungswärmetauscher entnommen wird.

3.2.5 Fernwärmeerzeugung

Über entsprechende Fernheizwärmetauscher können im Block 6 300 MW Fernwärmeleistung in Kraft-Wärmekopplung erzeugt werden bei einem Netto-Anlagennutzungsgrad von 56,3 %.

Die Wärmetauscher des Fernwärmesystems werden normalerweise mit Anzapfdampf aus den Niederdruckturbinenstufen beheizt. Im Stillstand des Kraftwerkes wird der zur Bereitstellung der Fernwärme benötigte Dampf von einem Hilfskessel produziert. Fährt das Kraftwerk extreme Schwachlast, können die in den Anzapfungen der Turbine vorhandenen Dampfdrücke zu gering sein, um die benötigte Fernheizwassertemperatur zu liefern. In diesem Fall wird die Fernwärmeerzeugung mit Dampf vom Hilfskessel gestützt.

3.2.6 Hilfskesselanlage

Zur Stützung der Fernwärmeerzeugung im Schwachlastbetrieb, zur Fernwärmeerzeugung bei Stillstand des Kraftwerkes und zur Produktion von Hilfsdampf für das Kraftwerk (im Wesentlichen im Anfahrbetrieb) wird eine Hilfsdampferzeugeranlage in einem separaten Gebäude vorgesehen.

Die Hilfsdampferzeugeranlage mit einer Feuerungswärmeleistung von max. 200 MW wird ausschließlich mit Erdgas betrieben. Die Rauchgase werden über den vorhandenen 250 m hohen Schornstein des Blockes 4 an die Atmosphäre abgeleitet.

3.2.7 Energieableitung

Die vom Generator erzeugte elektrische Energie wird über eine einphasig gekapselte Generatorableitung und den Generatorschalter zu den beiden Maschinentransformatoren (jeweils 700 MVA) geführt. Für die Energieableitung in das 380-kV-Verbundnetz wird eine 1-systemige Freileitung mit einer Länge von ca. 1,4 km von den Maschinentransformatoren im Kraftwerk bis zum Umspannwerk (UW) Großkrotzenburg der E.ON Netz GmbH errichtet. Für den Anschluss des Kraftwerkes wird das UW Großkrotzenburg durch ein neues 380-kV-Schaltfeld erweitert. Durch den Einsatz des Generatorschalters ist gewährleistet, dass bei den einzelnen Betriebszuständen des Kraftwerkes, wie Lastbetrieb, Anfahren, Abfahren und Stillstand, die erforderliche elektrische Energie für den Eigenbedarf des Blockes über die beiden Eigenbedarfstransformatoren bezogen werden kann.

3.2.8 Rückkühlanlage

Die Kühlwassersysteme bestehen im Wesentlichen aus dem Naturzug-Nasskühlturm, dem Hauptkühlwassersystem mit Zusatzwassernachspeisung, dem Nebenkühlwassersystem sowie dem Zwischenkühlwassersystem.

Die Hauptkühlwasserpumpen versorgen den Kondensator mit Hauptkühlwasser (86.983 t/h) aus der Kühlturmtasse. Nachdem die Kondensationswärme im Kondensator an das Hauptkühlwasser abgeführt wurde, wird dieses zum Naturzug-Nasskühlturm geleitet. Über den

Kühlturm wird die Wärme schließlich an die Umgebung abgegeben bei einer Kühlzonenbreite von 11,0 K. Um die erforderliche Kühlwasserqualität sicherzustellen, wird ein Teil des Kühlwassers abgeschlämmt. Bei einer Eindickungszahl von 4 beträgt die Abschlammmenge ca. 500 t/h. Die Verluste infolge Verdunstung (dies entspricht ca. 9 t/h Sprühverluste und ca. 1.491 t/h Verdunstungsverluste) und Abschlammung werden durch die Nachspeisung von ca. 2.000 t/h Zusatzwasser ersetzt.

Nebenkühlwasser wird aus dem Hauptkühlwassersystem vor dem Kondensator entnommen. Nachdem es die Wärme aus dem Zwischenkühlwassersystem (ca. 35 MW) aufgenommen hat, wird es hinter dem Kondensator wieder dem Hauptkühlwassersystem zugeführt.

Das geschlossene Zwischenkühlwassersystem führt die Wärme der einzelnen Nebenkühlstellen des Blockes über den Zwischenkühlwasserwärmetauscher an das Nebenkühlwassersystem ab.

Der Naturzug-Nasskühlturm arbeitet nach dem Gegenstromprinzip und ist mit einer Reingaseinleitung für gereinigtes Abgas aus der Rauchgas-Entschwefelungs-Anlage ausgerüstet. Das durch den Kondensator erwärmte Kühlwasser (ca. 980 MW Wärmemenge) wird im Kühlturm über die Wasserverteilung und die Sprühdüsen auf den Kühlturmeinbauten verteilt und durch Berührung mit der durchströmenden Luft abgekühlt. Das Reingas wird in den Kühlturm zentral eingespeist. Diese Ausführung der Rauchgasableitung entspricht dem Stand der Technik und ist energetisch die zu bevorzugende Variante.

3.2.9 Nebenanlagen

Für den Kraftwerksbetrieb werden darüber hinaus folgende, teilweise bereits vorhandene Nebenanlagen benötigt:

- Kohlelagerplatz und Bekohlungsanlagen (Bestandsanlage)
- Wasser- und Abwasseraufbereitungsanlagen
 - Vollentsalzungsanlage (VEA) (Neuanlage)
 - Kondensatreinigungsanlage (KRA) (Neuanlage)
 - Kühlturmzusatzwasseranlage (KZA) (Neuanlage)
 - REA-Abwasser-Aufbereitungsanlage (RAA) (Bestandsanlage)
 - Kühlwasserentnahme und –reinigung (vor KZA)
- Hilfskesselanlage (Neuanlage)
- Heizölversorgung (Bestandsanlage)
- Erdgasversorgung (Bestandsanlage)
- Gipsentwässerung (Neuanlage)
- Gipslagerhalle (Bestandsanlage)
- Flugaschesilo, Flugaschetransport und –verladung (Neuanlage)

- Kalksteinmehlsilo und –versorgungsanlagen (Neuanlage)
- Branntkalksilo und –versorgungsanlagen (Neuanlage)
- Neue Ammoniakleitung mit Anschluss an das vorhandene Lager
- 380 kV-Schaltanlage (wird von E.ON Netz installiert)
- Zwei Maschinentrafos (jeweils 700 MVA) und zwei EB-Trafos (jeweils 76x38x38 MVA)
- Kühlwasserentnahmebauwerk,
- Gleisanlagen: Im Zuge des Neubaus des Blocks 6 werden zwei Doppelgleise (ca. 750 m nördlich und ca. 500 m südlich von Block 6) gebaut. Das nördliche Gleis dient u.a. zur E-Filterascheverladung, das südliche u.a. zur Gipsverladung.

3.2.10 Einsatzstoffe

Steinkohle

Der Hauptbrennstoff Steinkohle wird per Schiff oder per Bahn angeliefert und in zwei Kohlekreislager zwischengelagert. Nach Abzug aus dem Lager wird die Kohle per Bandanlagen den Kohletagesbunkern am Kesselhaus zugeführt.

