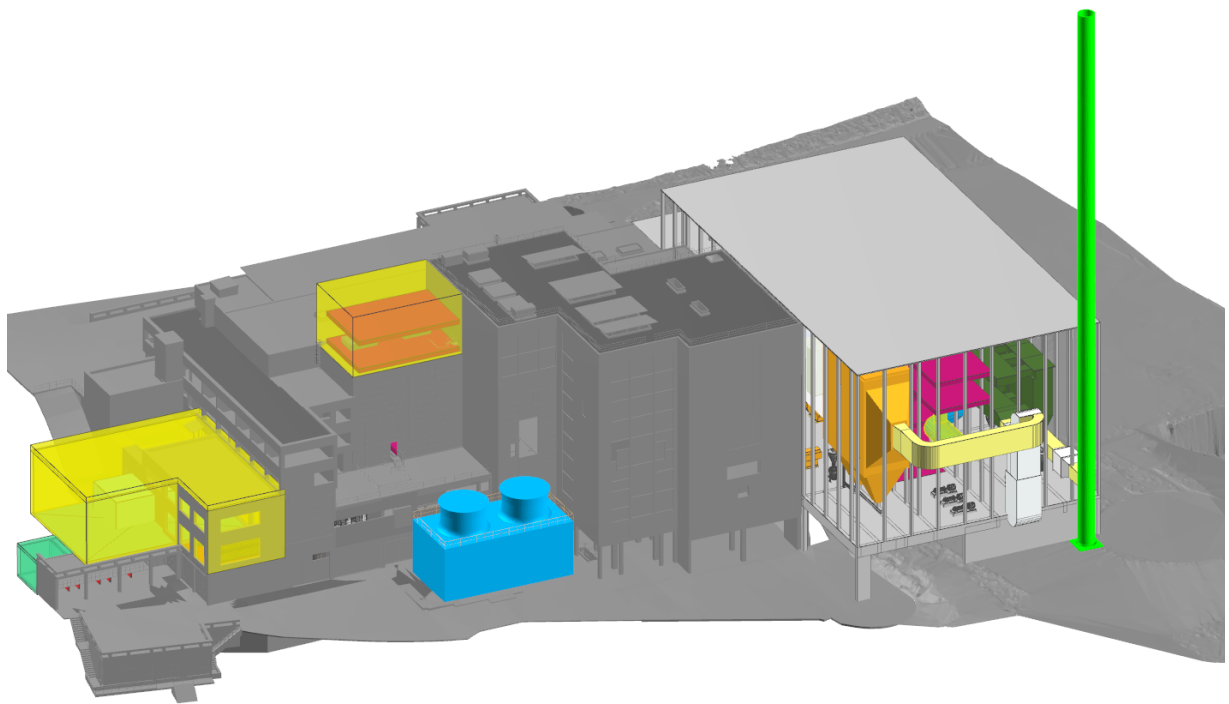


KVA Turgi

Machbarkeitsstudie Ersatzanlage

Hauptbericht



Inhaltsverzeichnis	Seite
1. Einleitung.....	5
2. Ausgangslage und Randbedingungen	6
2.1 Gesetzliche Vorgaben	6
2.1.1 Emissionen	6
2.1.2 Uferschutzzone.....	6
2.1.3 Flusswasserentnahme	6
2.1.4 Energetische Nettoeffizienz	6
2.2 Gelände und Gebäude	7
2.3 Betrieb bestehende Anlage während Bau Ersatzanlage	10
2.4 Kapazität Ersatzanlage.....	10
2.4.1 Kapazität bestehende Anlage	10
2.4.2 Kapazität Ersatzanlage.....	11
3. Verfahrenstechnik.....	12
3.1 Verfahrenstechnische Auslegung der Ersatzanlage.....	12
3.2 Feuerung und Kessel.....	13
3.2.1 Feuerung	13
3.2.2 Kessel.....	14
3.3 Rauchgasreinigung.....	15
3.3.1 Mögliche Verfahren der Rauchgasreinigung	15
3.3.2 Emissionen	17
3.3.3 Elektrofilter	18
3.3.4 Zweistufige Trockensorption	19
3.4 Nebenanlagen	20
3.5 Wasser-Dampf-Kreislauf.....	21
3.5.1 Auslegungsgrundlagen	21
3.5.2 Verfahrenstechnische Grundauslegung	23
3.5.3 Betriebsfälle.....	25
3.5.4 Fernwärmeeinbindung	26
3.5.5 Wärmerückgewinnung aus dem Rauchgas.....	29
3.5.6 Abführung der Abwärme	31

3.5.7	WDK-Modellierung.....	44
3.5.8	Fernwärmeauskopplung	46
3.5.9	WDK-Berechnungsergebnisse	46
3.5.10	Energieeffizienzberechnung	47
3.5.11	Optimierungspotenzial	52
3.5.12	Zusammenfassung	52
3.6	Werterhaltungs- und Sanierungsmassnahmen	53
4.	Elektro- und Leittechnik	54
4.1	Einlinienschema	54
4.1.1	1-Linienanlage	54
4.1.2	2-Linienanlage	55
4.2	Auslegung	56
4.2.1	Einleitung.....	56
4.2.2	Flächenbedarf EMSRL-Technik.....	58
5.	Aufstellungsplanung	59
5.1	Einleitung und Ausgangslange.....	59
5.2	Grobvarianten Feuerung/Kessel & Elektrofilter	60
5.3	Untervarianten für die Rauchgasreinigung.....	63
5.4	Variante «grüne Wiese»	67
5.5	Detaillierte Aufstellungsplanung.....	67
5.6	Aufstellung WDK-Komponenten	67
5.7	Aufstellung EMSRL.....	69
5.7.1	Aufstellung Transformatoren.....	69
5.7.2	Aufstellung Mittelspannungsanlage	72
5.7.3	Aufstellung EMSRL-Räume	72
5.8	Platzreserven Ersatzanlage	78
6.	Bauteil	79
6.1	Ausgangslage.....	79
6.2	Grundlagen.....	79
6.3	Lastannahmen.....	79
6.4	Statische Modelle	79
6.5	Statische Berechnungen.....	80

6.6	Grobkostenschätzung.....	80
6.7	Bericht Machbarkeit der Firma AFRY.....	80
7.	Investitionskosten	81
7.1	Detaillierte Investitionskosten Verfahrenstechnik und EMSRL-Technik.....	83
7.1.1	Rückbau Verfahrenstechnik.....	83
7.1.2	Provisorien	84
7.1.3	Feuerung und Kessel.....	85
7.1.4	Rauchgasreinigung.....	86
7.1.5	Nebenanlagen	88
7.1.6	Energienutzung	89
7.1.7	Elektro- & Leittechnik.....	91
7.1.8	Genehmigungs- und Planungskosten, Unvorhergesehenes	92
7.1.9	Werterhaltungs- und Sanierungsmassnahmen Verfahrenstechnik.....	93
7.1.10	Total Investitionskosten Verfahrenstechnik und Elektro- und Leittechnik	94
7.2	Entwicklung der Investitionskosten Ersatzanlage.....	95
8.	Umbauszenarien	98
9.	Zeitplan.....	99
10.	Betriebsergebnis.....	101
10.1	Unterschiede im Betriebsergebnis während Umbau	101
10.2	Betriebsergebnis / Jahresrechnung nach Umbau	103
10.3	Sensitivitätsanalyse	107
11.	CO ₂ -Abscheidung	109
12.	Zusammenfassung	111
13.	Ergebnis der Machbarkeitsstudie aus Sicht der I.C.E. AG	115
14.	Anhänge	116

1. Einleitung

Die KVA Turgi hat im Jahre 1970 mit den beiden Ofenlinien OL1 und OL2 ihren Betrieb aufgenommen und wurde seither in mehreren Etappen erweitert und saniert. Im Jahre 1983 ging der Kessel OL3 parallel zu den beiden bestehenden Linien OL1 und OL2 in Betrieb. 1996 ist der Kessel OL4 dazugekommen, welcher die alten beiden Kessel der OL1 und OL2 ersetzt hat. Im heutigen Betrieb stehen die beiden Ofenlinien OL3 und OL4 nach wie vor im Einsatz.

Die Rauchgasreinigung wurde im Laufe der Jahre stets auf den neusten Stand der Technik gebracht. Die beiden im Betrieb stehenden Rauchgas-Wäscher 1 und 2 stammen aus den Jahren 2003 resp. 1996. Im Jahre 1996 wurde die Rauchgasreinigung auch um einen DENOX-Reingas-Katalysator ergänzt, der beide Linien bedient.

Die Anlage verfügt aktuell über zwei Turbogeneratoren. TG1 stammt aus dem Jahre 1970 und TG2 aus dem Jahre 1996.

Die Gebäude wurden seit der Anfangszeit stets erweitert. Die letzte grosse Erweiterung fand 1996 mit dem Bau des DENOX-Gebäudes, des Kesselhauses OL4 sowie der Turbinenhalle TG2 statt.

Viele Komponenten der bestehenden Anlage werden vor oder um das Jahr 2030 das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben. Ziel wäre am Standort Turgi den Betrieb über das Jahr 2030 hinaus mit einer Ersatzanlage gesichert weiterzuführen.

Vorgängig zu dieser Studie wurden schon Machbarkeitsstudien betreffend Ersatzanlagen am Standort der heutigen KVA Turgi ausgeführt:

- 2014 prüfte die I.C.E. AG das Konzept einer Ersatzlinie mit einer Jahreskapazität von 120'000 t. Feuerung, Kessel und Elektrofilter wurden bei diesem Konzept ausserhalb der bestehenden Gebäude, entlang des bestehenden DENOX-Gebäudes platziert. Die Rauchgasreinigung wurde am Standort der OL3 geplant.
- 2016 prüfte die I.C.E. AG im Rahmen des Kooperationsprojektes EVA die Machbarkeit einer Ersatzanlage in den bestehenden Räumlichkeiten der Anlage. Die Jahreskapazität lag bei 70'-90'000 t. Es wurden verschiedene Aufstellungsvarianten evaluiert. Feuerung, Kessel und Elektrofilter wurden am Standort OL4 platziert, die Rauchgasreinigung entweder am Standort der OL3 oder im bestehenden DENOX-Gebäude.

Ziel der vorliegenden Studie ist die Prüfung der Machbarkeit einer eigenständigen Ersatzanlage am bestehenden Standort der KVA Turgi. Die neue Anlage muss die geltenden gesetzlichen Auflagen einhalten und sollte eine minimale Jahreskapazität von 90'000 t aufweisen. Des Weiteren sollen in dieser Studie die damit verbundenen Investitions- und Betriebskosten evaluiert werden.

2. Ausgangslage und Randbedingungen

2.1 Gesetzliche Vorgaben

2.1.1 Emissionen

Die Emissionsgrenzwerte der geltenden Luftreinhalteverordnung (LRV) müssen gesichert eingehalten werden. Darüber hinaus sollen die Emissionen der Ersatzanlage im Bereich der aktuellen Betriebswerte liegen.

2.1.2 Uferschutzzone

Bei der Aufstellungsplanung der Ersatzanlage gilt es eine 15 m breite Uferschutzzone entlang der Limmat einzuhalten, die neu dazugekommen ist.

2.1.3 Flusswasserentnahme

Die KVA Turgi verfügt aktuell über eine Genehmigung zur Flusswasserentnahme. Somit kann der Turbinen-Abdampf heute mittels Flusswassers kondensiert werden. Gemäss neuer Gesetzgebung darf bei Flusswassertemperaturen über 25°C trotz einer vorhandenen Genehmigung das Flusswasser nur noch maximal um 0.01°C erwärmt werden. Unter diesen Voraussetzungen ist bei der Ersatzanlage, an gewissen Sommertagen, eine Kondensation mittels Flusswassers nicht mehr erlaubt. Es werden daher alternative Konzepte ausgearbeitet, z.B. Kondensation mittels Umgebungsluft (Luko) oder hybride Lösungen, z.B. unter Verwendung eines Kühlturmes.

2.1.4 Energetische Nettoeffizienz

Beim Bau einer Neuanlage gilt heute die Voraussetzung, dass die Anlage eine energetische Netto-Effizienz (ENE) von mindestens 80% erreichen muss. Diese Voraussetzung gilt voraussichtlich nicht für den Bau einer Ersatzanlage. Es muss jedoch davon ausgegangen werden, dass diese Voraussetzung in Zukunft auch für den Bau einer Ersatzanlage gelten könnte. Aus diesem Grunde soll bei der Planung der Ersatzanlage das Erreichen einer $ENE \geq 80\%$ vorausgesetzt werden.

2.2 Gelände und Gebäude

Die Ersatzanlage soll am bestehenden Standort der KVA Turgi errichtet werden. Bestehende Gebäude und Infrastrukturen sollen soweit möglich und sinnvoll weiterverwendet werden. In Abbildung 1 ist eine Luftaufnahme der aktuellen Anlage dargestellt. In Abbildung 2 wird die aktuelle Anlage als Modell gezeigt. Die bestehenden Rauchgas-Wäscher, der Kaminturm sowie die beiden Elektrofilter der Ofenlinien OL3 und OL4 sind auf diesem Modell nicht dargestellt.

