

## Anlagen- und Betriebsbeschreibung

1	Versorgungsaufgabe .....	1
1.1	Brennstoffe .....	2
1.2	Dampferzeuger und Entstickungsanlage .....	3
1.3	Rauchgasreinigung (RGR) .....	5
1.3.1	REA- Abwasseraufbereitung (RAA).....	6
1.4	Carbon Capture and Storage-Technologie (CCS) .....	6
1.5	Stromerzeugung.....	7
1.6	Fernwärmeerzeugung .....	7
1.7	Hilfskesselanlage .....	7
1.8	Energieableitung .....	7
1.9	Rückkühlanlage .....	8
1.10	Einsatzstoffe .....	8
1.11	Nebenanlagen .....	10
1.12	Betriebsweise.....	11
1.13	Anlieferkonzept .....	11
2	Technische Daten Gesamtanlage.....	12
2.1	Emissionen .....	13
3	Kraftwerksnebenprodukte und sonstige Rückstände.....	14
4	Abwasseranfall, -behandlung und -einleitung .....	14

### 1 Versorgungsaufgabe

Das vorhandene Kraftwerk Staudinger besteht aus 5 Blöcken und verfügt über eine elektrische Gesamtleistung von ca. 2000 MW. Die Blöcke 1-3 mit einer elektrischen Leistung von ca. 850 MW (Brutto) wurden in den Jahren 1965 (Block 1/2) und 1970 (Block 3) in Betrieb genommen.

Diese 3 Blöcke sollen nunmehr durch einen ca. 1100 MW<sub>brutto</sub> Steinkohleblock ersetzt werden.

Folgende Randbedingungen wurden dazu gewählt:

- 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 ca 2.350 MW
- Netto-Wirkungsgrad (Auslegungsfall) von 45,5 %
- max. 300 MW Fernwärmeauskopplung

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

## 1.1 Brennstoffe

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:

Name des Stoffes - Name der Komponente	Komponente Max.Wert
Steinkohle; Hu=24,91 MJ/kg	
- H <sub>2</sub> O	13,1 Gew-%
- Asche	16,0 Gew-%
- Flüchtige Bestandteile	39,8 Gew-%
- Kohlenstoff	67,0 Gew-%
- Wasserstoff	5,1 Gew-%
- Stickstoff	1,8 Gew-%
- Schwefel	2,0 Gew-%
- Chlor	0,2 Gew-%
- Fluor	0,01 Gew-%
- Antimon	1 mg/kg
- Arsen	11,5 mg/kg
- Blei	150 mg/kg
- Cadmium	3 mg/kg
- Chrom	45 mg/kg
- Kobalt	5 mg/kg
- Kupfer	27 mg/kg
- Mangan	95 mg/kg
- Nickel	100 mg/kg
- Quecksilber	0,6 mg/kg
- Thallium	0,5 mg/kg
- Vanadium	34 mg/kg
- Zink	19 mg/kg

## 1.2 Dampferzeuger und Entstickungsanlage

Die Kesselanlage wird für eine Dampfleistung von 825 kg/s ausgelegt und mit einer direkt einblasenden Steinkohlenstaubfeuerung mit trockenem Aschenabzug ausgerüstet.

Durch eine optimierte Auslegung des gesamten Feuerungssystems einschließlich der Feuerraumgeometrie, der Brenneranordnung und der Brennstoff-Luftversorgungs-Einrichtungen wird ein Anteil unverbrannter Bestandteile in der Filterasche kleiner 5 % angestrebt, was die Feuerungsverluste minimiert.

30 Steinkohlenstaubbrenner, die in 5 Ebenen angeordnet sind, erbringen gemeinsam die Feuerungswärmeleistung (max.) von 2.350 MW.

Die Steinkohle wird aus den im Kesselhaus aufgestellten 5 Rohkohlebunkern mit einer Füllmenge von je 1032 t abgezogen und über gravimetrische Zuteiler den Kohlemühlen zugeführt. Jede Brennergruppe wird über 6 Staubleitungen von einer Mühle mit Kohlenstaub versorgt.