Wasser

Als Einsatzwasser für die Sanitäranlagen wird Trinkwasser aus dem vorhandenen Trinkwassernetz bezogen.

Als Prozesswasser wird Wasser aus dem Main entnommen. Vor der Verwendung, z.B. als Kühlwasser oder als Zusatzwasser für den Wasser-Dampf-Kreislauf, erfolgt eine entsprechende Aufbereitung.

Kalksteinmehl

Das für die SO₂-Abscheidung benötigte Kalksteinmehl (CaCO₃) wird per Silofahrzeug angeliefert und in einem Silo zwischengelagert. Nach Abzug aus dem Silo wird das Kalksteinmehl dem REA-Wäscher zugegeben.

Heizöl EL (HEL)

Das zur Zünd- und Stützfeuerung des Kessels benötigte leichte Heizöl wird per LKW oder Schiff angeliefert und in einem bereits vorhandenen HEL-Tank zwischengelagert.

Erdgas

Das für den Betrieb des Hilfskessels benötigte Erdgas wird über eine Versorgungsleitung der Mainova zugeführt. Die zugehörige Erdgasreduzierstation ist bereits vorhanden. Die neuen Hilfskessel werden über eine separate Leitung mit Erdgas versorgt.

Ammoniak

Das für die NO_x-Abscheidung benötigte druckverflüssigte Ammoniak wird auf dem Gelände in einem bereits bestehenden Ammoniaklager bevorratet. Die Belieferung erfolgt ausschließlich mit Bahnwaggons. Der Kessel für Block 6 wird über eine separate Leitung mit gasförmigem Ammoniak beliefert.

Weitere Einsatzstoffe

Neben den o.g. Stoffen werden noch in kleinen Mengen weitere Stoffe vorgehalten und eingesetzt. Im Wesentlichen handelt es sich hierbei um Salzsäure und Natronlauge, die im Bereich der Wasseraufbereitung verwendet werden. Darüber hinaus werden noch weitere Chemikalien in Gebinden (je maximal 1,0 m³), wie z.B. Fällungs- und Flockungsmittel, Dispergiemittel u. ä., vorgehalten und eingesetzt.

Anlieferungskonzept

Für die Anlieferung der Einsatzstoffe sowie für den eventuellen Abtransport von Produkten und Reststoffen sind als Transportmittel Schiff, Lkw und Bahn vorgesehen.

3.2.11 Betriebsweise

Das Kraftwerk wird ganzjährig im Grund- und Mittellastbereich betrieben. Mit seiner großen Lastvariation von 300 bis 1.100 MW und entsprechender Laständerungsgeschwindigkeit eignet es sich gut für die Bereitstellung der notwendigen Systemdienstleistungen (z.B. Fernwärmeerzeugung, Regelleistung etc.). In besonders lastarmen Zeiten (Sommerwochenende, nachts etc.) ist sowohl ein Betrieb mit Minimallast als auch eine Abstellung denkbar. Im letzteren Fall würden die Hilfskessel die Fernwärmeerzeugung übernehmen.

3.2.12 Technische Daten des Vorhabens 1.100 MW Steinkohleblock

In den nachfolgenden Tabellen sind die technischen Daten des Vorhabens 1.100 MW Steinkohleblock zusammengestellt.

Tab. 3. -2: Technische Daten: *Vorhaben 1.100 MW Steinkohleblock*

Lastfall (Auslegung)	Jahresmittel +13 °C (Betrieb ohne Fernwärme)
Brennstoffwärmeleistung	2.308 MW
Elektrische Bruttoleistung gesamt	1.098 MW
Elektrischer Eigenbedarf	48,5 MW
Elektrische Nettoleistung gesamt	1.050 MW
Fernwärmeerzeugung	keine
Blockwirkungsgrad elektrisch	45,5 % (Nettowert ohne Fernwärmeerzeugung)
Abwärmeleistung über Kühlturm	1.116 MW

Lastfall	Lufttemperatur +4 °C (Betrieb mit Fernwärme)
Brennstoffwärmeleistung	2.308 MW
Elektrische Bruttoleistung gesamt	1.046 MW
Elektrischer Eigenbedarf	46 MW
Elektrische Nettoleistung gesamt	1.000 MW
Fernwärmeerzeugung	300 MW
Anlagennutzungsgrad	56,3 % (Nettowert mit Fernwärmeerzeugung)
Abwärmeleistung über Kühlturm	866 MW

Tab. 3. -3: Technische Daten Dampferzeuger und Feuerung: *Vorhaben 1.100 MW Steinkohleblock*

Bauart	Turmkessel
Feuerungswärmeleistung (max.)	2.350 MW
Betriebsdruck	285 bar
Frischdampftemperatur	600 °C
HZÜ-Dampftemperatur	620 °C
Brennstoff	Steinkohle
max. Brennstoffbedarf bei Volllast	376 t/h (bezogen auf $H_u = 22,50$ MJ/kg)
Anfahrstoff	Heizöl EL

Tab. 3. -4: Technische Daten des Hilfsdampferzeugers: *Vorhaben 1.100 MW Steinkohleblock*

Bauart	Großraumwasserkessel
Feuerungswärmeleistung(max.)	200 MW
Dampfdruck	12 bar
Dampftemperatur	280 °C
Brennstoff	Erdgas
Schornsteinhöhe	Ableitung über den bestehenden 250 m hohen Schornstein des Blockes 4

Tab. 3. -5: Technische Daten Kühlturm: *Vorhaben 1.100 MW Steinkohleblock*

Bauart	Naturzug-Nasskühlturm
Abwärmeleistung	1.116 MW
Beckendurchmesser	120 m
Höhe über Gelände	180 m

3.3 Alternativen

Ausgehend von dem derzeitigen Planungsstand (⇒Kap. 3.1) sollen die Blöcke 1 bis 3 mit einer elektrischen Leistung von 850 MW durch einen 1.100 MW Steinkohleblock ersetzt werden.

Entsprechend den Festlegungen im Rahmen des Scopingverfahrens sind im Raumordnungsverfahren neben dem bereits vorgestellten Vorhaben folgende Alternativen zu betrachten:

- 1.100 MW GuD-Anlage
Errichtung einer mit Erdgas befeuerten Kraftwerksanlage mit einer elektrischen Nettoleistung von 1.050 MW und Stilllegung der derzeit betriebenen Kohleblöcke 1 bis 3.
- Nullvariante Weiterbetrieb der Blöcke 1-3
Verzicht auf den Neubau des geplanten Kraftwerksblocks, Weiterbetrieb der bestehenden Blöcke 1 bis 3 nach vorheriger Durchführung von Instandhaltungsmaßnahmen und Nachrüstungen bis weit über das Jahr 2012 hinaus.