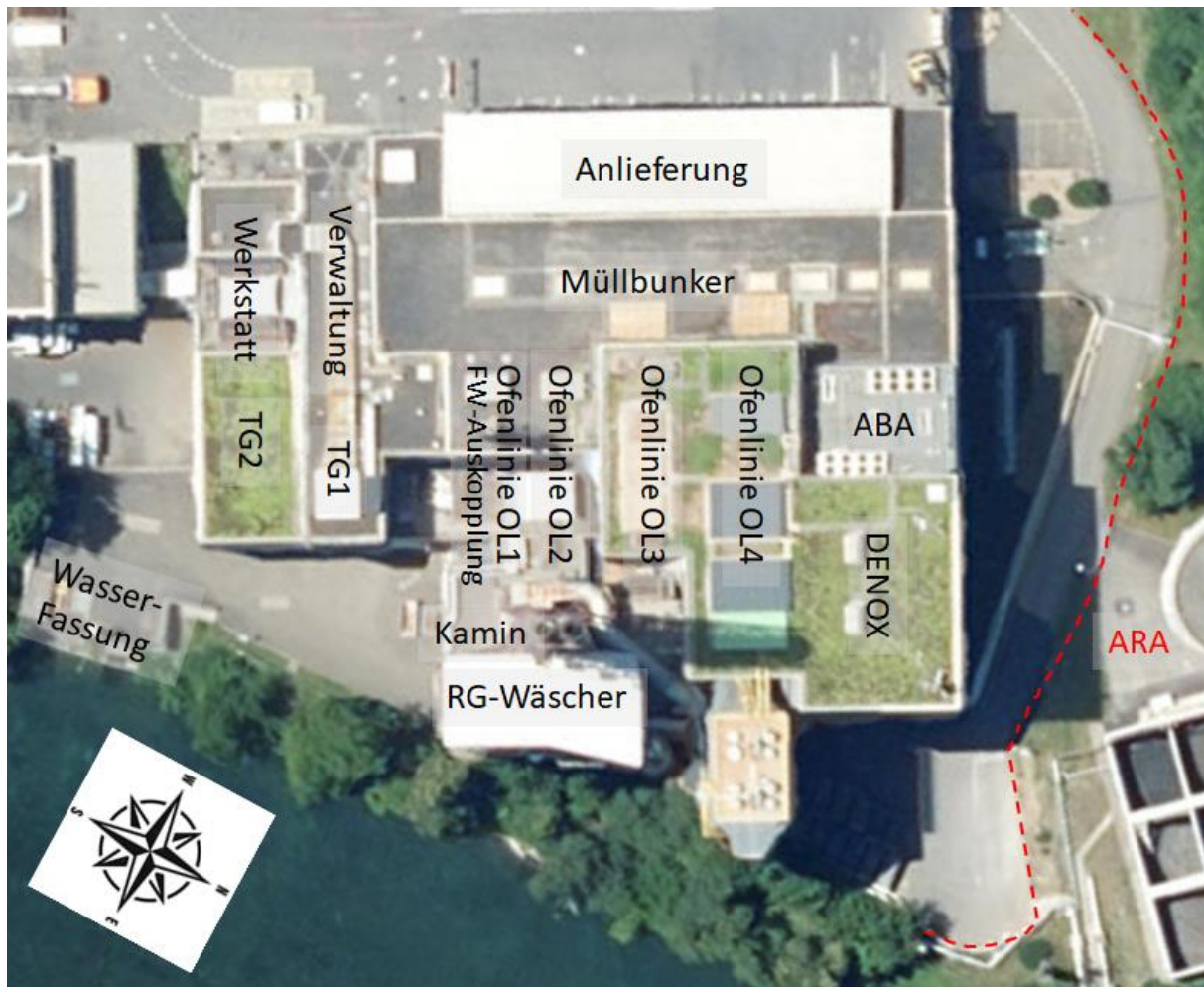


Abbildung 1: Luftaufnahme KVA Turgi (aktueller Stand) inkl. Verortung der wichtigsten Anlagenteile.

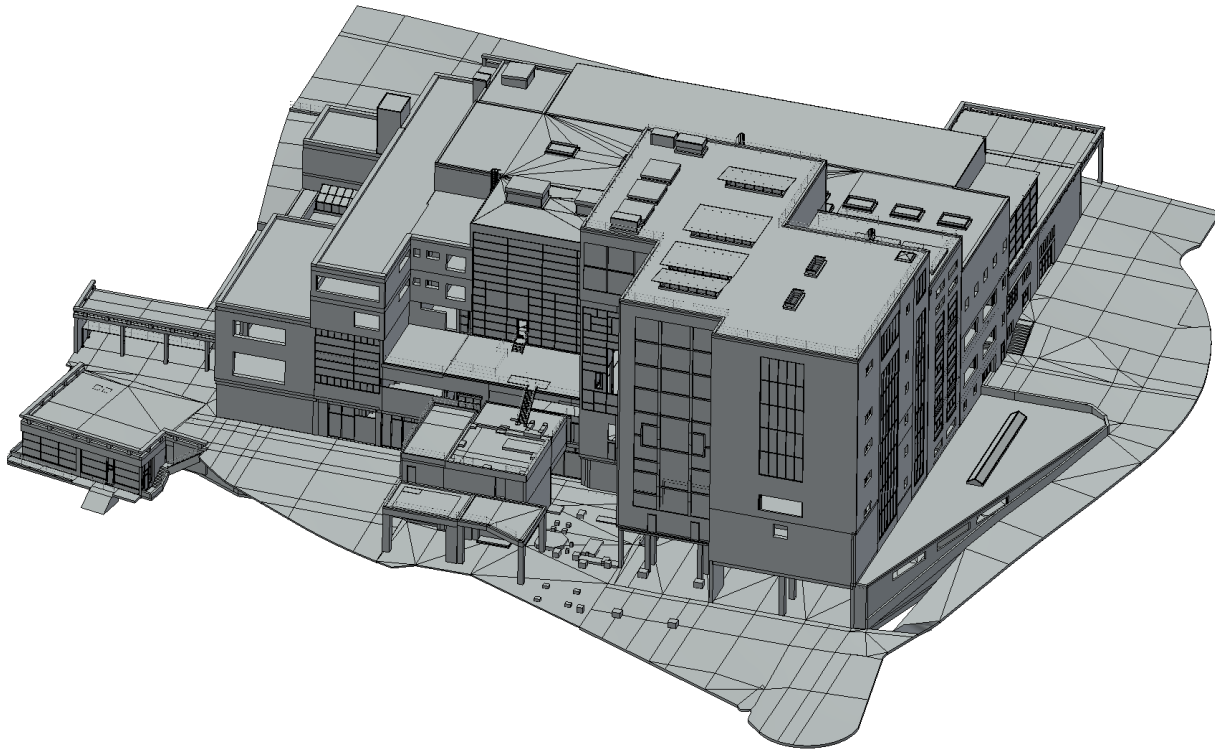


Abbildung 2: Modell bestehende Anlage (ohne RG-Wäscher, Kaminturm und Elektrofilter)

Bei der Aufstellungsplanung der Ersatzanlage gilt es eine neue 15 m breite Uferschutzzone einzuhalten. Ein Teil der heutigen Anlage, wie z.B. der Elektrofilter OL4, die Rauchgaswäscher und die Wasserfassung, steht in dieser Uferschutzzone, siehe dazu Abbildung 3. In diesem Bereich dürfen keine neuen Bauten errichtet werden. Die bestehende Wasserfassung kann am Standort bestehen bleiben (Bestandesschutz). Ebenso können Fahrwege und Plätze in diesem Bereich weiter genutzt werden.

Das Gelände entlang dem DENOX-Gebäude, welches an das Grundstück der ARA angrenzt, kann für die Aufstellungsplanung teilweise genutzt werden. Seitens Abwasserverbandes Region Baden Wettingen (ABW) wurden diesbezüglich verschiedenen Varianten (siehe Varianten 0 bis 2 in Abbildung 4) vorgestellt. Eine Nutzung des ARA-Geländes ist mit einer Umlegung der dort platzierten ARA-Komponenten verbunden. Bei einer Nutzung des ARA-Geländes müsste sich die KVA Turgi voraussichtlich an den Kosten dieser Umlegung beteiligen sowie eine Entschädigung für das Benutzen des Landes entrichten. Zudem müsste der Zeitplan der Umlegung der ARA-Komponenten beim Bau der Ersatzanlage berücksichtigt werden.

Südlich der KVA Turgi steht das Gebäude der Chiresa. An diesem Standort stehen nur bedingt freie Platzreserven im Bereich Vorplatz Werkstatt und deren Zufahrt zur Verfügung.

Westlich der KVA Turgi ist das Gelände durch die Bahnlinie der SBB begrenzt.

Abschliessend kann festgehalten werden, dass für eine mögliche angrenzende Erweiterung des KVA-Geländes einzig das Gelände der ARA in Frage kommt.

Die bestehende, maximale Bauhöhe des Gebäudes der Linie 4, resp. des DENOX-Gebäudes, soll beim Bau der Ersatzanlage nicht überschritten werden.

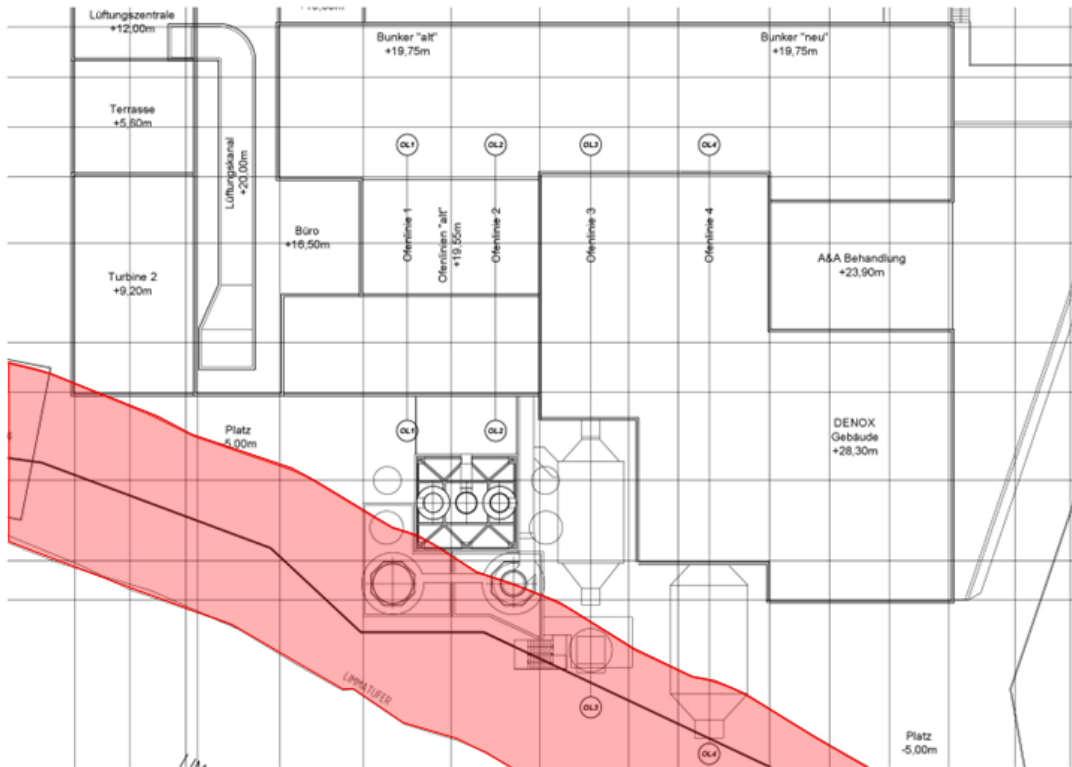


Abbildung 3: KVA Turgi mit 15 m breiter Uferschutzzone (rot eingefärbt)

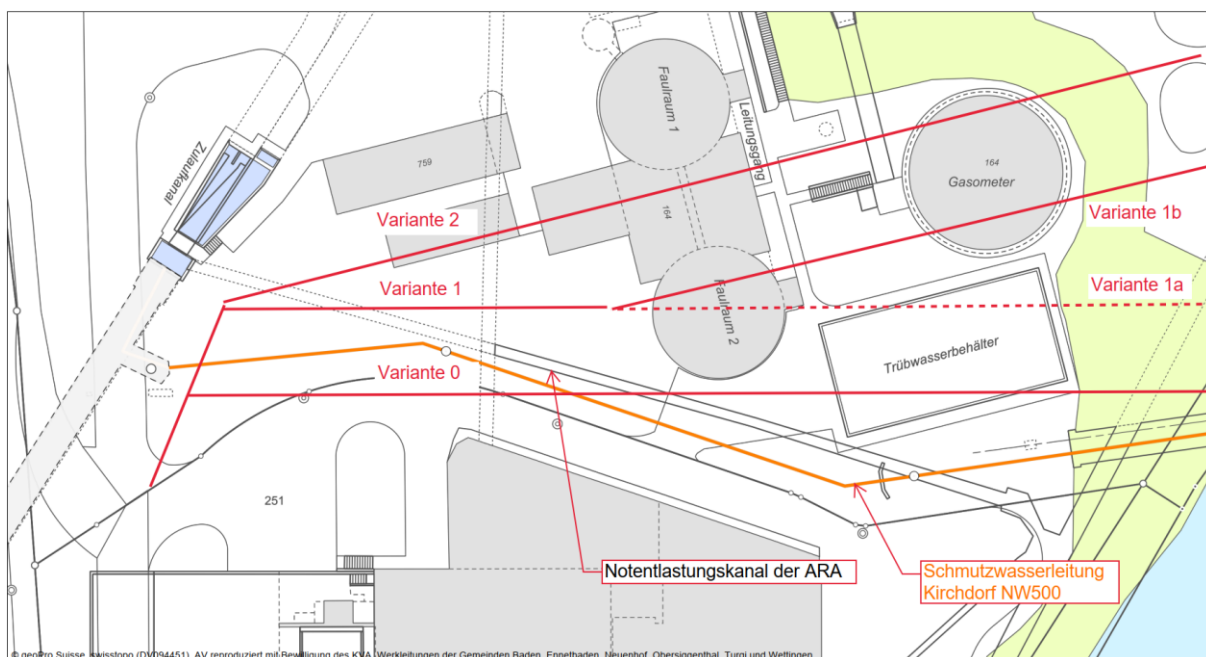


Abbildung 4: Erweiterung Gelände KVA: Varianten 0-2 als Vorschlag des ABW

2.3 Betrieb bestehende Anlage während Bau Ersatzanlage

Während dem Bau der Ersatzanlage muss eine der beiden bestehenden Ofenlinien durchgehend im Betrieb bleiben. Kurze Absteller, für Revision oder Umschlüsse während des Baus, sind gestattet. Es soll jedoch versucht werden, während der Bauzeit möglichst viel Kehrriecht zu verwerten. Dies aus betriebswirtschaftlicher Sicht, um die Entsorgungssicherheit der Gemeinden zu gewährleisten und um längerfristig keine Kunden zu verlieren. Ein Szenario, bei welchem beide bestehenden Ofenlinien während dem Bau der Ersatzanlage im Betrieb bleiben könnten, wäre daher zu bevorzugen.