Die Aufbereitung (Zerkleinerung, Trocknung, Förderung, Sichtung und Verteilung) der Kohle zu brennfertigem Staub erfolgt in vier Walzenschüsselmühlen vom Typ MPS 255.

Mit einem Motor wird über das Getriebe eine Mahlschüssel mit auswechselbaren Mahlschüsselsegmenten angetrieben. Das vom Zuteiler durch einen Fallschacht zentrisch auf die rotierende Mahlschüssel aufgebene Mahlgut wird durch Fliehkraft in die Mahlbahn getragen und dort von den 3 ortsfesten Mahlwalzen überrollt. Die Mahlkraft wird durch ein hydropneumatisches Federsystem erzeugt.

Das hydropneumatische Mahlkraftsystem besteht aus drei parallel arbeitenden Hydraulikzylindern, die jeweils über eine Zugstange einen starren Spannrahmen nach unten ziehen. Die an dem Spannrahmen befestigten Mahlwalzen werden auf diese Weise gegen die Kohleschicht auf der Mahlschüssel gepresst. Die Fremdkraft wird über ein Hydraulikaggregat erzeugt.

Mit dem hydropneumatischen Mahldrucksystem wird die aktuelle Mahlkraft in Abhängigkeit von der Mühlenbelastung eingestellt. Hohe Kohledurchsätze erfordern eine hohe Mahlkraft (hohen Öldruck), bei geringeren Durchsätzen wird eine entsprechend geringere Mahlkraft (geringer Öldruck) gefahren.

So wird in Abhängigkeit der Zuteiler- Drehfrequenz jeweils die optimale Mahlkraft eingestellt.

Der Mahltrocknungsvorgang erfolgt nach dem Luftstromprinzip. Die heiße Primärluft tritt rund um die Mahlschüssel durch den Düsenring in den Mahlraum ein und übernimmt die Trocknung und den Transport des gemahlene Gutes zum oberhalb des Mühlengehäuses angeordneten elektrisch angetriebenen Lamellen- Sichter. Hier findet die Trennung des Grobkorns von dem Feinkorn statt. Der aus der Mühle aufsteigende Staub-Luft-Strom wird, nachdem dieser die Schwerkraftsichtzone passiert hat, umgelenkt. Durch den rotierenden Lamellenkorb wird eine radial wirkende Kraft auf die im Tragluftstrom befindlichen Feststoffteilchen übertragen, welche die groben Staubeilchen aus ihrer bisherigen Strömungsrichtung ablenkt und nach Außen zurücktreibt.

Dort gelangen die groben Körner in ein abwärts gerichtetes Strömungsfeld, welches sie über den trichterförmigen Gieß-Rücklauf mittig in die Mahlschüssel zurück zur Nachzerkleinerung transportiert. Die Trenneigenschaften des Lamellensichters werden durch die veränderliche Drehfrequenz des Rotors bestimmt. Der Fertigstaub verlässt den Sichter über 6 Staubeinzelleitungen, die zu den Brennern führen. Jede Mühle ist mit einem Sperrluftgebläse ausgerüstet und versorgt die Mahlwalzen, die Sockelbodenabdichtung, die Gehäusedurchtritte der Spannzüge und den rotierenden Sichter mit Sperrluft und verhindert so das Eindringen von Kohlenstaub in die Mahlwalzenlager sowie das Austreten von Kohlenstaub aus der Mühle in die Atmosphäre. Die Aufteilung der Sperrluft erfolgt über Drosselklappen. Der notwendige Betriebsdruck der Sperrluft wird mit einem Druck-Messsystem überwacht.

Der Dampferzeuger ist mit 5 Kohlemühlen ausgerüstet.