3.3.1 1.100 MW GuD-Anlage (Gas- und Dampfturbinen-Anlage)

Als Alternative werden die Errichtung und der Betrieb einer 1.100 MW GuD-Anlage, bestehend aus zwei Blöcken in Einwellenausführung (d.h. Gas- und Dampfturbine auf einer Welle) mit einer elektrischen Nettogesamtleistung von 1.050 MW betrachtet. Abb. 3. -3 zeigt den Lageplan für die Ausführung der Alternative mit zwei GuD – Blöcken. Hinsichtlich der Versorgungsaufgabe wurden für die Alternative GuD-Anlage folgenden Randbedingungen definiert:

- Auslegung für Kreislaufkühlung mit gemeinsamem Kühlturm für zwei Blöcke bei +13°C mittlerer Umgebungstemperatur,
- als Brennstoff wird Erdgas eingesetzt,
- Integration der Anlagen in den bestehenden Kraftwerksstandort, d.h. teilweise Nutzung von vorhandener Infrastruktur und Systemen,
- die Brennstoffwärmeleistung beider Einheiten zusammen beträgt 1.801 MW,
- Netto-Wirkungsgrad von 58 %,
- max. 300 MW Fernwärmeauskopplung.

Im Rahmen der Anlagenerneuerung werden am Standort 5 – 6 Hilfskessel mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von max. 200 MW errichtet. Die Hilfskessel werden mit Erdgas betrieben. Der Betrieb des Hilfskessels wird notwendig bei Stillstand und zum Anfahren des Kraftwerkes, ist aber auch parallel zum Kraftwerksbetrieb möglich. Beim Blockstillstand wird mit den Hilfskesseln die Fernwärmeversorgung besichert.

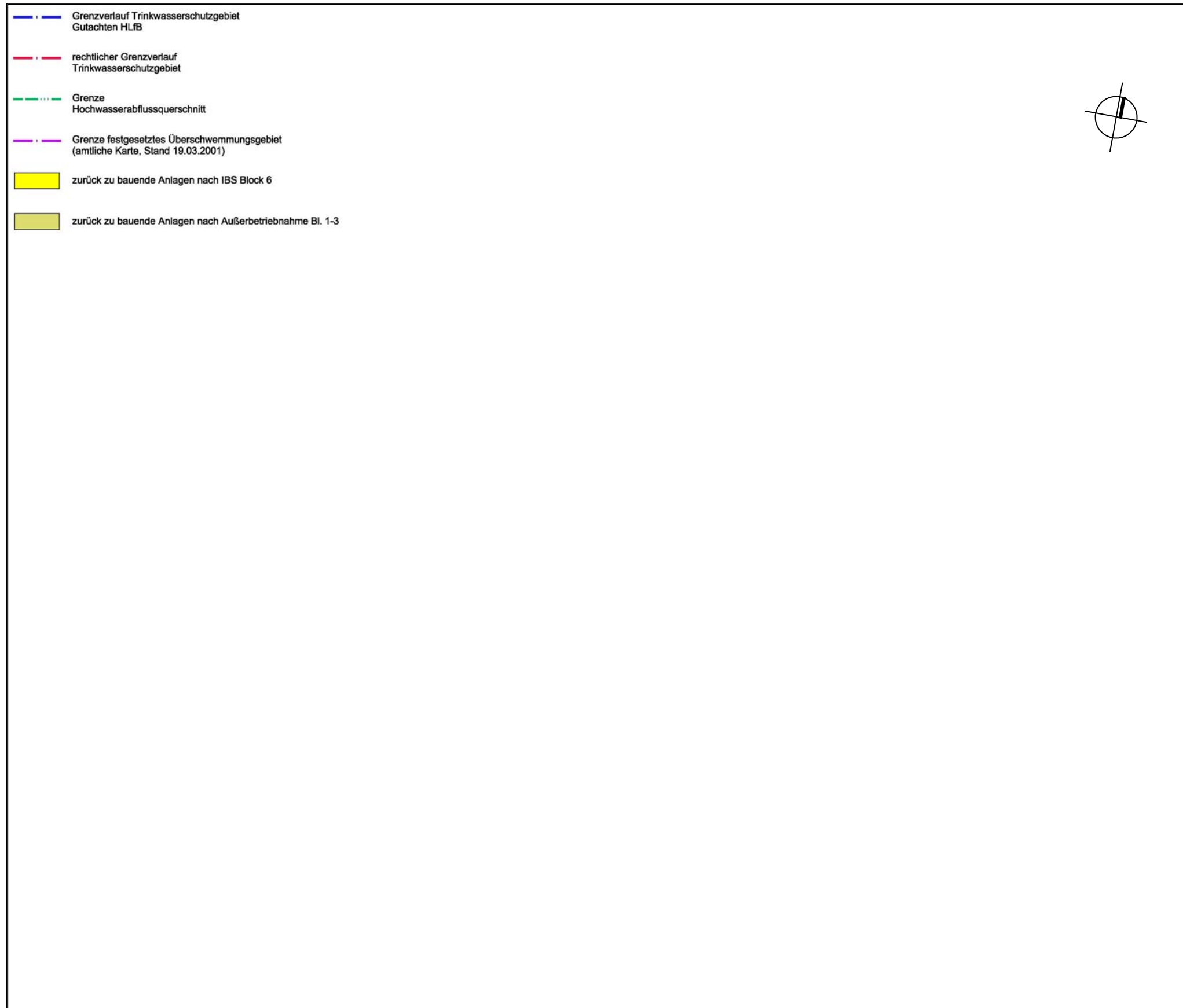


Abb. 3. -3:
Alternative 1.100 MW GuD-Anlage

3.3.1.1 Anlagen- und Verfahrensbeschreibung

Es ist vorgesehen, die neuen GuD-Blöcke innerhalb des Kraftwerksgeländes auf dem ehemaligen Kohlelager zu errichten. Die 1.100 MW GuD-Anlage besteht aus zwei Einwellenanlagen zzgl. Nebenanlagen, die im Wesentlichen aus den folgenden Anlagenteilen besteht:

- Abhitzedampferzeuger (AHDE) mit Kesselhaus, Nebenanlagen und Abgasschornstein,
- Einwellige Gas- und Dampfturbinenanlage angeordnet in einem separaten Maschinenhaus,
- Einrichtungen der Brennstoffversorgung mit Erdgas,
- Kondensatreinigungsanlage (gemeinsame Nutzung von GuD-Anlage und Block 5),
- Rohrleitungen und Komponenten für Speisewassersystem, Hauptkondensatsystem, Dampfsystem, Hauptkühlwassersystem, Neben- und Zwischenkühlwassersystem, Ablauf- und Entwässerungssysteme, Druckluftsystem, Probenahme und Dosiersysteme sowie Chemikalienversorgung,
- Elektrische Anlagen,
- 380 kV-Verbindung zu einer 380 kV-Freiluftschaltanlage zur Netzanbindung.

Die Versorgung der Anlagen, insbesondere mit Hilfsdampf, Trinkwasser, Speise- und Brauchwasser soll über die gemeinsamen Anlagen des Standortes erfolgen.

Da beide GuD-Blöcke identisch aufgebaut sind, wird in der nachfolgenden Anlagen- und Betriebsbeschreibung nur eine Anlage beschrieben.