Diese Voraussetzung führt dazu, dass grosse Bereiche der Bestandesanlage nicht für die Aufstellung neuer Komponenten der Ersatzanlage zur Verfügung stehen.

Auch führt die Voraussetzung eines Weiterbetriebes der Bestandesanlage dazu, dass während der Umbauphase klar definierte Umbauszenarien eingehalten werden müssen.

2.4 Kapazität Ersatzanlage

2.4.1 Kapazität bestehende Anlage

Die bestehende Anlage verfügt über zwei Ofenlinien, OL3 und OL4. In den Jahren 2020 und 2021 wurden am Standort insgesamt 120'864 resp. 119'859 Tonnen Kehrriecht thermisch verwertet. Der mittlere Heizwert, inkl. Klärschlammfraktion, betrug 12.09 resp. 12.24 MJ/kg.

In Tabelle 1 sind die aktuellen Betriebsdaten, welche dem Jahresbericht 2021 entnommen wurden, aufgeführt.

Tabelle 1: Aktuelle Betriebsdaten

	2021	2020
Verbrannte Abfallmenge in t/a:		
• OL3	46'182	46'796
• OL4	73'676	74'068
Verfügbarkeit in h/a:		
• OL3	8'213	8'391
• OL4	8'288	8'309
Mülldurchsatz in t/h:		
• OL3	5.6	5.6
• OL4	8.9	8.9

2.4.2 Kapazität Ersatzanlage

Die Kapazität der Ersatzanlage muss mindestens 90'000 Jahrestonnen betragen. Somit könnte eine Verwertung des Kehrichts der Verbandsgemeinden sowie der Industrie und Bauämter gewährleistet bleiben. Der Anteil der ausserkantonalen Vertragsgebieten würde bei dieser Kapazität wegfallen.

Bei der Auslegung und Aufstellung der Komponenten der Ersatzanlage, siehe Kapitel 3 und 5, hat sich schnell gezeigt, dass mit den zur Verfügung stehenden Platzverhältnissen und der Auflage eines durchgehenden Betriebes mindestens einer bestehenden Ofenlinie, eine Anlage mit einer grösseren Kapazität als 90'000 Jahrestonnen möglich ist. Unter Einhaltung dieser Voraussetzungen wurde die maximale Grösse der Ersatzanlage bei 120'000 Jahrestonnen ermittelt.

3. Verfahrenstechnik

In diesem Kapitel wird die neue Verfahrenstechnik der Ersatzanlage vorgestellt. Diese umfasst u.a. folgende Komponenten:

- Feuerung & Kessel
- Rauchgasreinigung
- Nebenanlagen
- Wasser-Dampf-Kreislauf / Thermische Anlagen

Ein Teil der Verfahrenstechnik der Bestandesanlage kann für die Ersatzanlage weiterverwendet werden. Dies bedingt jedoch gewisse Sanierungsmassnahmen, welche in diesem Kapitel als Werterhaltungs- und Sanierungsmassnahmen vorgestellt werden.

Bei der Wahl der Verfahrenstechniken sollen nur in der Praxis bewährte Technologien berücksichtigt werden.

3.1 Verfahrenstechnische Auslegung der Ersatzanlage

Die geplante Kapazität der Ersatzanlage beläuft sich, wie eingangs erläutert, auf 120'000 t/a. Die aktuelle Planung sieht vor, dass diese Müllmenge entweder mit einer einzelnen, grossen Ofenlinie oder zwei kleineren Ofenlinien verwertet werden kann.

In Anhang 1 sind die Feuerungsleistungs-Diagramme dieser beiden Varianten dargestellt. Es wird mit einer Verfügbarkeit der Anlage von 8'000 h/a gerechnet. Der mittlere Heizwert des Abfalls, welcher zukünftig keinen Klärschlamm enthalten soll, wurde auf 13.00 MJ/kg angesetzt. Im Jahr 2021 betrug der Heizwert ohne Klärschlamm 12.71 MJ/kg, im Jahr 2020 12.54 MJ/kg.

Der nominale Mülldurchsatz beträgt 15.0 resp. 7.5 t/h je nach Anzahl und Grösse der Ofenlinie(n). Die nominale thermische Leistung aus dem Abfall beläuft sich auf ca. 54 resp. 27 MW, welche im Kessel zu einer Dampfleistung von ca. 66 resp. 33 t/h umgesetzt werden kann.

Bei der thermischen Auslegung der Ersatzanlage wurden Reserven eingeplant:

- Höherer Heizwert als heute, entspricht einer Reserve von ca. 2.5-3.5 %
- Bei der Auslegung des Feuerungsleistung-Diagramms wurde die thermische Maximallast bei 110% angesetzt. Diese Maximallast kann im Dauerbetrieb gefahren werden.
- Die Verfügbarkeit von 8000 h/a ist tiefer als die aktuelle Verfügbarkeit der beiden bestehenden Ofenlinien. Dies entspricht einer Reserve von ca. 2.5-5.0 %

De facto ergibt dies in Summe eine Kapazitätsreserve von mindestens 15% im Vergleich zum heutigen Betrieb. Dies entspricht einer maximalen Kapazität von ca. 138'000 t/a.

Alle verfahrenstechnischen Komponenten wurden auf einen möglichen Dauerbetrieb bei Maximallast (erhöhter Heizwert und 110% thermische Leistung) ausgelegt.

Sämtliche Betrachtungen dieser Machbarkeitsstudie, insbesondere die Jahresrechnung, wurden bei nominaler Leistung der Ersatzanlage, sprich 120'000 t/a, durchgeführt.

Detaillierte Angaben zur Grobdimensionierung der verfahrenstechnischen Komponenten sind in Anhang 2 zu finden. Blockdiagramme und Verfahrensfliessbilder in Anhang 3 und 4.

3.2 Feuerung und Kessel

3.2.1 Feuerung

Es soll eine Rostfeuerung zum Einsatz kommen. Die Rosttechnologie (Rostneigung, Vor- oder Rückschubrost, etc.) soll nicht weiter spezifiziert werden. Somit werden Ausschlüsse von potenziellen Anbietern verhindert. Eine Modellierung der Feuerung und des Kessels ist in Abbildung 5 dargestellt.

Unter Einhaltung einer minimalen Müllschachthöhe (notwendig für einen luftdichten Abschluss zwischen Feuerraum und Müllbunker mittels Müllsäule im Schacht), befindet sich die Oberkante des Einfülltrichters bei der Wahl eines geneigten Rostes auf einer höheren Kote als bei der Bestandesanlage (Horizontalrost). Somit müsste der Müllkran auf eine höhere Kote platziert werden, was wiederum eine Erhöhung des Müllbunkers zur Folge hätte. Alternativ kann bei einem geneigten Roste die Kote des Einfülltrichters beibehalten werden, wenn das Ende des Rostes und der Entschlacker inkl. Schlackenschacht auf einer tieferen Kote platziert werden als im Bestand.

Bei der Auslegung des Rostes wurden die üblichen Werte für mechanische Belastung (maximal 300 kg/m²) sowie für thermische Belastung (maximal 1.0 MW/m²) berücksichtigt. Daraus ergeben sich gemäss den FLD minimale Rostflächen von 31.3 (2 x 60'000 t/a) resp. 62.5 m² (1 x 120'000 t/a). Unter der Annahme einer Rostlänge von ca. 10.0 m und unter Berücksichtigung einer Reserve von ca. 10% ergeben sich daraus Rostbreiten von ca. 3.4 resp. 6.8 m.

Der Schlackenausrag erfolgt nass mit einem Stösselentschlacker. Die Schlacke wird wie bei der Bestandesanlage in spezielle WELAKI-Container gefördert. Der LKW-Verlad erfolgt wie bis anhin mit einem speziellen Schwerlaststapler.

Die Primärluft wird mittels eines dampfbetriebenen Vorwärmers vorgewärmt. Der Aufbau des Luftvorwärmers sowie dessen Betriebsmedien wurden noch nicht im Detail bestimmt. Für die thermischen Berechnungen wurde ein reiner Sattedampf-Betrieb und eine Vorwärmung der Luft auf mindestens 120°C berücksichtigt.

Eine Vorwärmung der Sekundärluft ist nicht vorgesehen.

Die Möglichkeit einer Rauchgas-Rezirkulation steht offen. Bei der Auslegung wurden beide Varianten (mit oder ohne Rezirkulation) berücksichtigt.

Die Feuerung wurde hinsichtlich adiabatischer Feuerraumtemperatur und Restsauerstoffgehalt im Rauchgas moderat ausgelegt:

- Ohne Rauchgasrezirkulation: 1250°C und 7.1% O₂ (feucht)
- Mit Rauchgasrezirkulation: 1150°C und 6.0% O₂ (feucht)

Bei aktuellen Referenzanlagen wird die Feuerung teils mit deutlich tieferen Restsauerstoffgehalten betrieben. Dies hat einen positiven Effekt auf die Grösse sämtlicher Anlagenteile (Feuerung, Kessel und Rauchgasreinigung). Parallel dazu erhöht sich jedoch die Feuerraumtemperatur, was zu einer stärkeren thermischen Belastung führt und sich negativ auf die Lebensdauer gewisser Kesselteile auswirken kann.

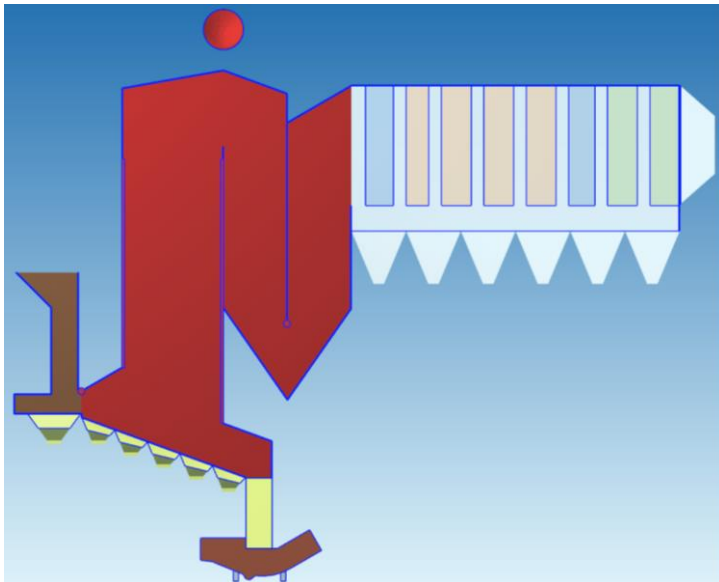


Abbildung 5: Feuerung und Kessel

3.2.2 Kessel

Analog den Kesseln der Bestandesanlage besteht der neue Kessel resp. bestehen die neuen Kessel aus drei vertikalen Leerzügen und einem Horizontalzug. Die konvektiven Wärmetauscherbündel befinden sich im Horizontalzug.

Neu verfügt der Kessel über einen externen Economiser. Dieser wird im Bereich der Rauchgasreinigung platziert und dient der Erhöhung des Wirkungsgrades sowie der Temperaturregelung.

Die Frischdampfparameter des Kessels sind 40.0 bar abs. und 400°C.

Die Breite des Kessels ist durch die Rostbreite vorgegeben.

Der Kessel wurde wärmetechnisch mit einer spezifischen Software ausgelegt. Die Resultate dieser Kesselauslegung sind in Anhang 5 zu finden.

Bei der Auslegung der vertikalen Leerzüge und der Wärmetauscherbündel im Horizontalzug wurden folgende Kriterien berücksichtigt.