Die Mühlen sind so ausgelegt, dass der Brennstoffmassenstrom, der zur Erzeugung der höchsten Dauerleistung und zur Einhaltung der gewährleisteten Laständerungsgeschwindigkeiten erforderlich ist, bei Einsatz von allen Mühlen unter folgenden Voraussetzungen, vermahlen wird:

- ungünstigste Kohle des Brennstoffbandes
- Ende der Reisezeit der Dampferzeuger-Anlage
- bis zum Ende der Laufzeit der Mühlen-Verschleißteile
- ungünstigstes Mahlverhalten der Mühlen im Hinblick auf Einhaltung der feuerungstechnischen und emissionsseitigen Beschaffenheitsmerkmale
- Wasserlanzenbläser und/oder Russbläseranlage im Betrieb
- Anpassung der Regelreserve an die DVG-Forderung
- Laständerungen

Der Regelbereich der Mühlen ist dabei so groß, dass mit allen Mühlen eine Dampfleistung von 50 % oder weniger und bei 2-Mühlenbetrieb eine Dampfleistung von 25 % oder weniger bei stabiler Kohlefeuerung (d.h. ohne Ölstützfeuer) erzeugt wird.

Bei einem Einsatz von heizwertreicher Kohle ( $H_u > 25 \text{ MJ/kg}$ ) wird die maximale Dampferzeugerlast am Ende der Reisezeit auch mit n-1 Mühlen ohne Ölzusatzfeuer gefahren.

Die Mühlen sind explosionsdruckstoßfest für 1 bar Überdruck ausgelegt (TRD 423 bzw. DIN EN 12952 Teil 9).

Während des An- und Abfahrens der Kohle-Mühle wird diese, entsprechend den internationalen technischen Regeln, mit Dampf inertisiert (Sauerstoffgehalt  $< 12\%$ ).

Dampfparameter: max. 12 bar, 250°C

Bedampfungszeit:

ca. 2 Minuten beim Start der Mühle,

ca. 4 Minuten beim normalen Abfahren der Mühle, bzw. beim beschleunigten AUS.

ca. 8 Minuten beim NOT AUS der Mühle.

Als Zündfeuerung wird eine Heizöl EL Feuerung vorgesehen. Die maximale Zündfeuerungsleistung beträgt 822,5 MWth (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 Volllast) 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<sub>x</sub>-Emissionen ist eine Entstickungsanlage nach dem SCR-Verfahren vorgesehen. Das SCR-Verfahren beruht auf der katalytischen Reduktion der im Rauchgas enthaltenen Stickoxide mit Ammoniak (NH<sub>3</sub>). Die Stickoxide im Rauchgas (ca. 90 % NO und 10 % NO<sub>2</sub>) werden zu Stickstoff (N<sub>2</sub>) und Wasserdampf (H<sub>2</sub>O) 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<sub>x</sub>-Anlage wird ein großer Teil der verbliebenen Rauchgaswärme im Luvo auf die Primär- und Verbrennungsluft übertragen. Das je nach Schwefelgehalt der Kohle auf ca. 120 °C bis 150 °C abgekühlte Rauchgas verlässt die Kesselanlage in Richtung Elektrofilter.

### 1.3 Rauchgasreinigung (RGR)

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

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

stellt in ihrem Zusammenwirken sicher, dass die Emissionsgrenzwerte der 13. BImSchV sicher 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<sub>x</sub>-

Anlage größtenteils oxidiert wird und danach als gut wasserlösliches  $\text{HgCl}_2$  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 Emissionsvorschriften und zugesagten Emissionswerten.

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

### 1.3.1 REA- Abwasseraufbereitung (RAA)

Das Abwasser aus der Rauchgasentschwefelungsanlage (ca. 20 m<sup>3</sup>/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 („Wäsche von Rauchgasen aus Feuerungsanlagen“) zur Abwasserverordnung (AbwV) 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.