In der GuD-Anlage sind zwei Antriebsmaschinentypen, die Gasturbine und die Dampfturbine integriert und damit auch viele Vorteile beider Typen kombiniert. Beim Gas- und Dampfturbinenprozess (GuD-Prozess) wird die thermische Energie des heißen Abgases aus der Verbrennung von Erdgas unter Zugabe von verdichteter Umgebungsluft in den Brennern der Gasturbine zweifach genutzt.

Zum Einen treiben diese Abgase die Gasturbine direkt an und werden so zur Stromerzeugung mittels eines mit der Gasturbine direkt gekuppelten Generators genutzt.

Zum Anderen wird die thermische Energie der Abgase, nachdem diese die Gasturbine mit 613 °C verlassen haben, dem nach geschalteten Abhitzedampferzeuger zugeführt, um in einem zweiten Prozess, dem Dampfprozess, energiereichen Dampf zu erzeugen, aus dessen Wärmeenergie in der Dampfturbine Rotationsenergie gewonnen wird, die zusätzlich zur Stromerzeugung beiträgt. Durch dieses Verfahren wird die Brennstoffenergie aus der Erdgasverbrennung äußerst effektiv genutzt.

Zur optimalen Nutzung der Abgasenergie für den Wasser-Dampf-Prozess des Abhitzedampferzeugers wird dieser nach dem „Dreidruckprinzip“ betrieben.

Der in den drei Druckstufen des Abhitzedampferzeugers erzeugte Dampf wird in die Hochdruck-, Mitteldruck- und Niederdruckteile der zweihäusigen Dampfturbine eingespeist, die wiederum ihre Energie an den Generator abgibt. Nach Durchströmen der Turbine wird der

Dampf auf den Turbinenkondensator gegeben. Der hier kondensierte Dampf wird dann als Speisewasser mittels der Hauptkondensat- und Speisepumpen wieder dem Abhitzedampferzeuger zur erneuten Dampfbildung zugeführt.

Der Einzelbetrieb der Gasturbine unter Umgehung des Abhitzedampferzeugers, d.h. ohne Dampferzeugung, ist nicht vorgesehen.

Eine weitere Besonderheit dieser Anlage besteht in der sogenannten Einwellenanordnung. Das bedeutet, dass die Gasturbine, der Generator und die Dampfturbine auf einem gemeinsamen Fundament angeordnet und durch einen durchgängigen Wellenstrang miteinander verbunden sind.

3.3.1.2 Brennstoffversorgung

Die Versorgung der GuD-Blöcke mit dem Brennstoff Erdgas erfolgt durch Anbindung an die Erdgasleitung mittels einer Übernahmestation mit Druckreduzierung und erdgasbefeuertem Gasvorwärmung (Feuerungswärmeleistung 1,2 MJ/s). Mit der Gasvorwärmung wird die mit der Druckreduzierung einhergehende Temperaturabsenkung ausgeglichen. In dieser Übernahmestation erfolgt die Entspannung des Erdgases von Netzdruck auf den Betriebsdruck der Gasturbine von 40 bar. Zur Druckreduzierung sind zwei parallel angeordnete Reduzierstrecken vorgesehen, die jeweils ausgelegt sind für 100 % der benötigten Brennstoffmenge.

Zur Wirkungsgraderhöhung ist zusätzlich eine weitere Vorwärmanlage vorgesehen, mittels derer das Erdgas auf eine max. Temperatur von 200 °C aufgeheizt werden kann.

Bei einer Lufttemperatur von 13 °C, kontinuierlicher Betrieb mit 100 %-Leistung vorausgesetzt, beträgt der Erdgaseinsatz als Brennstoff 65.920 kg/h je Block.

Der Brennstoff Erdgas gelangt über separate Rohrleitungen und Regelstationen zu den einzelnen Brennern der Gasturbine und wird dort unter Vermischung mit der Verbrennungsluft so verbrannt, dass die Emissionswerte nicht überschritten werden.

Die Verbrennungsluft wird durch den Verdichter von Außen über Filter angesaugt und komprimiert. Der Verdichter wird über eine gemeinsame Welle von der Turbine angetrieben. Durch die Verbrennung entsteht ein ca. 1.300 °C heißes Abgasgemisch das nach dem Eintritt in die Gas-Turbine expandiert und somit diese antreibt. Aufgrund der Entspannung in der Turbine beträgt die Abgastemperatur am Abgasdiffusor nach dem Austritt aus der Gasturbine nur noch 613 °C. Der anfängliche Druck von 20 bar wird in der Turbine in Rotationsenergie umgesetzt und sinkt dabei ungefähr auf Umgebungsdruck ab.

Beim GuD-Prozess gelangt das Abgas in den dreistufigen Abhitzedampferzeuger und gibt dort den technisch verwertbaren Teil seiner Wärmeenergie an die Heizflächen der verschiedenen Druckstufen zur Erzeugung von überhitztem Dampf ab. Ein Teil seiner Restwärme wird dem Abgas vor Eintritt in den Schornstein durch einen im Abgasweg angeordneten Kondensatvorwärmer entzogen. Damit sinkt die Abgastemperatur vor Schornstein auf ca. 87°C.

Nach Verlassen des Abhitzedampferzeugers gelangt das Abgas über einen 155 m hohen Schornstein in die Atmosphäre.

3.3.1.3 Wasser – Dampf - Kreislauf

Durch die heißen Gasturbinenabgase entsteht im Abhitzedampferzeuger Heißdampf in drei Druckstufen, der der Dampfturbine zugeführt wird.

Der wesentliche Teil der im Dampf enthaltenen Energie wird beim Durchströmen der drei Expansionsabschnitte der Dampfturbine, infolge der Absenkung von Druck und Temperatur, in mechanische Energie und in dem auf der gleichen Welle sitzenden Generator der Gasturbine in weitere elektrische Energie umgewandelt.

Nach dem Austritt aus der Dampfturbine ist das technisch verwertbare Arbeitsvermögen des Dampfes ausgenutzt. Er wird nach Entzug von Wärme im Kondensator in Wasser umgewandelt und anschließend mit den Kondensatpumpen über Kondensatvorwärmer im Abhitzedampferzeuger wieder den Speisewasserpumpen zugeführt und von diesen wieder in den Abhitzedampferzeuger gefördert.

Mit separaten Pumpen wird gegebenenfalls ein Teilstrom aus dem Kondensator entnommen und zur Qualitätsverbesserung über eine Kondensatreinigungsanlage gefahren.

3.3.1.4 Stromerzeugung

Die Stromerzeugung erfolgt in einem 550 MW Generator je Block, der von der Dampfturbine angetrieben wird. Der Frischdampf durchströmt zunächst die HD-Teilturbine, wird danach im Dampferzeuger zwischen überhitzt und gelangt über die MD- und ND-Teilturbinen in den Kondensator, wo er niedergeschlagen wird. Die dabei freiwerdende Wärme wird auf niedrigem Temperaturniveau an das Kühlwassersystem übertragen.