- Die Frischdampf Temperatur von 400°C soll bei Nominallast spätestens nach 500-700h Reisezeit erreicht werden.
- Die Rauchgastemperatur vor Endüberhitzer soll am Ende der Reisezeit (8000h) im Maximalbetrieb (110% Last) kleiner 660°C sein. Bei Nominallast liegt die Temperatur unter 650°C.
- Die Rauchgastemperatur am Kesselaustritt soll über die gesamte Reisezeit 240°C betragen (Vorgabe Rauchgasreinigung, siehe Kapitel 3.3.4). Dies setzt eine Temperaturregelung im Bereich Economiser voraus (geregelter Speisewasservorwärmung in der Dampftrommel oder geregelter Speisewasser-Bypass entlang der Economiser).
- Die Rauchgastemperatur am Austritt des externen Economisers soll über die gesamte Reisezeit 170°C betragen (Vorgabe Rauchgasreinigung, siehe Kapitel 3.3.4). Dies setzt eine Temperaturregelung im Bereich des externen Economisers voraus (geregelter Speisewasser-Bypass entlang des externen Economisers).

Die detaillierte Auslegung des Kesselreinigungssystems wurde noch nicht vorgenommen. Es wird jedoch eine Abreinigung der Leerzüge (2. und 3. Vertikalzug) vorausgesetzt, z.B. mittels eines Shower-Cleaning Systems oder mittels Druckwellen-Generatoren.

3.3 Rauchgasreinigung

3.3.1 Mögliche Verfahren der Rauchgasreinigung

Die KVA Turgi verwendet aktuell eine nasse Rauchgasreinigung. Diese besteht im Wesentlichen aus einem mehrstufigen Rauchgaswäscher. Anschliessend erfolgt eine Entstickung der Rauchgase mittels SCR-Katalysators.

Bei heutigen Schweizer Referenzanlagen, welche in den letzten Jahren gebaut wurden oder sich in Planung oder Bau befinden, kommen zwei mögliche Rauchgasreinigungs-Verfahren zum Einsatz:

Nasses Verfahren:

- Im Prinzip wie bei der Bestandesanlage. Teils ergänzt um einen Gewebefilter (Polzeifilter) am Ende der Rauchgasreinigung zur sicheren Einhaltung gewisser Emissionswerte wie z.B. Dioxin, Quecksilber, etc.

- Die Schadstoffe werden bei diesem Verfahren in mehreren Stufen mittels Wasser, teils versetzt mit Chemikalien (hauptsächlich Natronlauge), aus dem Rauchgas ausgeschieden. Dieses nasse Verfahren setzt daher den Betrieb einer Abwasser-Behandlungsanlage (ABA) voraus.
- Die Entstickung kann mittels SNCR- (ohne Katalysator, direkt im Feuerraum) oder SCR-Verfahren (mit Katalysator, wie bei der Bestandesanlage) erfolgen.
- Mit dem nassen Verfahren können sehr tiefe Betriebswerte erzielt werden.
- Energetisch betrachtet hat das nasse Verfahren einen tieferen Wirkungsgrad im Vergleich zum trockenen Verfahren (Eindüsung von Wasser in Rauchgase im Quench und somit Reduktion der Energie im RG). Auch benötigt das nasse Verfahren bei der Verwendung einer Entstickung mittels SCR mehrere Wärmeverschiebungen und evtl. sogar eine Erwärmung der Rauchgase vor Katalysator.
- Das nasse Verfahren ist hinsichtlich Betrieb und Unterhalt im Vergleich zum trockenen Verfahren eher aufwendig.

Trockenes Verfahren / Trockensorption:

- Dem Rauchgas werden verschiedene Adsorbentien zugesetzt, welche die Schadstoffe binden. Anschliessend werden diese beladenen Adsorbentien mittels einem oder zwei Gewebefilter ausgeschieden. Gewisse Reststoffe können extern recycelt werden.
- Die Entstickung erfolgt ausschliesslich mit einem SCR-Verfahren.
- Wärmeverschiebungen sind bei der trockenen RGR nicht notwendig, auch keine Erwärmungen der Rauchgase. Im Gegenteil, es besteht an mehreren Stellen die Möglichkeit, Wärme aus dem Rauchgas zurückzugewinnen. Somit weist dieses Verfahren einen hohen Anlagenwirkungsgrad auf.
- Das trockene Verfahren kann einstufig oder zweistufig ausgeführt werden. Mit dem einstufigen Verfahren werden die gesetzlichen Grenzwerte der LRV sicher eingehalten. Um die tiefen Betriebswerte einer nassen Rauchgasreinigung zu erreichen, sollte das trockene Verfahren zweistufig ausgeführt werden.
- Das trockene Verfahren ist hinsichtlich Betrieb und Unterhalt im Vergleich zum nassen Verfahren einfacher.
- Bei der Beschaffung der notwendigen Adsorbentien, deren Herstellung teils sehr energieintensiv ist, ist der Betreiber der Marktsituation ausgesetzt. Dies kann dazu führen, dass das trockene Verfahren im Betrieb leicht teurer als das nasse ausfallen kann.

Bereits bei der im Jahre 2017 realisierten Studie fiel der Entscheid auf ein trockenes Verfahren für die Ersatzanlage der KVA Turgi. Diese Entscheidung wurde auch für die aktuelle Studie

bestätigt und dementsprechend übernommen. Im Vergleich zur Studie aus dem Jahre 2017 wurde jedoch von einer einstufigen auf eine zweistufige Trockensorption gewechselt. Dies hat insbesondere bei der Aufstellungsplanung zu gewissen Herausforderungen geführt, da die zweistufige Anlage mehr Platz benötigt.

3.3.2 Emissionen

Bei der Verbrennung von Kehrlicht entstehen diverse Schadstoffe, welche als Rohgas-Emissionen bezeichnet werden. Diese Emissionen sind abhängig von der Zusammensetzung des verbrannten Kehrlichts. Aufgabe der Rauchgasreinigung ist die Reduktion dieser Rohgas-Emissionen. Die Reingas-Emissionen, gemessen am Kamin, dürfen die gesetzlich festgelegten Maximalwerte nicht überschreiten. In Tabelle 2 sind die Rohgas und Reingas Emissionen der KVA Turgi aufgelistet, ohne Werte für Staub.

Bei den Rohgaswerten sind einerseits die Auslegungswerte der OL4 dargestellt sowie Messwerte der beiden Ofenlinien. Bei den Messwerten wurden die maximalen Werte der Einzelmessungen aus dem Zeitraum 1994-2022 verwendet. Abgesehen von den Stickoxiden liegen die Messwerte tiefer als die Auslegungswerte, teilweise sogar merklich.

Bei den Reingaswerten sind einerseits die aktuell geltenden Grenzwerte der LRV angegeben und andererseits die Messwerte. Bei Letzteren handelt es sich um einen Mittelwert der Messungen am Kamin über den Zeitraum 2012-2022. Die Messwerte liegen teils deutlich unter den Grenzwerten.

Tabelle 2: Emissionswerte Rohgas und Reingas

Parameter	Einheit	Rohgas		Reingas	
		Auslegung OL4	Messung	LRV	Messung
HCl	mg/Nm ³	1100	670	20	0.6
SO ₂	mg/Nm ³	450	180	50	4.5
HF	mg/Nm ³	13	3.2	2.0	0.06
NO _x	mg/Nm ³	350	500	80	50
NH ₃	mg/Nm ³	-	-	5.0	1.5
Hg	mg/Nm ³	0.5	0.05	0.05	0.004
Cd	mg/Nm ³	0.5	0.006	0.05	0.001
Pb + Zn	mg/Nm ³	5.0	0.42	1.0	0.10
Dioxine / Furane (TEQ)	ng/Nm ³	-	10.8	0.1	0.020

Die zweistufige Trockensorption der Ersatzanlage muss unter Vorgabe der Rohgaswerte (im Mittel die Messwerte sowie als Spitzen die Auslegungswerte der OL4) gemäss Tabelle 2 die

geltenden Werte der LRV einhalten und soll darüber hinaus die aktuellen Betriebswerte (Reingas Messung) erreichen.

Diesbezüglich wurde mit zwei am Markt etablierten Anlagenbauern, den Firmen HZI und LAB, Kontakt aufgenommen. Hinsichtlich technischer Auslegung und Investitionskosten wurden bei diesen Firmen Richtangebote eingeholt. Die technischen Daten der Richtangebote sind in die Aufstellungsplanung sowie in die Betriebskostenrechnung eingeflossen.

Damit die Rauchgasreinigung der Ersatzanlage in einer nachfolgenden Projektphase belastbar ausgelegt werden kann, sollte eine umfassende Messkampagne der Rohgasemissionen und idealerweise parallel dazu der Reingasemissionen, an der bestehenden Anlage, durchgeführt werden.

Nachfolgend werden die einzelnen Komponenten der zweistufigen Trockensorption erläutert.

3.3.3 Elektrofilter

Die Rauchgase werden in einem ersten Schritt in einem zweifeldrigen Elektrofilter entstaubt und gelangen anschliessend in die Trockensorption.

Da die nachfolgende Trockensorption mit zwei Gewebefiltern ausgestattet ist, wäre eine vorgängige Entstaubung des Rauchgases nicht notwendig. In der Schweiz gilt jedoch die Auflage, dass Kesselasche und Flugstaub in einem eigenen Prozess (FLUWA) aufgearbeitet werden müssen. Daher ist die Verwendung eines Elektrofilters erforderlich, damit die Flugasche separat ausgetragen werden kann.

Für die Elektrofilter wurden bei der Firma ELEX Richtangebote eingeholt. Für eine Aufstellungs-Variante der Ersatzlinie, siehe Variante 4a in Kapitel 5.3, wurde ein verkürzter Elektrofilter angefragt. Dies aus dem Grund, da ansonsten der Elektrofilter zu weit in die Uferschutzzone ragen würde. Für diesen verkürzten Filter musste ein Kompromiss bei der Abscheideleistung eingegangen werden.

Der Staubgehalt nach Elektrofilter beträgt maximal 30 mg/Nm³ bei den Standard-Filtern resp. 36 mg/Nm³ beim verkürzten Filter.

3.3.4 Zweistufige Trockensorption

Eine Modellierung der zweistufigen Trockensorption ist in Abbildung 6 dargestellt.

In der ersten Stufe wird dem Rauchgas in einem Flugstromreaktor das Adsorbens Natriumhydrogencarbonat zudosiert, welches saure Schadstoffe bindet. Das Adsorbens wird anschliessend in einem Gewebefilter ausgeschieden. Ein Teil des Adsorbens kehrt als Rezirkulat in den Flugstromreaktor zurück, der andere Teil wird als Altadsorbens ausgeschieden und in den Reststoffsilo der Stufe 1 gefördert. Dieser Reststoff kann bei einer externen Firma (z.B. Resolest) rezykliert werden. Die Reaktion verläuft bei ca. 240°C. Diese Temperatur wird durch das nachfolgende SCR-Verfahren vorgegeben.

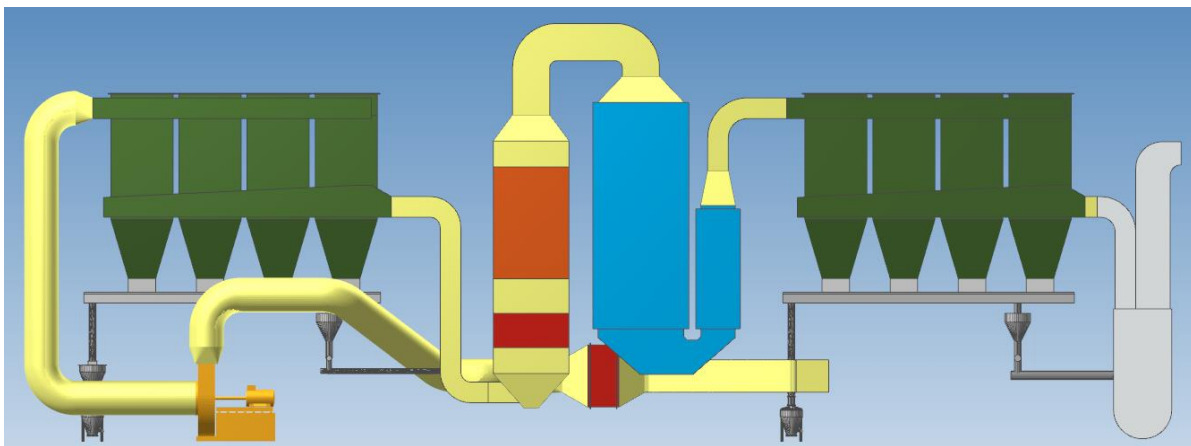


Abbildung 6: Zweistufige Trockensorption

Anschliessend an die erste Stufe der Trockensorption erfolgt die Entstickung der Rauchgase mittels eines SCR-Katalysators. Dabei wird ein Hochtemperatur-Reingase-Katalysator, wie oben angedeutet, verwendet, welcher idealerweise bei einer Temperatur im Bereich 220-240°C betrieben wird. Eine Temperaturverschiebung oder ein Aufheizen der Rauchgase vor dem Katalysator ist daher nicht notwendig.

Die zweite Stufe der Trockensorption verläuft bei einer Reaktionstemperatur von 130-140°C. Daher ist eine Temperaturabsenkung der Rauchgase notwendig. Dies geschieht in zwei Stufen, zuerst von ca. 240°C auf ca. 170°C mittels eines externen Economisers, danach mittels eines Wärmetauschers von ca. 170°C auf ca. 140°C. Die mit dem Wärmetauscher aus dem Rauchgas gewonnene Energie wird an einen Sekundär-Wasserkreislauf abgegeben und kann im Wasser-Dampf-Kreislauf verschiedentlich genutzt werden, siehe Kapitel 3.5.5.