## 1.4 Carbon Capture and Storage-Technologie (CCS)

Derzeit befinden sich im Bereich der fossilen Kraftwerkstechnik alle Verfahren zur CO<sub>2</sub>-Abtrennung noch in der Entwicklung. Für den Block 6 in Staudinger ist die Nachrüstung einer Anlage vorgesehen, die CO<sub>2</sub> nach der Verbrennung aus dem Rauchgas abtrennen kann (Post-Combustion-Capture, PCC). Sobald diese Technologie kommerziell verfügbar ist, kann eine solche Nachrüstung erfolgen. Die Fachwelt rechnet damit allerdings nicht vor dem Jahr 2020. Nach derzeitigem Wissen kann mit der PCC-Technologie eine Abscheiderate des CO<sub>2</sub> von etwa 90 % erreicht werden. Aufgrund des frühen Status der Entwicklung können die folgenden Zahlen aber nur als vereinfachte Annahme gewertet werden.

Für den Block 6 ergäbe sich eine Jahresfracht von 5,76 Mio t CO<sub>2</sub> (1.050 MW \* 7.000 Vbh \* 0,784 tCO<sub>2</sub>/MWhel) für die Anlage ohne CCS und entsprechend 0,576 Mio t CO<sub>2</sub> für die Anlage mit CCS.

Im Zuge der Entwicklung der PCC-Technologie werden Pilotanlagen in verschiedenen Kraftwerken installiert, um sie unter Praxisbedingungen untersuchen zu können. Pilotanlage heißt in diesem Fall, dass aus dem Kraftwerksprozess ein Teilstrom des Rauchgases durch die PCC-Anlage geleitet wird. Standort für eine der Pilotanlagen wird voraussichtlich Staudinger sein.

## 1.5 Stromerzeugung

Die Stromerzeugung erfolgt in einem 1100 MW Generator, der von der Dampfturbine angetrieben wird. Die mehrgehäusige 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.

## 1.6 Fernwärmeerzeugung

Über entsprechende Fernheizungswärmetauscher können in Block 6 ca. 300 MW Fernheizleistung in Kraft-Wärmekopplung erzeugt werden bei einem Netto-Anlagennutzungsgrad von 56,3 %.

Die Fernheizungswärmetauscher 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.

## 1.7 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.

## 1.8 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. 1,13 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. 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.

## 1.9 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. 491 t/h. Die Verluste infolge Verdunstung (dies entspricht ca. 9 t/h Sprühverluste und ca. 1500 t/h Verdunstungsverluste) und Abschlammung werden durch die Nachspeisung von ca. 2000 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.

## 1.10 Einsatzstoffe

Die Betriebsmittelversorgung erfolgt per Schiff, Bahn und LKW.

### Steinkohle

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

### Wasser

Als Einsatzwasser für die Sanitäreinrichtungen 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 SO<sub>2</sub>-Abscheidung benötigte Kalksteinmehl (CaCO<sub>3</sub>) 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<sub>x</sub>-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 m<sup>3</sup>) wie z.B. Fällungs- und Flockungsmittel, Dispergiermittel u.ä. vorgehalten und eingesetzt.

### **1.11 Nebenanlagen**

Für den Kraftwerksbetrieb werden auf dem Gelände nachfolgend aufgeführte notwendige Nebenanlagen als Bestandsanlagen genutzt bzw. neu errichtet:

- Kohlelagerplatz und Bekohlungsanlagen (Bestandsanlage)
- Wasser- und Abwasseraufbereitungsanlagen
  - Vollentsalzungsanlage (VEA) (Neuanlage)
  - Kondensatreinigungsanlage (KRA) (Neuanlage)
  - Kühlturmzusatzwasseranlage (KZA) (Neuanlage)
  - REA-Abwasseraufbereitungsanlage (RAA) (Bestandsanlage)
- Kühlwasserentnahme und –Reinigung (vor KZA) (Neuanlage bei Block 6)
- Hilfskesselanlage (Neuanlage)
- Heizölversorgung (Bestandsanlage)
- Erdgasversorgung (Bestandsanlage)
- Gipsentwässerung (Neuanlage)
- Gipslagerhalle (Bestandsanlage)
- Flugaschesilo, Flugaschetransport und –verladung (Neuanlage)
- Kalksteinmehlsilo und –versorgungsanlagen (Neuanlage)
- Branntkalksilo und –versorgungsanlagen (Neuanlage für KZA Bl. 6, Bestandsanlage in RAA Bl. 5)
- 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)
- Gleisanlagen: Im Zuge des Neubau Block 6 werden zwei Doppelgleise (ca. 750 m nördlich und ca. 500 m südlich des Block 6) gebaut. Das nördliche Gleis dient u.a. zur E-Filterascheverladung, das südliche u.a. zur Gipsverladung.

### 1.12 Betriebsweise

Das Kraftwerk wird ganzjährig im Grund- und Mittellastbereich betrieben. Mit seiner großen Lastvariation von 300-1100 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.

### 1.13 Anlieferkonzept

Für die Anlieferung der Brennstoffe, sonstiger Einsatzstoffe sowie für den Abtransport von Produkten und Reststoffen sind als Transportmittel Schiff, Lkw und Bahn vorgesehen. Die vorgesehene Zuordnung der Materialien zu den einzelnen Transportmitteln kann den ROV-Inputdaten (Kap. 4.4) entnommen werden.

## 2 Technische Daten Gesamtanlage

### Lastfall (Auslegung)                      **Jahresmittel +13°C (Betrieb ohne Fernwärme)**

Feuerungswärmeleistung	ca. 2.308 MW
Elektrische Bruttoleistung gesamt	ca. 1.098 MW
Elektrischer Eigenbedarf	ca. 48,5 MW
Elektrische Nettoleistung gesamt	ca. 1.049,5 MW
Fernwärmeabgabe	keine
Anlagennutzungsgrad	45,5 % (Nettowert ohne Fernwärmeabgabe)
Abwärmeleistung über Kühlturm	ca. 1.116 MW

### Lastfall                                      **Lufttemperatur +4°C (Betrieb mit Fernwärme)**

Feuerungswärmeleistung	ca. 2.308 MW
Elektrische Bruttoleistung gesamt	ca. 1.046 MW
Elektrischer Eigenbedarf	ca. 46 MW
Elektrische Nettoleistung gesamt	ca. 1.000 MW
Fernwärmeabgabe	300 MW
Anlagennutzungsgrad	56,3 % (Nettowert mit Fernwärmeabgabe)
Abwärmeleistung über Kühlturm	ca. 866 MW

### Dampferzeuger und Feuerung

Bauart	Turmkessel
Feuerungswärmeleistung (normal)	ca. 2.308 MW
Feuerungswärmeleistung( max.)	ca. 2.350 MW
Betriebsdruck	ca. 285 bar
Frischdampftemperatur	ca. 600°C
HZÜ-Dampftemperatur	ca. 620°C
Brennstoff	Steinkohle
max. Brennstoffbedarf bei Volllast	376 t/h (bezogen auf Hu = 22,50 MJ/kg)
Anfahrstoff	Heizöl EL

### Hilfsdampferzeuger

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

### Kühlturm

Bauart	Naturzug-Nasskühlturm
Abwärmeleistung	1116 MW
Beckendurchmesser	ca. 120 m
Höhe über Gelände	ca. 180 m

## 2.1 Emissionen

Für den Betrieb des geplanten Kraftwerks sind bei dem vorgesehenen Einsatz von Steinkohle die Emissionsgrenzwerte der 13. BImSchV maßgeblich. Für die Stoffe SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> und Staub werden über die 13. BImSchV hinausgehend wesentlich geringere Emissionsgrenzwerte beantragt. Die zugesagten Jahresfrachten beziehen sich auf den gesamten Standort und sind nicht Bestandteil dieser Beschreibung.