3.3.1.5 Fernwärmeerzeugung

Über entsprechende Fernheizwärmetauscher können bis zu 300 MW Fernwärmeheizleistung in Kraft-Wärmekopplung erzeugt werden bei einem Netto-Anlagennutzungsgrad von 71 %. Die Wärmetauscher für die Fernwärmeerzeugung werden von beiden GuD-Blöcken über einen gemeinsamen Dampfsammler beheizt.

Die Wärmetauscher werden normalerweise mit Anzapfdampf aus den Niederdruckturbinenstufen beheizt. Im Stillstand des Kraftwerkes wird der zur Bereitstellung der Fernwärme benötigte Dampf von der Hilfskesselanlage produziert. Fährt das Kraftwerk extreme Schwachlast, können die in den Anzapfungen der Turbine vorhandenen Dampfdrücke zu gering sein, um die benötigte Fernheizwassertemperatur zu liefern. In diesem Fall wird die Fernwärmeerzeugung mit Dampf von Hilfskesseln gestützt.

3.3.1.6 Hilfskesselanlage

Zur Stützung der Fernwärmeerzeugung im Schwachlastbetrieb, zur Fernwärmeerzeugung bei Stillstand des Kraftwerkes und zur Produktion von Hilfsdampf für das Kraftwerk (im Wesentlichen im Anfahrbetrieb) wird eine Hilfsdampferzeugeranlage in einem separaten Ge-

bäude vorgesehen. Die Hilfsdampferzeugeranlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von max. 200 MW werden mit Erdgas betrieben. Die Rauchgase werden über den vorhandenen 250 m hohen Schornstein des Blockes 4 an die Atmosphäre abgeleitet.

3.3.1.7 Energieableitung

Der in dem Drehstromgenerator erzeugte Strom wird über den Blocktransformator und eine Freiluftschaltanlage in das am Standort Staudinger vorhandene 380-kV-Netz der E.ON Netz GmbH eingespeist.

Für die Energieableitung in das 380-kV-Verbundnetz wird eine 1-systemige Freileitung mit einer Länge von ca. 1,4 km von den Maschinentransformatoren im Kraftwerk bis zum UW Großkrotzenburg der E.ON Netz GmbH errichtet. Für den Anschluss des Kraftwerks wird das UW Großkrotzenburg durch ein neues 380-kV-Schaltfeld erweitert.

3.3.1.8 Rückkühlanlage

Die Kühlwassersysteme dienen zur Abfuhr der im Kraftwerk anfallenden und nicht weiter nutzbaren Abwärme. Sie bestehen im Wesentlichen aus einem gemeinsamen Naturzug - Nasskühlturm, den Haupt- und Zwischenkühlwassersystemen und der Kühlwasserentnahme aus dem Main zum Ausgleich der durch Verdunstung und Abschlammung entstehenden Verluste (Kühlturmzusatzwasser).

Die im Betrieb der GuD-Anlage durch mechanische und elektrische Verluste anfallende Wärme und die bei der Kondensation des Turbinenabdampfes im Kondensator entstehende Wärme, insgesamt sind dies im Auslegungspunkt 2 x 300 MJ/s, werden über den Kühlturm abgegeben. Das Kühlturmzusatzwasser wird über ein direkt an den Main neu zu errichtendes Kühlwasserentnahmebauwerk mittels Pumpen dem Main entnommen.

Das Abschlammwasser wird über ein vorhandenes Auslaufbauwerk wieder in den Main eingeleitet.

3.3.1.9 Bautechnische Ausführung und Nebenanlagen

Alle Anlagenteile werden aus witterungsbedingten und schallschutztechnischen Gründen in Gebäuden oder gebäudeähnlichen Containern aufgestellt.

Die Gebäudekonzeption beruht im Wesentlichen auf einer Ausführung mit einem Fundament aus Stahlbeton und darauf aufgestelltem Stahlskelettbau. Die Fassade besteht als kombinierter Wärme- und Schallschutz aus Aluminiumtrapezblech, angebracht auf Stahlkassetten mit Mineralwollfüllung.

Folgende Bauwerke werden für die GuD-Anlage neu errichtet:

- Maschinenhaus für den Gas- und Dampfturbosatz,

- Schaltanlagencontainer,
Es sind Container für die Schaltanlagen und weitere elektrische Anlagen der Anlage eingeplant.
- Rückkühlanlage,
- Eigenbedarfstransformatoren,
- Generatorschalter,
- Maschinentransformator mit Ölsammelgrube,
- Abhitzedampferzeugerhaus mit Speisepumpengebäude,
- Schornstein,
Der Abgasschornstein dient zur Abfuhr der Abgase nach dem Austritt aus der Gasturbine bzw. dem Abhitzedampferzeuger. Im Schornstein sind der Schalldämpfer und die Emissionsmessstellen angeordnet.
Der Abgasschornstein ist Bestandteil des Abhitzedampferzeugers und besteht aus einer selbsttragenden Blechröhre mit einem lichten Durchmesser von 11 m und einer Gesamthöhe von 155 m sowie einer Außenisolierung mit Trapezblechverkleidung.
- Kühlwasserentnahmebauwerk,
Zur Versorgung der GuD-Anlage mit Kühlturmzusatzwasser aus dem Main wird ein neues Kühlwasserentnahmebauwerk errichtet. Das Bauwerk besteht wasserseitig aus zwei Entnahmestraßen mit Grob- und Feinrechen und mechanischen Reinigungsanlagen zur Entfernung von groben und feineren Schwebstoffen aus dem Wasser.

Zusätzlich zu diesen Gebäuden sind verschiedene Fundamentbauwerke zur Aufstellung der Transformatoren sowie für unter- und oberirdische Rohr- und Kabeltrassen notwendig. Außerdem sind alle zur Erschließung des Geländes und für den Betrieb der Anlage notwendigen Straßen, Brücken und Parkplätze anzulegen. Die leittechnischen Einrichtungen (zentrale Leitwarte) werden in einem neuen Gebäude angeordnet.

3.3.1.10 Einsatzstoffe und Anlieferkonzept

Wasser

Als Einsatzwasser für die Sanitäranlagen wird Trinkwasser bezogen.

Als Prozesswasser wird Wasser über das Kühlwasserentnahmebauwerk aus dem Main entnommen. Vor der Verwendung z.B. als Kühlwasser oder als Zusatzwasser für den Wasserdampf-Kreislauf erfolgt eine entsprechende Aufbereitung.

Weitere Einsatzstoffe

Neben den o.g. Stoffen werden noch in kleinen Mengen weitere Stoffe vorgehalten und eingesetzt. Im Wesentlichen handelt es sich hierbei um Salzsäure und Natronlauge, die im Bereich der Wasseraufbereitung verwendet werden. Darüber hinaus werden noch weitere

Chemikalien wie z.B. Fällungs- und Flockungsmittel, Härtestabilisatoren u.ä. vorgehalten und eingesetzt.

Anlieferungskonzept

Für die Anlieferung der Einsatzstoffe sowie für den eventuellen Abtransport von Produkten und Reststoffen sind als Transportmittel Schiff, Lkw und Bahn vorgesehen.

3.3.1.11 Technische Daten der Alternative 1.100 MW GuD-Anlage

In den nachfolgenden Tabellen sind die technischen Daten der Alternative 1.100 MW GuD-Anlage zusammengestellt.