In der zweiten Stufe der Trockensorption werden die Adsorbentien Kalkhydrat und Aktivkohle resp. Herdofenkoks verwendet. Das Adsorbens-Rezirkulat kann, je nach Auslegung des jeweiligen Anlagenbauers, in der zweiten Stufe mittels einer Mischschnecke angefeuchtet werden. Diese Anfeuchtung führt zu einer besseren Abscheideleistung des Kalkhydrates. Das Altadsorbens wird in das Reststoffsilo der Stufe 2 gefördert. Dieser Reststoff wird heutzutage nicht weiter rezykliert und gelangt in eine Untertag-Deponie.

Nach der zweiten Stufe kann ein weiterer, optionaler Wärmetauscher platziert werden. Dieser ermöglicht eine weitere Wärmeabgabe an den Sekundär-Wasserkreislauf. Die Rauchgase können auf ca. 100-110°C abgekühlt werden, wobei zu beachten gilt, dass der Kamin bei diesen Temperaturen in Edelstahl ausgeführt werden muss.

Für den Betrieb der Trockensorption sind drei Adsorbenssilos (Natriumhydrogencarbonat, Kalkhydrat und Aktivkohle/Herdfenkoks) sowie drei Reststoffsilos (Flugasche, Reststoff Stufe 1 und Reststoff Stufe 2) notwendig. Die Lagerkapazität all dieser Silos soll mindestens 5 Tage betragen.

Es ist vorgesehen, dass das angelieferte Natriumhydrogencarbonat mittels Sichter­mühlen auf die benötigte Partikelgrösse gemahlen wird. Diese Mühlen, welche redundant ausgeführt sind, befinden sich in einem abgetrennten Raum unterhalb des Silos. Die Verwendung von Mühlen erlaubt es, das Natriumhydrogencarbonat auf dem Markt in Form von Granulat einzukaufen. Bei dieser Form des Betriebsmittels herrscht aktuell ein grösseres Angebot auf dem Markt.

Das Befüllen der Silos (Betriebsmittel und Reststoffe) erfolgt mit pneumatischen Förderungen. Der Transport der Adsorbentien zum jeweiligen Reaktor der Rauchgasreinigung erfolgt ebenfalls pneumatisch. Die Entleerung der Reststoffsilos erfolgt je nach Standort pneumatisch oder per Schwerkraft.

3.4 Nebenanlagen

Diese Anlagenteile werden von verschiedenen Bereichen der Ersatzanlage gemeinsam genutzt, speziell bei den Varianten mit 2 Verfahrenslinien.

Die Nebenanlagen umfassen u.a. folgende Systeme:

- Druckluftversorgung, inkl. Kompressoren und Windbehältern
- Inertgasversorgung, inkl. Flaschenlager, für die Inertisierung gewisser Bereiche der Rauchgasreinigung (Gewebe­filter, Silos mit Aktivkohle, etc.)
- Brauchwassersystem inkl. Pumpen
- Löschwassersystem inkl. Pumpen
- Kühlwassersystem inkl. Pumpen zur Versorgung des Kondensators, des Nasskühlturmes sowie der Turbine und dem Generator
- Entwässerungssystem inkl. Ablassentspanner
- Heizölsystem inkl. Tank zur Versorgung des Notstromgenerators und der Spitzenlastkessel.

Der Grossteil der Nebenanlagen wird beim Bau der Ersatzanlage komplett ersetzt.

Gewisse Anlagenteile der Bestandesanlage, insbesondere im Bereich Brauchwassersystem, Löschwassersystem und Kühlwassersystem können teilweise weiterverwendet werden. Diese Anlagenteile werden im Zuge der Realisierung der Ersatzanlage einer Sanierung, resp. einem Ersatz/Teilersatz unterzogen, siehe dazu Kapitel 3.6.

3.5 Wasser-Dampf-Kreislauf

Die Komponenten des Wasser-Dampf-Kreislaufes (WDK) sollen für die Ersatzanlage komplett erneuert werden. Dies beinhaltet auch den Ersatz der beiden bestehenden Turbo-Generatoren TG1 und TG2 durch eine neue, grosse Entnahme-Kondensationsturbine.

Auch die Anlagen der Fernwärme Siggenthal AG (FWS) am Standort der KVA Turgi erreichen in den nächsten 10 Jahren ihr Lebensende. Die Erneuerung und Optimierung der entsprechenden Komponenten soll deshalb im Rahmen der Realisierung der Ersatzanlage mit eingeplant werden. Darin enthalten ist auch der Ersatz der beiden Spitzenlastkessel durch zwei neue Kessel.

Die Resultate der Auslegungsberechnungen für die Ersatzlinie im Bereich Wasser-Dampf-Kreislauf werden in diesem Kapitel dokumentiert. Darin enthalten sind auch sämtliche Betrachtungen betreffend Energieproduktion aus dem Dampf, sprich Verstromung mittels Turbine und Wärmeauskoppelung für die Fernwärmenetze und damit verbunden die Berechnung der energetischen Netto-Effizienz (ENE).

3.5.1 Auslegungsgrundlagen

In Tabelle 3 sind die wichtigsten Auslegungswerte aufgeführt, auf welchen die Auslegungsrechnungen beruhen.

Die nachfolgenden Bemerkungen enthalten weitere Informationen zu den Auslegungsgrundlagen:

- Die WDK-Berechnungen wurden ausschliesslich für den Anlagenbetrieb im nominalen Lastpunkt durchgeführt (100 % thermische Leistung gemäss Feuerungs-Leistungs-Diagramm). Die Werte in Tabelle 3 gelten für nominale Last.
- Die WDK-Auslegung wurde sowohl für den Betrieb mit Rauchgasrezirkulation als auch ohne Rauchgasrezirkulation durchgeführt (siehe die beiden Spalten in Tabelle 3). Die Verwendung von Rauchgasrezirkulation wirkt sich über den leicht erhöhten Frischdampfmassenstrom und den Rauchgasvolumenstrom auf die WDK-Auslegung aus.
- Es wurde angenommen, dass die Anzahl der Verbrennungslinien (Ein-Linien-Anlage vs. Zwei-Linien-Anlage) keinen Einfluss auf die WDK-Auslegung hat. Die Dampfmenngen sind in beiden Fällen gleich hoch, daher gibt es keine Beeinflussung des WDK. Folglich wurde keine Unterscheidung zwischen Ein-Linien-Betrieb (1 x 120'000 Tonnen pro Jahr) und Zwei-Linien-Betrieb (2 x 60'000 Tonnen pro Jahr) gemacht.

- Der Primärluft-LUVO wird im Sinne einer konservativen Auslegung trotz der geringen Primärlufttemperatur von mindestens 120 °C mit Sattdampf betrieben.
- Der Sattdampfmassenstrom für den Primärluft-LUVO wurde der Einfachheit halber und im Sinne einer konservativen Auslegung direkt vom Frischdampfmassenstrom abgezogen.

Tabelle 3: WDK-Auslegungsgrundlagen

Grösse	Einheit	Rauchgasrezirkulation	
		JA	NEIN
Jahresbetriebsstunden	h	8'000	8'000
Jahresmüllmenge	t	120'000	120'000
Heizwert	MJ/kg	13.0	13.0
Thermische Leistung	MW	54.2	54.2
Sattdampfdruck	bar abs.	45.3	45.4
Sattdampftemperatur	°C	258	258
Frischdampfdruck	bar abs.	40.0	40.0
Frischdampftemperatur	°C	400	400
Frischdampfmassenstrom Kesselaustritt vor Abzug Sattdampfverbrauch	t/h	65.6	65.1
Sattdampfverbrauch Primärluft-LUVO	t/h	3.1	3.1
Frischdampfmassenstrom Kesselaustritt nach Abzug Sattdampfverbrauch	t/h	62.5	62.0
Abschlammmassenstrom Kesseltrommel ^(a)	t/h	0.72	0.72
ND-Dampfdruck ^(b)	bar abs.	3.5	3.5
Primärlufttemperatur vor LUVO	°C	20	20
Primärlufttemperatur nach LUVO	°C	120	120
Primärluftvolumenstrom	Nm ³ /h	57'000	57'000
Rauchgasvolumenstrom nach E-Filter	Nm ³ /h	94'130	101'830
Rauchgastemperatur vor ext. ECO	°C	240	240
Rauchgastemperatur nach ext. ECO	°C	170	170
Rauchgastemperatur Austritt WT1	°C	140	140
Rauchgastemperatur Eintritt 2. Stufe tr. RGR	°C	140	140
Rauchgastemperatur Austritt WT2	°C	ca. 110	ca. 110

(a) Entsprechender Massenstrom VE-Wasser zur Nachspeisung.

(b) Ab geregelter Entnahme von der Dampfturbine.

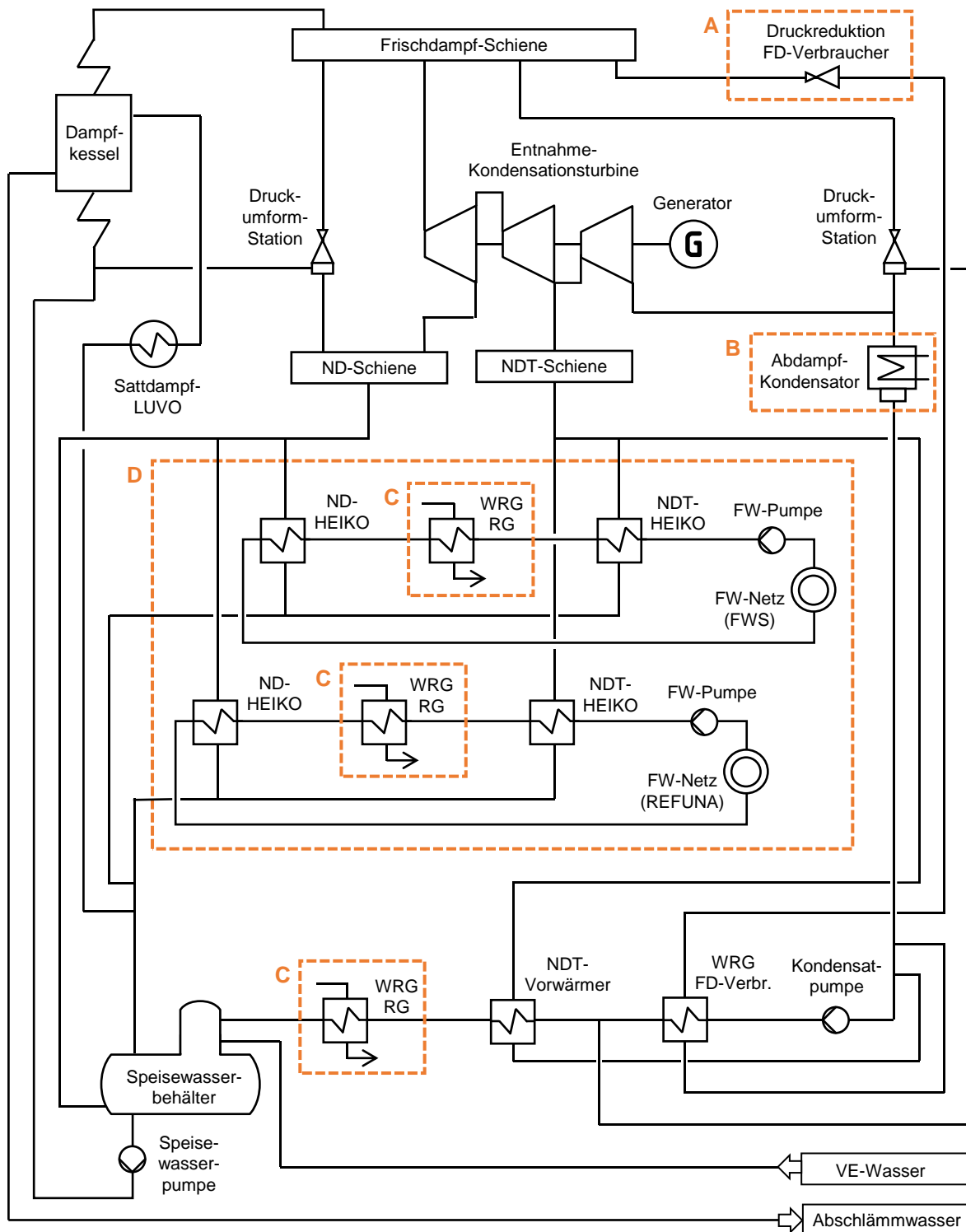
3.5.2 Verfahrenstechnische Grundausslegung

Die verfahrenstechnische Grundausslegung des WDK basiert auf einem vereinfachten Anlagenschema, welches nur die Hauptkomponenten enthält, siehe Abbildung 7.

Das Anlagenschema entspricht einer typischen KVA-Auslegung. Einige Bereiche des Schemas bedürfen weiterer Erläuterungen (siehe orange umrandete Bereiche in Abbildung 7):

- A. Der Frischdampfverbrauch für die Evakuierungsanlage wird als Druckreduktion modelliert. Die Energie wird vollumfänglich zurückgewonnen.
- B. Zwei verschiedene Abdampfkondensatortypen werden in Betracht gezogen, wassergekühlter Kondensator und luftgekühlter Kondensator, siehe Kapitel 3.5.6. Im Berechnungsmodell wird der Abdampfkondensator als wassergekühlter Kondensator modelliert, wobei der Abdampfdruck (und somit die Abdampf Temperatur) abhängig vom Kondensatortyp und den Umgebungsbedingungen vorgegeben werden.
- C. Das Anlagenkonzept sieht eine Wärmerückgewinnung aus dem Rauchgas nach externem ECO (WT1) und optional nach Saugzug (WT2) vor. Im Modell wurde nur die Wärmerückgewinnung nach externem ECO berücksichtigt.
Die zurückgewonnene Wärme wurde im Sommer zur Vorwärmung des Hauptkondensates oder zur Vorwärmung des Fernwärmewassers verwendet. Die Wärme wird über einen Sekundärkreislauf transportiert und kann daher den beiden Verbrauchern zugeführt werden.
- D. Im Modell wurden die beiden Fernwärmenetze FWS inkl. RWB und REFUNA unabhängig modelliert. Dies stellt eine modelltechnische Vereinfachung dar, die energetisch keinen Einfluss auf die Berechnungsergebnisse hat.