**Tab. A1: Emissionsgrenzwerte**

Stoff	Tages- Mittelwerte nach 13. BImSchV für Steinkohle in mg/m <sup>3</sup> i. N.,tr.,6 % O <sub>2</sub>	Halbstunden-
SO <sub>2</sub> /SO <sub>3</sub>	70	140
NO <sub>x</sub>	95	190
Staub	10	20
Hg	0,015	0,025

### 3 Kraftwerksnebenprodukte und sonstige Rückstände

Bei dem Betrieb des Kraftwerkes fallen folgende Nebenprodukte und sonstige Rückstände an, die einer Verwertung zugeführt werden. Ist eine Verwertung der Rückstände nicht möglich, werden diese entsorgt. Im Wesentlichen handelt es sich hierbei um nachfolgende Produkte und Rückstände aus Block 6 (die entsprechenden Massenströme können den ROV-Inputdaten (Kap. 3.2) entnommen werden):

- Grobasche aus dem Kessel
- Flugasche aus der Entstaubung
- Gips aus der REA,
- Schlamm aus der REA- Abwasseraufbereitungsanlage

Weitere Abfälle, z.B. aus Werkstätten, Verwaltung u.ä. fallen in kleinen Mengen an und werden entsprechend den gesetzlichen Vorgaben entsorgt.

### 4 Abwasseranfall, -behandlung und -einleitung

Für die Neuanlage Block 6 wird eine Trennentwässerung vorgesehen. Es werden entsprechend den Abwasserqualitäten und unterschiedlichen Herkunftsbereichen verschiedene Entwässerungsnetze erstellt:

Für die wesentlichen Herkunftsbereiche werden nachfolgend die betrieblichen Abwässer benannt (die jeweiligen Massenströme sind den ROV-Inputdaten (Kap. 3.2) zu entnehmen):

- REA-Abwasser
- Kühlturmabflut
- Abwässer aus VEA und KRA
- Verwerfkondensate werden in den Prozess zurückgeführt und nicht in die Entwässerungsnetze eingeleitet.
- Abwasser aus Naßentaschung
- Abwasser aus der Kühlwasserreinigung wird in den Prozess zurückgeführt, daher fallen hier keine Abwässer an, die in die Entwässerungsnetze eingeleitet werden.

S – Netz

Schmutzwasser Kanalisation

R – Netz

Niederschlagswasser von Dachflächen und Straßen

K – Netz

Kühlturmabflut

**Schmutzwasserkanalisation (S - Netz):**

Das S-Netz dient zur Ableitung von verschmutztem Abwasser, wie z.B. sanitärem Abwasser, Betriebsabwasser (Kondensate, diverse Abwässer aus der Wasseraufbereitung etc.), Spritzwässer aus Bodenabläufen der Gebäude, ggf. Niederschlagswässer von stark verschmutzten Straßenflächen sowie Abläufen aus Ölabscheidern.

Sanitäre Abwässer und Betriebsabwässer werden der kraftwerksinternen Kläranlage zugeführt und von dort aus geregelt in den Main eingeleitet.

Spritzwässer aus Bodenabläufen sowie Abläufe aus Ölabscheidern werden in den Flüssigkeitsabscheider (Schacht 27) auf dem Kraftwerksgelände eingeleitet und von dort aus dem Kraftwerkshafen zugeführt.

**Niederschlagswasser von Dachflächen und Straßen (R – Netz)**

Niederschlagswässer von Dachflächen und Straßen werden über das Regenwasser-Kanalnetz (R-Netz) abgeleitet und ebenfalls dem Flüssigkeitsabscheider (Schacht 27) auf dem Kraftwerksgelände zugeführt. Von dort wird das Niederschlagswasser in den Kraftwerkshafen eingeleitet.

**Kühlturmabflut (K - Netz):**

Die anfallende Kühlturmabflut wird dem vorhandenen Kühlwasserauslaufkanal zugeführt.