Tab. 3. -6: Technische Daten: *Alternative 1.100 MW GuD-Anlage*

Lastfall (Auslegung)	Jahresmittel +13 °C (Betrieb ohne Fernwärme)
Brennstoffwärmeleistung Gasturbine	2 x 899,62 MW
Elektrische Bruttoleistung gesamt	1.070 MW
Elektrischer Eigenbedarf	20 MW
Elektrische Nettoleistung gesamt	1.050 MW
Fernwärmeerzeugung	keine
Blockwirkungsgrad elektrisch	58,3 % (Nettowert ohne Fernwärmeerzeugung)
Abwärmeleistung über Kühlturm	2 x 291 MW
Lastfall	Winter +4 °C (Betrieb mit Fernwärme)
Brennstoffwärmeleistung Gasturbine	2 x 924,06 MW
Elektrische Bruttoleistung gesamt	1.033 MW
Elektrischer Eigenbedarf	21 MW
Elektrische Nettoleistung gesamt	1.012 MW
Fernwärmeerzeugung	max. 2 x 150 MW
Anlagennutzungsgrad	71,0 % (Nettowert mit Fernwärmeerzeugung)
Abwärmeleistung über Kühlturm	2 x 214 MW

Tab. 3. -7: Technische Daten des Abhitzedampferzeugers je Block: *Alternative 1.100 MW GuD-Anlage*

Ausführung	3-Druck-Kessel, unbefeuert
Betriebsdruck	185 bar
Frischdampftemperatur	595°C
HZÜ – Dampftemperatur	593°C

Tab. 3. -8: Technische Daten des Hilfsdampferzeugers: *Alternative 1.100 MW GuD-Anlage*

Bauart	Wasserrohrkessel
Feuerungswärmeleistung (max.)	200 MW
Dampfdruck	12 bar
Dampftemperatur	280°C
Brennstoff	Erdgas
Schornsteinhöhe	Ableitung über den bestehenden 250 m hohen Schornstein des Blockes 4

Tab. 3. -9: Technische Daten des Kühlturms: *Alternative 1.100 MW GuD-Anlage*

Bauart	Naturzug-Nasskühlturm
Abwärmeleistung	600 MW
Beckendurchmesser	100 m
Höhe über Gelände	140 m

3.3.2 Nullvariante (Weiterbetrieb der Blöcke 1-3)

Als weitere Alternative wird die Nullvariante betrachtet, d.h. die derzeit vorhandenen 1-3 Blöcke werden bis weit über das Jahr 2012 weiter betrieben. Der Lageplan für die Nullvariante entspricht der gegenwärtigen Situation (⇒Abb. 3. -1).

Hinsichtlich der Versorgungsaufgabe wurden für die Nullvariante folgenden Randbedingungen definiert:

- Block 2 wird durch Instandhaltungsmaßnahmen bis Ende 2012 für die Wiederaufnahme des Leistungsbetriebs nach 2012 vorbereitet. Die Maßnahmen zielen darauf ab, die ursprünglichen Auslegungswerte (Frischdampfmassenstrom, Wirkungsgrad) wieder zu erreichen und die dann geltenden Anforderungen an die Schadstoffemissionen nach 13. BImSchV /3.- 5/ zu erfüllen.
- Erhöhung der Auslastung der Blöcke 1, 2, 3 und 5 auf 7.000 Vbh/a, Block 4 wird mit 1.000 Vbh/a angenommen.
- Aufgrund der höheren Vollastbenutzungsstunden (Vbh) der Blöcke 1, 2, 3 und 5 werden vor Ende 2012 Instandhaltungsarbeiten durchgeführt, um die ursprünglichen Auslegungsparameter (z.B. Wirkungsgrad) wieder zu erreichen und die dann geltenden Anforderungen an die Schadstoffemissionen nach 13. BImSchV (Blöcke 1-3) zu erfüllen.
- max. 300 MW Fernwärmeauskopplung durch Block 5, 50 MW durch Block 1.

3.3.2.1 Anlagen- und Betriebsbeschreibung

Für den Fall der Nullvariante ergibt sich folgende Anlagenkonfiguration:

Dampferzeuger, Entstickungsanlage und Rauchgasreinigung

Die Einrichtungen zur Rauchgasreinigung der 3 Steinkohleblöcke 1 bis 3 (Entstickung, Entschwefelung, Entstaubung) werden soweit ertüchtigt, dass die ab dem Jahr 2010 geltenden Anforderungen der 13. BImSchV sicher erfüllt werden können. Die Blöcke 4 und 5 erfüllen bereits heute die aktuellen Anforderungen der 13. BImSchV.

Aufbereitung des Abwassers aus Rauchgasentschwefelungsanlage (RAA)

Keine Änderung gegenüber dem gegenwärtigen Zustand.

Stromerzeugung

Die Stromerzeugung wird sich gegenüber dem gegenwärtigen Zustand deutlich erhöhen.

Fernwärmeerzeugung

Die Fernwärmeerzeugung aus dem bestehenden Block 5 sowie deren Vermarktung wird durch Verdichtungsmaßnahmen im Verteilnetz sowie Feuerungsumstellung von öl- und erdgasgefeuerten Heizkesseln bei Industriekunden im Umkreis des KW Staudinger weiter ausgebaut. Die maximal auskoppelbare Fernwärmeleistung des bestehenden Blockes 5 wird hierbei absehbar ausgeschöpft sein.

Hilfskesselanlage

Keine Änderung gegenüber dem gegenwärtigen Zustand.

Energieableitung

Keine Änderung gegenüber dem gegenwärtigen Zustand.

Rückkühlanlage

Keine Änderung gegenüber dem gegenwärtigen Zustand.

Nebenanlagen

Keine Änderung gegenüber dem gegenwärtigen Zustand.

Das Kraftwerk wird bei der Nullvariante ganzjährig im Grund- (Blöcke 1-3 und 5) bzw. Spitzenlastbereich (Block 4) betrieben, um eine vergleichbare Strommenge wie beim Vorhaben zu erzeugen.

3.3.2.2 Einsatzstoffe und Anlieferkonzept

Brennstoffe

Die zum Einsatz kommenden Brennstoffe sind gegenüber dem gegenwärtigen Zustand unverändert:

Block 1: Steinkohle, Petrolkoks

Block 2: Steinkohle

Block 3: Steinkohle, Petrolkoks

Block 4: Erdgas (leichtes Heizöl)

Block 5: Steinkohle, Petrolkoks, Klärschlamm

Der Hauptbrennstoff Steinkohle wird per Schiff oder per Bahn angeliefert und in zwei Kohlekreislagern zwischengelagert. Nach Abzug aus dem Lager wird die Kohle per Bandanlagen den Kohletagesbunkern in die jeweiligen Kesselhäuser zugeführt. Alternativ ist auch eine direkte Blockbekohlung vom Schiff bzw. von der Bahn aus über Fördereinrichtungen möglich.

Wasser

Der Trinkwasserverbrauch ändert sich gegenüber dem gegenwärtigen Zustand nicht.