Erwähnenswert ist, dass durch die Modellierung einer unregelmäßig betriebenen Niederdruckturbinenanzapfung (NDT) bereits ein erhebliches Optimierungspotenzial ausgeschöpft wurde. Dies bewirkt bei hohen Dampfmassenströmen durch die Niederdruckstufe der Dampfturbine (Sommerbetrieb) eine erhebliche Verbesserung des Energienutzungsgrades der Gesamtanlage.



FD: Frischdampf / ND: Niederdruck (aus geregelter Entnahme) / NDT: Niederdruck tief (aus unregelter Anzapfung) / LUVO: Luftvorwärmer / HEIKO: Heizkondensator / FW: Fernwärme / WRG RG: Wärmerückgewinnung aus dem Rauchgas (Einbringung in den WDK).

Abbildung 7: WDK-Schema für Auslegungsrechnungen

3.5.3 Betriebsfälle

Es wurden verschiedene Betriebsfälle betrachtet, siehe Tabelle 4, wobei die Betriebsfälle BF1 bis BF5 den Normalbetrieb abbilden und in Berechnung der energetischen Nettoeffizienz (ENE) einfließen.

Tabelle 4: Übersicht der betrachteten Betriebsfälle.

Betriebsfall	Bezeichnung	Betriebsstatus von Anlagenkomponenten ^(a)			
		Sattdampf-LUVO	WRG aus Rauchgas	FW-Auskopplung	Dampfturbine
Winter	BF1	✓	✓	✓	✓
Übergangszeit (H)	BF2	✓	✓	✓	✓
Übergangszeit (T)	BF3	✓	✓	✓	✓
Sommer	BF4	✓	✓	✓	✓
Ausnahmefall	BF5	✓	✓	✓	✓
Ausnahmefall-FW-LUVO	BF6	✗	✓	✗	✓
Ausnahmefall-FW-LUVO+DTB	BF7	✗	✓	✗	✗

-FW: ohne Auskopplung von Fernwärme / -LUVO: Luftvorwärmer ausser Betrieb / +DTB: Dampfturbinen-By-pass (Dampfturbine nicht in Betrieb).

^(a) ✓ = in Betrieb, ✗ = ausser Betrieb.

Im Winterbetrieb (BF1) wird maximal Fernwärme ausgekoppelt und lediglich die erforderliche Mindestdampfmenge durch die Niederdruckturbine verstromt; im Sommerbetrieb (BF4) wird die von den Netzen benötigte, geringe Menge an Fernwärme ausgekoppelt und ansonsten maximal Strom erzeugt. Die beiden Übergangsbetriebsfälle «Übergangszeit (H)» (BF2) und «Übergangszeit (T)» (BF3) liegen punkto Stromproduktion und Fernwärmeauskopplung zwischen Winter- und Sommerbetrieb und werden im nachfolgenden Kapitel 3.5.4 genauer beschrieben.

Der «Ausnahmefall» (BF5) ist ein spezieller Betriebsfall im Sommer, der eintritt, wenn das Wasser der Limmat wärmer als 25 °C ist und somit der Turbinenabdampf nicht mehr mittels Durchlaufkühlung kondensiert werden kann (mehr dazu in Kapitel 3.5.6.1).

Die Betriebsfälle BF6 und BF7 sind für die Auslegung des Kondensations-Systems (Oberflächenkondensator, Nasskühlturm, LUKO) massgebend.

Der Betriebsfall BF6 entspricht dem Ausnahmefall BF5, wobei jedoch sowohl der Sattdampf-LUVO als auch die FW-Auskopplung ausser Betrieb sind (FW-Auskopplung = 0 MW).

Der Betriebsfall BF7 schliesslich basiert auf dem Betriebsfall BF6, wobei die Dampfturbine zusätzlich die Last auf null abwirft und der gesamte Dampfmassenstrom über die Dampfumformstation (Dampfturbinen-Bypass) direkt in den Kondensator geleitet wird (grösstmögliche Kondensationsleistung).

3.5.4 Fernwärmeeinbindung

Die Ersatzanlage soll wie bisher Wärme an die Fernwärme Siggenthal (FWS) abgeben. Über die Fernwärme-Transportleitung SIBANO ist die FWS seit 2020 auch direkt an die Regionalwerke Baden (RWB) angebunden.¹

Neu soll die KVA Turgi auch Wärme an die REFUNA² liefern. Die REFUNA wird heute hauptsächlich vom Kernkraftwerk Beznau versorgt. Die Meiler Beznau 1 und 2 sollen jedoch gegen 2030 vom Netz genommen werden, wodurch der benötigte Fernwärmebedarf anderweitig gedeckt werden muss. Die wegfallenden Wärmelieferungen des Kernkraftwerks Beznau sollen zukünftig so weit möglich durch Wärmelieferungen des geplanten Holzheizkraftwerk Döttingen und der KVA Turgi substituiert werden. Dazu soll eine neue Fernwärmeleitung zwischen der KVA Turgi und Siggenthal-Station gebaut werden.

Für die KVA Turgi bedeutet die Anbindung an die REFUNA eine enorme Steigerung des Fernwärme-Abgabepotenzials. Die Jahregangkurven (bzw. Jahresdauerlinien) der Netze FWS (inkl. Wärmelieferungen mittels SIBANO an das RWB) und REFUNA sind in Abbildung 8 aufgetragen.

Der Wärmebedarf des Netzes REFUNA ist näherungsweise doppelt so hoch wie der Wärmebedarf des Netzes FWS.

In die WDK-Berechnungen sind stufenförmige Werte eingegangen, wobei diese Werte durch lokale Mittelwertbildung in gewissen Kurvenbereichen ermittelt wurden, siehe graue Rechtecke in Abbildung 8.

Durch die Auswertung der Jahregangkurven und gleichzeitige Analyse der gemessenen Vor- und Rücklauftemperaturen der beiden Fernwärmenetze wurden den Betriebsfällen entsprechende Betriebsdauern zugeordnet. Dabei erschien eine Aufteilung in drei jeweils gleich lange Winter-, Sommer- und Übergangsbetriebe sinnvoll.

Der Übergangsbetrieb wurde wiederum in zwei gleich lange Teile mit unterschiedlichen Vorlauftemperaturen und Fernwärmeleistungen aufgeteilt: Höhere Fernwärmeleistungsbedarfe und Vorlauftemperaturen, Übergangszeit (H), und tiefere Fernwärmeleistungsbedarfe und Vorlauftemperaturen, Übergangszeit (T).

¹ Im weiteren Verlauf des Berichtes ist bei Nennung des Fernwärmenetzes FWS die Teillieferung an die RWB stets mit einbezogen.

² Regionale Fernwärme Unteres Aaretal.

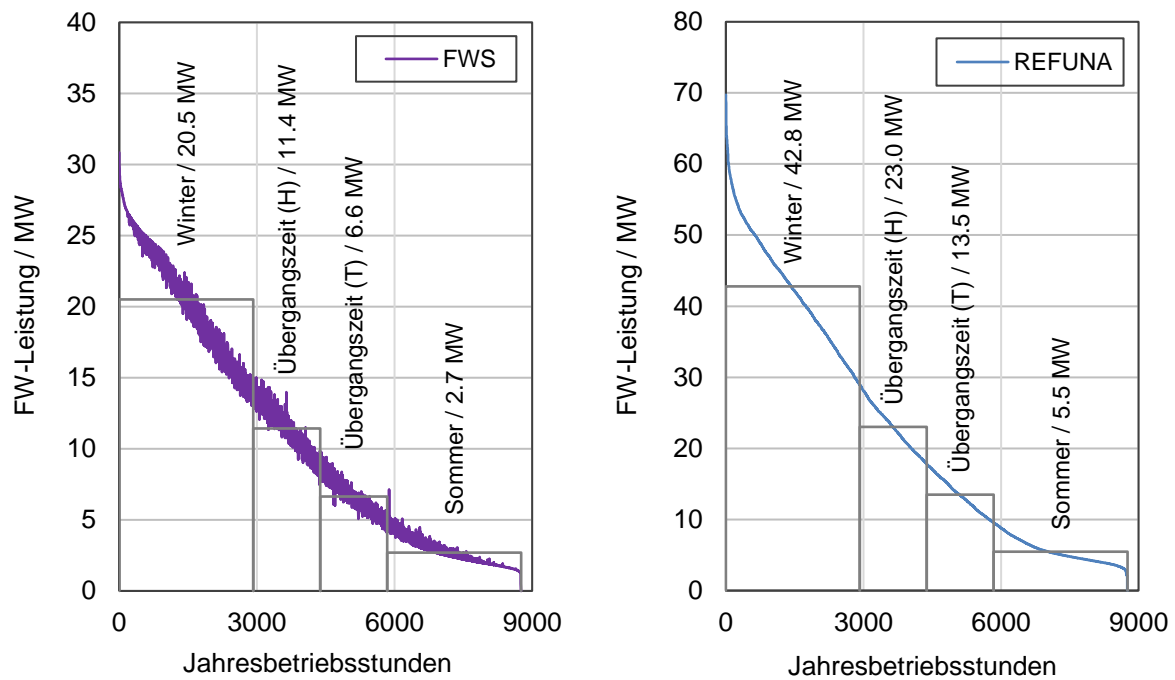


Abbildung 8: Jahresgangkurven der Fernwärmenetze FWS (inkl. RWB; links) und REFUNA (rechts).

In Tabelle 5 sind die Betriebsdauern und benötigten Fernwärme-Leistungen zusammenfassend aufgeführt.

Tabelle 5: Jährliche Betriebsdauer und Fernwärme-Leistungen der Netze FWS und REFUNA für die verschiedenen Betriebsfälle

Betriebsfall	Betriebsdauer / h	Benötigte Fernwärme-Leistung / MW		
		FWS	REFUNA	Total
Winter	2'920	20.5	42.8	63.3
Übergangszeit (H)	1'460	11.4	23.0	34.4
Übergangszeit (T)	1'460	6.6	13.5	20.1
Sommer ^(a)	2'920	2.7	5.5	8.2

(a) Betriebsdauer inkl. Ausnahmefall.

In Abstimmung mit der REFUNA und der FWS (Absprache mit Kurt Hostettler, Geschäftsführer) wurden die Vor- und Rücklauftemperaturen festgelegt, siehe Tabelle 6. Die Vorlauftemperaturen für die REFUNA sind durchgehend 10 °C höher als die Vorlauftemperaturen für die FWS. Die Rücklauftemperaturen betragen ganzjährig 50 °C für beide Netze.

Tabelle 6: Vorlauftemperaturen und Rücklauftemperaturen der Fernwärmenetze FWS und REFUNA für die verschiedenen Betriebsfälle

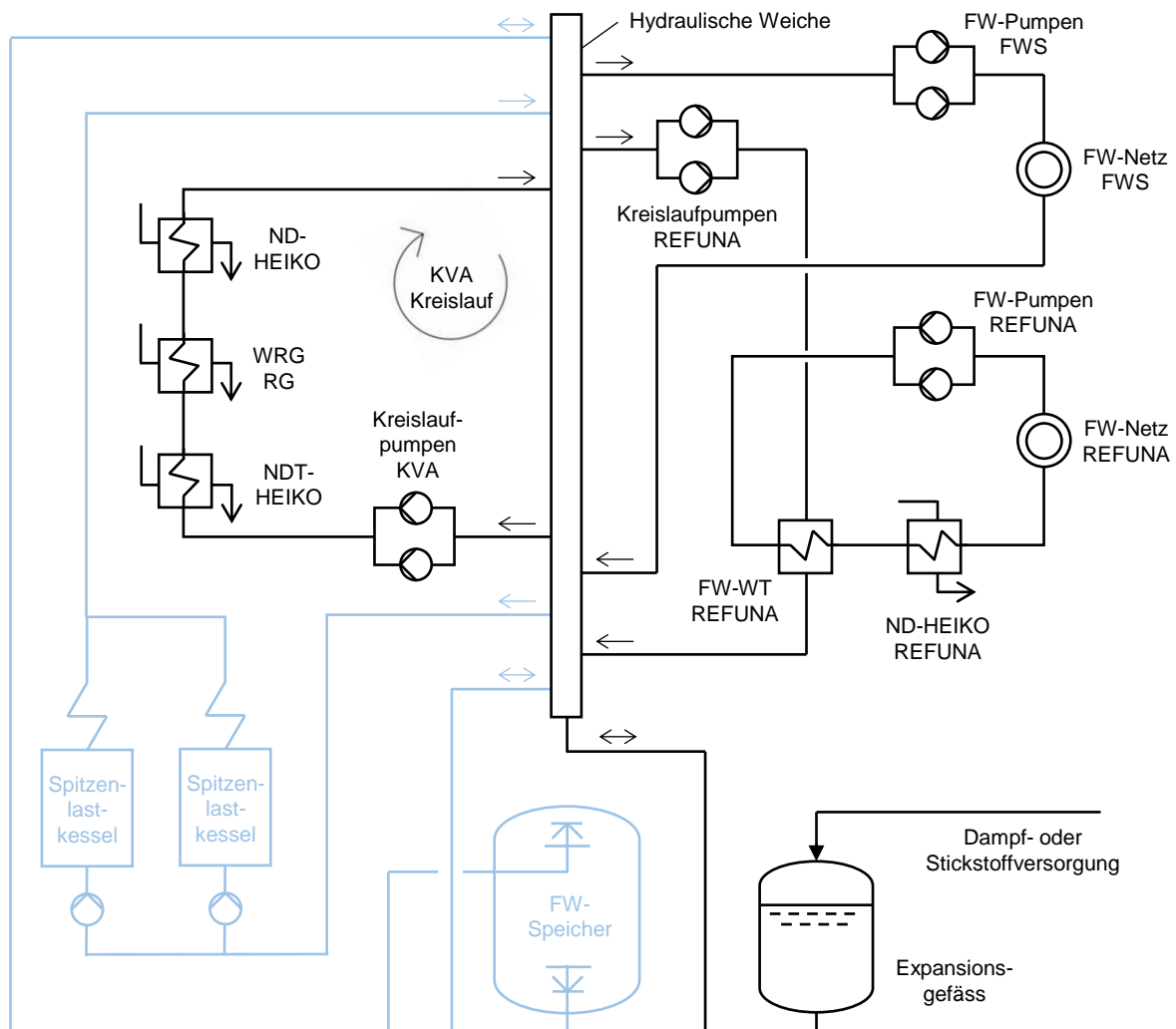
Betriebsfall	Vorlauftemperatur / °C		Rücklauftemperatur / °C	
	FWS	REFUNA	FWS	REFUNA
Winter	115	125	50	50
Übergangszeit (H)	103	113	50	50
Übergangszeit (T)	92	102	50	50
Sommer ^(a)	80	90	50	50

^(a) Die Vor- und Rücklauftemperaturen des Sommerbetriebes gelten auch für den Ausnahmefall.

Es wird vorgeschlagen, die beiden Fernwärmenetze FWS (inkl. RWB) und REFUNA mittels hydraulischer Weiche an den KVA-Kreislauf anzubinden, siehe Abbildung 9. Das Fernwärmenetz REFUNA wird dabei hydraulisch entkoppelt angebunden (gemäss Anforderung von Kurt Hostettler).

Da die Vorlauftemperaturen des Fernwärmenetzes REFUNA generell höher als diejenigen des Fernwärmenetzes FWS sind, wird das Fernwärmewasser mit einem weiteren HEIKO (ND-HEIKO REFUNA) zusätzlich aufgewärmt.

Eine mögliche Einbindung von Spitzenlastkesseln und eines Fernwärmespeichers ist in Abbildung 9 in Hellblau beispielhaft eingezeichnet.



ND: Niederdruck (aus geregelter Entnahme) / NDT: Niederdruck tief (aus unregelter Anzapfung) / HEIKO: Heizkondensator / FW: Fernwärme / WRG RG: Wärmerückgewinnung aus dem Rauchgas (Einbringung in den WDK).

Abbildung 9: Anbindung an die Fernwärmenetze FWS und REFUNA

3.5.5 Wärmerückgewinnung aus dem Rauchgas

Eine Einbindung der Wärmerückgewinnung aus dem Rauchgas kann anlagen- und verfahrenstechnisch auf verschiedene Arten umgesetzt werden. Diese hängt zudem sehr von der gewählten Konfiguration und den Anforderungen bez. Flexibilität ab. Die Haupteinflussfaktoren dabei sind:

- Anzahl der Verbrennungslinien (Ein-Linien-Anlage oder Zwei-Linien-Anlage).
- Einbindung lediglich in das Hauptkondensatsystem bzw. den Fernwärmekreislauf oder in beide Untersysteme.

- Einbindung mit Sekundärkreislauf oder direktem Durchfluss des aufzuwärmenden Wassers (Hauptkondensat bzw. Fernwärmewasser).
- Berücksichtigung der Wärmerückgewinnung nach ext. ECO (WT1) und nach Saugzug (WT2) oder nur nach ext. ECO (WT1).

In den WDK-Berechnungen wurde nur die Wärmerückgewinnung durch den Wärmetauscher nach ext. ECO (WT1) berücksichtigt. Das Rauchgas wird dabei von 170 °C auf 140 °C heruntergekühlt. Mit einer Rauchgasrezirkulation können somit ca. 1.0 MW Wärme zurückgewonnen werden, ohne einer Rauchgasrezirkulation ca. 1.1 MW (grösserer Rauchgasvolumenstrom ohne Rauchgasrezirkulation).

Eine vergleichbare Leistung von ca. 1.0 bis 1.1 MW könnte mit dem optionalen Wärmetauscher nach Saugzug zusätzlich erzielt werden. Bei Annahme, dass das Rauchgas von 140 °C (Rauchgastemperatur bei Austritt der zweiten Stufe der trockenen Rauchgasreinigung) auf ca. 110 °C abgekühlt wird. Typischerweise beträgt die Taupunkttemperatur von Wasser im Rauchgas ca. 60 °C. Somit würde die Rauchgastemperatur ca. 50 °C über dem Taupunkt liegen. Eine weitere Abkühlung der Rauchgastemperatur vor Kamin ist möglich, erfordert aber zusätzliche bauliche Massnahmen zum Korrosionsschutz und kann störende Nebeneffekte verursachen (z.B. Bildung von «Industrieschnee» bei tiefen Umgebungstemperaturen).

Die Abbildung 10 zeigt beispielhaft eine mögliche Einbindung im Fall einer Zwei-Linien-Anlage, wobei dabei ein Sekundärkreislauf verwendet wird und die zurückgewonnene Wärme entweder zur Vorwärmung von Fernwärmewasser (v.a. im Winter) oder zur Vorwärmung vom Hauptkondensat (v.a. im Sommer) verwendet werden kann.

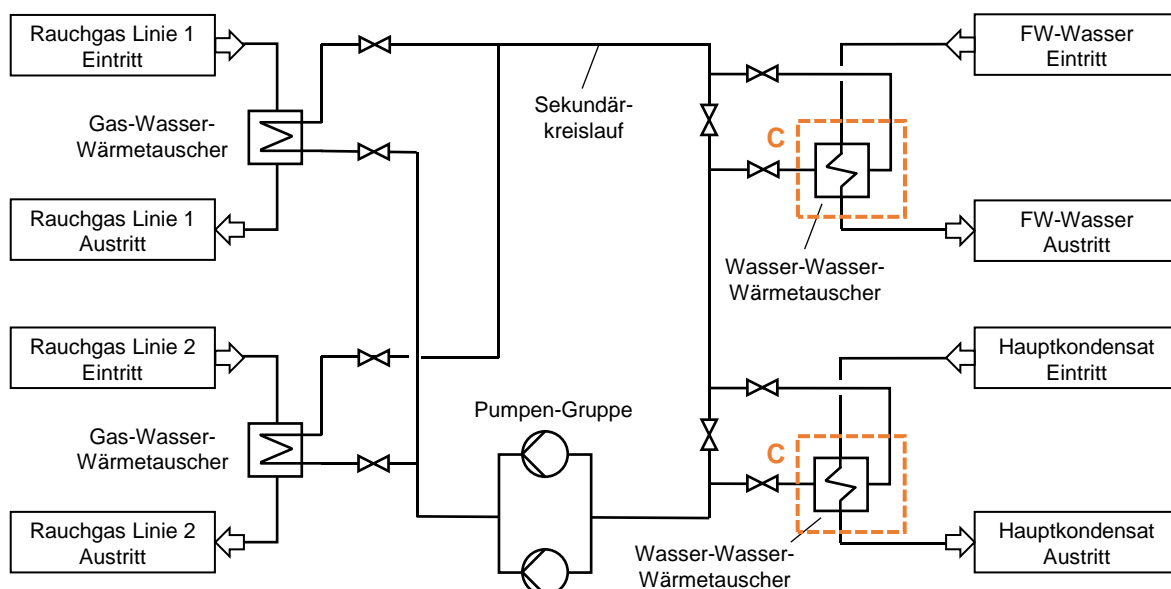


Abbildung 10: Wärmerückgewinnung aus dem Rauchgas

3.5.6 Abführung der Abwärme

In jedem thermischen Kraftwerk entsteht bei der notwendigen Kondensation des produzierten Dampfes Abwärme, die an die Umgebung abgeführt werden muss, da nur ein Teil der verfügbaren Wärme in elektrische Energie umgewandelt bzw. als Fernwärme ausgekoppelt werden kann.

Darum besitzen alle Kehrlichtverbrennungsanlagen grosse Wärmetauscher zur Kondensation, die sogenannten Kondensatoren. Das Kühlsystem einer Kehrlichtverbrennungsanlage kann unterschiedlich konzeptioniert werden, wobei das Hauptunterscheidungsmerkmal die Anzahl der Durchläufe des Kühlmediums durch die Kondensatoren darstellt:

- Durchlaufkühlung (das Kühlmedium durchläuft den Kondensator einmal):
 - mit Wasser als Kühlmedium (Frisch- oder Flusswasserkühlung)
 - mit Luft als Kühlmedium (LUKO)
- Umlaufkühlung (das Kühlmedium ist normalerweise Wasser und durchläuft den Kondensator mehrmals z.B. als Kreislauf):
 - mit Nasskühlturm
 - mit Trockenkühlturm
 - mit Hybridkühlturm
 - mit Kühlteich (bedingt zu grossen Flächenbedarf)
 - mit Wärmeabgabe – bzw. Verwertung an Verbraucher³

Grundsätzlich wird also zwischen luftgekühlten Kondensatoren (LUKOs) und wassergekühlten Kondensatoren (WAKOs) mit unterschiedlichen Arten der Kühlwasserkühlung unterschieden.

Bei einem LUKO wird der Abdampf direkt in meist dachförmige Rippenrohrbündel geleitet, in denen die Kondensationsenergie an die Luft abgegeben wird.

Ein WAKO ist meist als Oberflächenkondensator ausgeführt, in welchem der Turbinenabdampf mittels Kühlwassers kondensiert wird, siehe Beispiel in Abbildung 11. Das Kühlwasser wird dabei normalerweise um ca. 8 °C bis 10 °C erwärmt.

Die meisten Schweizer Kehrlichtverbrennungsanlagen verwenden zur Abdampfkondensation einen LUKO (Durchlaufkühlung mit Luft als Kühlmedium). Die KVA Turgi ist eine der wenigen

³ Vor allem im Winter wird ein beträchtlicher Teil der Abwärme durch Umlaufkühlung mit Wärmeabgabe abgeführt (Fernwärmeauskopplung; Fernwärmewasser als Kühlmedium).

Kehrichtverwertungsanlagen in der Schweiz, die aktuell wassergekühlte Kondensatoren betreibt. Bei der Bestandsanlage wird die abzuführende Kondensationsenergie an die Limmat abgeführt (Durchlaufkühlung mit Wasser als Kühlmedium bzw. Frischwasserkühlung).

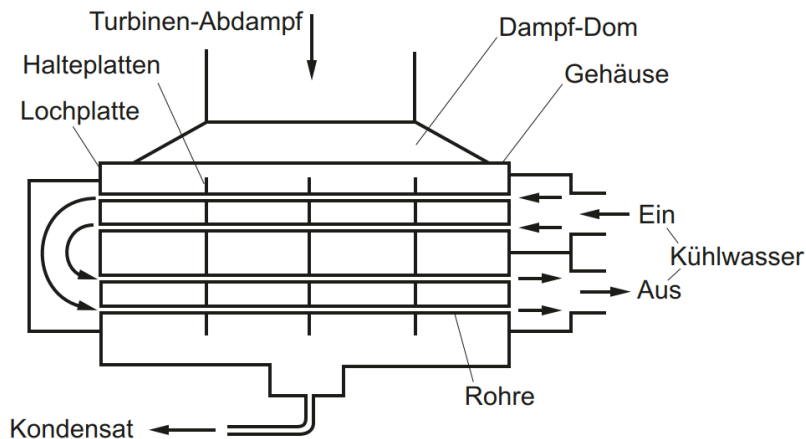


Abbildung 11: Schema eines wassergekühlten Oberflächenkondensators [1]

Falls die Dampfturbine die Last auf null abwirft, muss der Frischdampf vom Kessel über eine Druckumformstation direkt zum Oberflächenkondensator oder in den LUKO geleitet werden, um zu kondensieren. Der Druck des Abdampfes wurde für diesen Fall auf 0.8 bar abs. festgelegt. In der WDK-Auslegung wurde das Kühlsystem nicht detailliert modelliert. Der Abdampfdruck beeinflusst die Berechnungsergebnisse. Darum wurden die Betriebsfälle BF1 bis BF5 sowohl für den Fall mit einem LUKO als auch für den Fall mit WAKO berechnet, wohingegen die Betriebsfälle BF5 und BF6 nur für den Fall mit WAKO berechnet wurden. Die dabei verwendeten Abdampfdrücke sind in Kapitel 3.5.7.2 tabellarisch aufgeführt.