Demgegenüber wird sich der Kühlwasserverbrauch gegenüber dem gegenwärtigen Zustand deutlich erhöhen.

Kalksteinmehl

Der Kalksteinmehlverbrauch der alternativen Nullvariante erhöht sich gegenüber dem gegenwärtigen Zustand deutlich.

Heizöl EL (HEL)

Der Heizölverbrauch wird sich für die alternative Nullvariante durch die Anhebung der Volllastbetriebsstunden gegenüber dem gegenwärtigen Zustand deutlich verringern, da erheblich weniger Anfahrzyklen durchfahren werden müssen.

Erdgas

Der Erdgasverbrauch wird sich gegenüber dem gegenwärtigen Zustand deutlich verringern.

Ammoniak

Durch die Anhebung der Volllastbetriebszeiten wird sich der Ammoniakverbrauch gegenüber dem gegenwärtigen Zustand deutlich erhöhen.

Weitere Einsatzstoffe

Durch die Anhebung der Volllastbetriebszeiten wird sich der Verbrauch weiterer Einsatzstoffe gegenüber dem gegenwärtigen Zustand deutlich erhöhen.

Anlieferkonzept

Für die Anlieferung der Brennstoffe, sonstiger Einsatzstoffe sowie für den Abtransport von Produkten und Reststoffen sind als Transportmittel Schiff, Lkw und Bahn vorgesehen.

3.3.2.3 Technische Daten der Nullvariante

Die Technischen Daten der Gesamtanlage können für die Nullvariante der Tabelle 3. -17 im Abschnitt 3.4 entnommen werden.

Hilfsdampferzeuger

Keine Änderung gegenüber dem gegenwärtigen Zustand.

Kühlturm

Keine Änderung gegenüber dem gegenwärtigen Zustand.

3.4 Spezifische Daten der Gesamtanlage für das Vorhaben und die Alternativen

Während in den vorherigen Abschnitten 3.2 und 3.3 jeweils nur die Änderungen einschließlich der dazugehörigen Daten dargestellt wurden, sind in den nachfolgenden Tabellen die Hauptdaten des gesamten Kraftwerkes Staudinger jeweils unter Einbeziehung des Vorhabens 1.100 MW Steinkohleblock, der Alternative 1.100 MW GuD-Anlage und der Alternative Nullvariante zusammengestellt.

Tab. 3. -10: Hauptdaten der Kraftwerksblöcke: *Vorhaben 1.100 MW Steinkohleblock*

Indikator	Einheit	Vorhaben 1.100 MW Steinkohleblock		
		Block 4	Block 5	Steinkohleblock 6
<i>Stammdaten (Genehmigungs- bzw. Auslegungswerte)</i>				
Primärbrennstoff	-	Erdgas / Heizöl	Steinkohle	Steinkohle
Lastbereich	-	Spitzenlast	Grundlast	Grundlast
Inbetriebnahmejahr	-	1977	1992	2013
Brennstoffwärmeleistung	MW _{th}	1.575	1.189	2.308
elektr. Nettoleistung	MW _{el}	622	510	1.050
Summe elektr. Nettoleistung	MW _{el}	2.182		
auskoppelbare Fernwärmeleistung	MW _{th}	-	300	300
<i>Leistungsdaten nach Inbetriebnahme des Blocks 6</i>				
elektr. Nettowirkungsgrad	%	38,8	41,4	45,5
Nettostromerzeugung	GWh	622	3.086	7.133
Summe Nettostromerzeugung	GWh	10.841		
Fernwärmeerzeugung	GWh	-	150	1.300

Indikator	Einheit	Vorhaben 1.100 MW Steinkohleblock		
		Block 4	Block 5	Steinkohleblock 6
durchschnittliche Fernwärmeleistung	MW _{th}	-	18,5	186
Spitzenwerte Fernwärmeleistung	MW _{th}	-	300	300

Tab. 3. -11: Hauptdaten der Kraftwerksblöcke: *Alternative 1.100 MW GuD-Anlage*

Indikator	Einheit	Alternative 1.100 MW GuD-Anlage		
		Block 4	Block 5	Block 6 GuD
<i>Stammdaten (Genehmigungs- bzw. Auslegungswerte)</i>				
Primärbrennstoff	-	Erdgas / Heizöl	Steinkohle	Erdgas
Lastbereich	-	Spitzenlast	Grundlast	Grundlast
Inbetriebnahmejahr	-	1977	1992	2013
Brennstoffwärmeleistung	MW _{th}	1.575	1.189	1.801
elektr. Nettoleistung	MW _{el}	622	510	1.050
Summe elektr. Nettoleistung	MW _{el}	2.182		
Auskoppelbare Fernwärmeleistung	MW _{th}	-	300	300
<i>Leistungsdaten nach Inbetriebnahme Block 6</i>				
elektr. Nettowirkungsgrad	%	38,8	41,4	58,3
Nettostromerzeugung	GWh	622	3.111	7.068
Summe Nettostromerzeugung	GWh	10.801		
Fernwärmeerzeugung	GWh	-	150	1.300
Durchschnittliche Fernwärmeleistung	MW _{th}	-	18,5	186
Spitzenwerte Fernwärmeleistung	MW _{th}	-	300	300

Tab. 3. -12: Hauptdaten der Kraftwerksblöcke: *Alternative Nullvariante*

Indikator	Einheit	Alternative Nullvariante				
		Block 1	Block 2	Block 3	Block 4	Block 5
<i>Stammdaten (Genehmigungs- bzw. Auslegungswerte)</i>						
Primärbrennstoff	-	Steinkohle			Erdgas/ Heizöl	Steinkohle
Lastbereich	-	Grundlast			Spitzenlast	Grundlast
Inbetriebnahmejahr	-	1965	1965	1970	1977	1992

Indikator	Einheit	Alternative Nullvariante				
		Block 1	Block 2	Block 3	Block 4	Block 5
Brenstoffwärmeleistung	MW _{th}	je 639		763	1.575	1.189
elektr. Nettoleistung	MW _{el}	249	249	293	622	510
Summe elektr. Nettoleistung	MW _{el}	1.923				
auskoppelbare Fernwärmeleistung	MW _{th}	50	-	-	-	300

Leistungsdaten ab 2013						
elektr. Nettowirkungsgrad	%	38,8	38,8	38,4	38,8	41,4
Nettostromerzeugung	GWh	1.743	1.743	2.051	622	3.570
Summe Nettostromerzeugung	GWh	9.705				
Fernwärmeerzeugung	GWh	1,54		-	-	144,19
durchschnittliche Fernwärmeleistung	MW _{th}	7,3		-	-	18,4
Spitzenwerte Fernwärmeleistung	MW _{th}	13,8		-	-	61,8

3.5 Verkehrsaufkommen

Für die Anlieferung der Brennstoffe, sonstiger Einsatzstoffe sowie für den Abtransport von Produkten und Reststoffen sind als Transportmittel Schiff, Lkw und Bahn vorgesehen. Die resultierenden Verkehrszahlen sind Tab. 3. -13 zu entnehmen.

Tab. 3. -13: Hauptdaten der Kraftwerksblöcke: *Resultierendes Verkehrsaufkommen*

Transportmittel bzw. Transportgut	Verkehrszahlen für den gesamten Kraftwerksstandort (max. Anzahl pro Tag) nach Umsetzung der		
	Vorhaben 1.100 MW Stein- kohleblock	Alternative 1.100 MW GuD- Anlage	Alternative Nullva- riante
Lkw-Verkehre			
Heizöl EL Anlieferung	4	2	4
Kalksteinmehlanlieferung	45	8	45
Dolomit-Anlieferung	0	0	10
Klärschlamm-Anlieferung	16	16	18
Betriebsmittel (Brantkalk, HCl, NaOH, H ₂ SO ₄ , sonstige)	2	2	2
Flugasche-Entsorgung	18	6	6
Grobasche/Granulat- Entsorgung	32	11	94
Gipsentsorgung	0*	8	0*
Sonstige Reststoffe/Abfälle	6	6	6
Σ LKW-Verkehre	123	59	185
Σ Züge	8	2	4
Σ Schiffe	5	2	5
	Verkehrszahlen für den gesamten Kraftwerksstandort (max. Anzahl pro Jahr) bei/nach Umsetzung der		
	Vorhaben 1.100 MW Stein- kohleblock	Alternative 1.100 MW GuD- Anlage	Alternative Nullva- riante
Betriebsphase	13.000	7.800	20.800
Bauphase (nur Baufahrzeuge)	52.000	16.120	7.020

* erfolgt per Schiff

Durch IMB Plan /3. -1/ wurde die Leistungsfähigkeit der Strecken und Knotenpunkte im Untersuchungsraum für den „worst-case“-Fall überprüft. Diese ungünstigsten Verhältnisse und Verkehrsbelastungen für das Straßennetz stellen sich während der Bauphase für das geplante Vorhaben ein. Sie resultieren aus der Überlagerung der prognostizierten und zeitlich und räumlich verteilten Neuverkehrsfahrten mit den Prognose-Nullfall-Belastungen im Jahr 2010. Veränderungen am bestehenden Verkehrsnetz oder an den vorhandenen Knotenpunktsgometrien sind bis zum Ende der Bauzeit nicht zu erwarten.

Die Ergebnisse der Leistungsfähigkeitsuntersuchung ergaben, dass die untersuchten Strecken und Knotenpunkte in der derzeit ausgebauten und betriebenen Form auch im „worst-case“-Fall ausreichend leistungsfähig sein werden. Die zusätzlichen Fahrten können vom

angrenzenden Verkehrsnetz aufgenommen und abgewickelt werden. Verkehrstechnische Maßnahmen oder eine Erweiterung des Untersuchungsraumes sind nicht erforderlich.

Die Qualität der Verkehrsabläufe wurde nach HBS 2001 /3. -2/ berechnet und lag je nach Knotenpunkt zwischen QSV A („sehr gut“) und QSV D („ausreichend“). Die Baustellenzufahrt wird ohne Signalisierung nicht ausreichend leistungsfähig sein. Durch die bereits eingerichtete Baustellenampel sind jedoch qualitativ „gute“ Verkehrsabläufe gewährleistet. Zusammenfassend weisen die durchgeführten Untersuchungen ein auch künftig leistungsfähiges Verkehrsnetz nach. Die höchsten Verkehrsbelastungen werden sich während der anstehenden Bauphase einstellen und können in ausreichendem Maße abgewickelt werden. Die Belastungen, die sich in der anschließenden Betriebsphase ergeben, werden je nach Knotenpunkt rund 10 - 20 % geringer sein und dadurch wieder Leistungsreserven freigeben.

Eine unterschiedliche Qualitätseinstufung zwischen den drei untersuchten Varianten in Bezug auf die Leistungsfähigkeit des Verkehrsnetzes ergibt sich weder in der Bau- noch in der Betriebsphase.

3.6 Energieableitung

Um die vom Generator erzeugte elektrische Energie von den beiden Maschinentransformatoren südlich des Maschinenhauses in das 380-kV-Verbundnetz einzuspeisen, wird eine 1-systemige Freileitung mit einer Länge von ca. 1,2 km vom Trafoblock bis zum Umspannwerk Großkrotzenburg errichtet. Am Umspannwerk muss ein neues 380 kV-Feld hergestellt werden. Die Lage der geplanten Freileitung ist in Abb. 3. -4 dargestellt.

Masten

Zur Errichtung der Leitung sind 4 neue Masten notwendig: Von Mast 1 nördlich des UW Großkrotzenburg aus wird die Leitung über ausgeräumte Ackerflächen mit einzelnen Hecken säumen in nördlicher Richtung zum neuen Mast 2 am Nordrand der Granulatdeponie geführt. Von dort geht die Leitung über Gehölzbestände und den bestehenden Mast 2 zwischen Granulatsee und Belüftungsteich zu Mast 3 und weiter über das Hafenbecken zu Mast 4 im Baufeld von Block 6. Der Main wird nicht gequert oder tangiert.

Zum Einsatz kommen Stahlgittermaste mit Höhen zwischen rund 55 m (Mast 1) und rund 85 m (Mast 4). Die Aufhängepunkte der Leiterseile liegen ca. 15 bis 20 m unter der Mastspitze.

Leitungen

Zur Übertragung der elektrischen Energie werden die Maste mit einem 380-kV-Drehstromsystem (1 Stromkreis), d. h. mit 3 Phasenbündeln à 4 Leiterseilen belegt. Als spannungsführende Leiterseile werden Aluminium-Stahl-Seile verwendet, die an Isolatoren abgespannt bzw. aufgehängt werden. Auf den Mastspitzen (Erdseilträger) wird ein selbsttragendes Fernmelde-Luftkabel zur Netzführung (Steuerung der Anlage) sowie als Blitzschutz für die Leiterseile mitgeführt.



Abb. 3. -4: Lage der geplanten 380-kV-Leitung zum Umspannwerk Großkrotzenburg

380 kV-Feld am Umspannwerk

Vorgesehen ist die Erweiterung des Umspannwerkes Großkrotzenburg um ein Schaltfeld in der bestehenden 380-kV-Anlage. Das neue Schaltfeld dient der Eisspeisung und Verteilung der in Block 6 erzeugten Energie. Die Fläche des neuen Feldes umfasst ca. $(80 \times 80 \text{ m} =) 6.400 \text{ m}^2$ und liegt innerhalb des umzäunten und von Rasenflächen eingenommenen UW Großkrotzenburg. Zwischen den Bauwerken (ca. 200 m^2 für Betonfundamente) wird auch künftig wieder Rasen angelegt.

3.7 Verzeichnis der verwendeten Unterlagen

- /3. -1/ IMB Plan
Verkehrsuntersuchung zum Raumordnungsverfahren (ROV KWS6)
10 C 168 - Rev. 00
Juli 2008

- /3. -2/ Forschungsgesellschaft für Straßen- und Verkehrswesen (FGSV)
Handbuch für die Bemessung von Straßenverkehrsanlagen (HBS 2001)
Köln, Ausgabe 2001