3.5.6.1 Definition Ausnahmefall

Die Ersatzanlage soll grundsätzlich auch wieder mit einem WAKO mit Frischwasserkühlung betrieben werden. Die Gewässerschutzverordnung schreibt jedoch vor, dass Anlagen mit Frischwasserkühlung so zu planen sind, dass die Wassertemperatur nach Einleitung des aufgewärmten Kühlwassers 25 °C nicht übersteigt. Falls die Wassertemperatur 25 °C übersteigt, darf das Flusswasser nach Erteilung einer entsprechenden Genehmigung um höchstens 0.01 °C erwärmt werden [2].

Es gibt jedoch immer wieder Tage, an denen die Limmat bereits vor Einleitung der Abwärme wärmer als 25 °C ist [3]. Somit kann das Kühlwasser nach dem Austritt aus dem Oberflächenkondensator nicht direkt zurück in die Limmat geleitet werden, ohne die gesetzlichen Bestimmungen zu verletzen. An solchen Tagen ist also Flusswasserkühlung nicht erlaubt.

Deshalb wurden ein alternatives Kühlkonzept für das Kühlwasser des WAKO geprüft: Kreislaufkühlung mit Nasskühlturm.⁴

Als Grundlage für die Grobauslegung der Kreislaufkühlung mit Nasskühlturm wurde der Betriebsfall «Ausnahmefall» definiert, der bezüglich der ausgekoppelten Fernwärme und der Stromproduktion dem Sommerbetrieb entspricht, jedoch hinsichtlich Umgebungsbedingungen (Luft und Limmat-Wasser) das Szenario «Hitzewelle» abbildet, bei dem mit Flusswassertemperaturen ≥ 25 °C zu rechnen ist, siehe Tabelle 7. Die jährliche Dauer des Betriebsfalls «Ausnahmefall» wurde in Absprache mit der KVA Turgi auf 20 Tage pro Jahr festgelegt (MS Teams-Sitzung vom 19.01.2023).

Zur Verdeutlichung des Problems bei Flusswassertemperaturen von ≥ 25 °C: Unter Berücksichtigung des minimalen Flusswasser-Volumenstromes von 37.7 m³/s ergibt sich bei einer max. erlaubten Erwärmung um 0.01 °C eine abführbare Wärmeleistung von lediglich ca. 1.6 MW – also viel zu wenig, um die gesamte Abwärme der Abdampf-Kondensation an die Limmat abzugeben (ca. 32 MW im Sommer).

Tabelle 7: Umweltbedingungen im Ausnahmefall

Grösse	Einheit	Wert	Kommentar/Quelle
Luft			
Temperatur	°C	30.0	Annahme
Rel. Luftfeuchtigkeit	%	51.0	Annahme
Kühlgrenztemperatur	°C	22.5	Berechnet aus Lufttemp. und rel. Luftfeuchtigk.
Höhe über Meer	m	350	Swisstopo
Luftdruck	bar abs.	0.972	Berechnung (barometrische Höhenformel)
Flusswasser			
Temperatur	°C	25.0	Annahme (Max. 2022 gemäss BAFU 27 °C)
Volumenstrom	m ³ /s	37.7	BAFU-Messung: Tagesmittelminimum 2022
Dichte (bei Luftdruck)	kg/m ³	997.0	Properties of Water and Steam (IAPWS-IF97)
Massenstrom	t/s	37.6	Berechnung

Ursprünglich wurde von einer zu hohen Kühlgrenztemperatur von 27.5 °C ausgegangen. Nach ersten Gesprächen mit Lieferanten von Nasskühltürmen wurde die Kühlgrenztemperatur auf angemessene 22.5 °C reduziert.

Die Kühlgrenztemperatur von 22.5 °C gilt für alle nachfolgenden Überlegungen und die Grobdimensionierung des Nasskühlturmes. Es wird also stets angenommen, dass der Nass-

⁴ Umlaufkühlungen mit Trocken- bzw. Hybridkühlturm wurden nicht weiter betrachtet, da diese Kühlsysteme hinsichtlich Kosten, Baugrösse und erreichbarem Kondensationsdruck zwischen LUKO und Durchlaufkühlung mit Nasskühlturm anzusiedeln sind.

kühlturm ausschliesslich im Ausnahmefall betrieben wird. Im normalen Sommerbetrieb (Flusswassertemperatur $\leq 25\text{ }^{\circ}\text{C}$) wird der Turbinenabdampf mittels Frischwasserkühlung kondensiert).

Einbindung des Nasskühlturms in die Durchlaufkühlung

Der Nasskühlturm wird nur im Ausnahmefall in Betrieb genommen – ansonsten wird der Turbinenabdampf wie bisher mittels Durchlaufkühlung (Frisch- bzw. Flusswasserkühlung) kondensiert. Konzeptionell stellt dies eine Kombination aus Durchlauf- und Umlaufkühlung dar.

In Abbildung 12 ist die Einbindung des Nasskühlturms in das Frischwasserkühlsystem dargestellt. Normalerweise wird der Limmat Kühlwasser entnommen, durch den Kondensator geführt und schliesslich wieder in die Limmat eingeleitet (Durchlaufkühlung; grüner Pfad auf der linken Seite der Abbildung 12).

Im Ausnahmefall wird der Kühlturm angefahren und auf Umlauf- bzw. Kreislaufkühlung umgestellt (brauner Pfad auf der rechten Seite der Abbildung 12). Verdunstungs- und Absalzverluste werden durch Nachspeisung aus der Limmat ausgeglichen (gelber Pfad auf der rechten Seite).

Das Absalzwasser wird wieder in die Limmat eingeleitet.

Bei Bedarf kann dem Kühlwasserrücklauf in den Nasskühlturm über ein Bypass-Ventil gekühltes Wasser beigemischt werden, um die Eintrittstemperatur in den Nasskühlturm zu regulieren. In diesen Fällen sind die Wassermassenströme durch den Kondensator und den Nasskühlturm unterschiedlich.

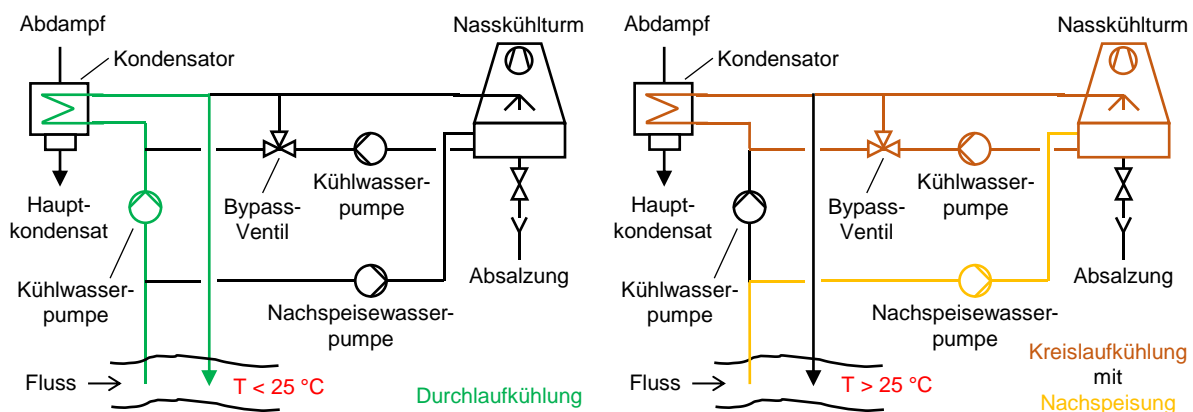


Abbildung 12: Einbindung Nasskühlturm in Flusswasserkühlung

3.5.6.2 Dimensionierung Nasskühlturm

Grundlagen der Verdunstungskühlung

Entscheidend für die Auslegung eines Nasskühlturmes ist die Kühlgrenztemperatur (gemessen als Feuchtkugeltemperatur), d.h. die tiefst mögliche Temperatur, die durch direkte Verdunstungskühlung mit einem unendlich grossen Nasskühlturm erreicht werden kann, siehe Abbildung 13. Die Kühlgrenztemperatur liegt normalerweise tiefer als die Umgebungstemperatur, ausser bei einer relativen Luftfeuchtigkeit von 100 %, bei welcher die Kühlgrenztemperatur der Lufttemperatur entspricht. Je höher die relative Luftfeuchtigkeit wird, desto kleiner wird die Differenz zwischen Feuchtkugeltemperatur und Lufttemperatur.

Dampfturbine in Betrieb

Die Aufgabe des Nasskühlturmes besteht darin, die Abwärme aus dem WDK an die Umgebung abzuführen. Für die Auslegung des Nasskühlturmes ist die maximal abzuführende Leistung massgebend, die berechnet wurde, indem die nicht zwingend benötigten Dampfverbraucher abgeschaltet wurden. Die nicht zwingend benötigten Dampfverbraucher umfassen den Sattedampf-LUVO und die Heizkondensatoren zur Fernwärme-Auskopplung.

Als Basis für die Dimensionierung des Nasskühlturmes wurde dabei der Sommerbetrieb ausgewählt, wobei die Fernwärmeauskopplung und der Sattedampfverbrauch für den LUVO auf null gesetzt wurden (Betriebsfall BF6, also Szenario «Sommerbetrieb ohne LUVO bei gleichzeitigem Unterhaltsstillstand der Fernwärmenetze»). In diesem Fall beträgt die benötigte Kondensatorleistung ca. 33.8 MW (mit Rauchgasrezirkulation 33.8 MW und ohne Rauchgasrezirkulation 33.6 MW). Der Nasskühlturm wurde also in einem ersten Schritt auf eine Leistung von 33.8 MW ausgelegt.⁵

Die Kühlgrenztemperatur wird in der Praxis bei Verdunstungskühlung im Nasskühlturm nicht erreicht, da bei der Dimensionierung von Nasskühltürme Kosten-Nutzen-Überlegungen angewendet werden. Im vorliegenden Fall galt es ausserdem zu berücksichtigen, dass der Nasskühlturm nur 20 Tage pro Jahr betrieben werden soll.

Je kleiner die Temperaturdifferenz zwischen Feuchtkugeltemperatur und Kühlwasseraustrittstemperatur («Approach», siehe Abbildung 14) und die Temperaturdifferenz zwischen Kühlwassereintritts- und Austrittstemperatur («Range») gewählt werden, desto grösser wird der Nasskühlturm, um eine festgelegte Kühlleistung zu erbringen.

Die obere Grädigkeit des wassergekühlten Oberflächenkondensators (Temperaturdifferenz zwischen Eintrittstemperatur des Abdampfes und der Kühlwasseraustrittstemperatur) wurde auf 3 °C festgelegt. Die Abdampftemperatur ist also jeweils 3 °C höher als die Kühlwassereintrittstemperatur. Die Temperaturdifferenz des Kühlwassers zwischen Eintritt und Austritt aus

⁵ Im folgenden Kapitel wird ausserdem der Fall geprüft, bei dem zusätzlich die Dampfturbine die Last auf null abwirft.

dem Oberflächenkondensator wurde für den Normalbetrieb auf einen üblichen, konstanten Wert von 10 °C festgelegt.

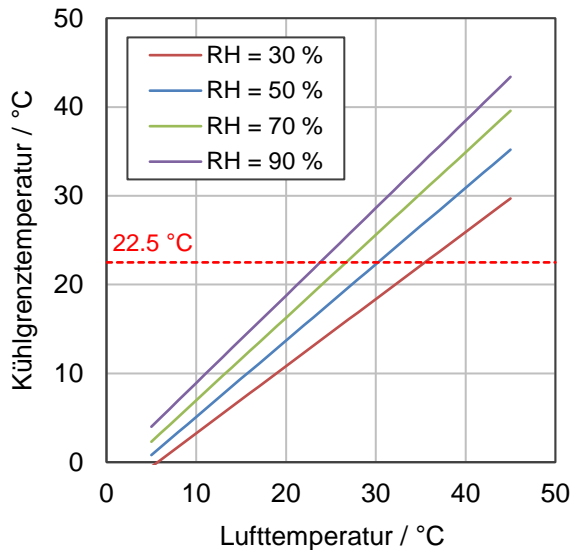


Abbildung 13: Kühlgrenztemperatur (Approximation) in Funktion der Lufttemperatur und der relativen Luftfeuchtigkeit RH [4]

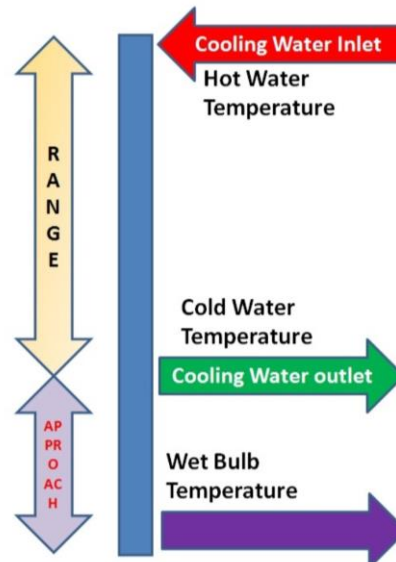


Abbildung 14: Kennzahlen zur Dimensionierung von Nasskühltürmen [5]

Je kleiner der «Approach» gewählt wird, desto tiefer wird der Abdampfdruck und desto höher die Stromproduktion, da die Dampfturbine den Dampf auf einen tieferen Druck expandieren kann. Gleichzeitig wird aber der Nasskühlturm grösser (Flächenbedarf, Investitions- und Betriebskosten etc.).

Die Grobauslegung des Nasskühlturmes wurde zusammen mit verschiedenen Lieferanten für drei verschiedene «Approaches» bzw. Baugrössen durchgeführt, siehe Tabelle 8.

Ein Nasskühlturm mit 150% relativer Fläche ist in Anbetracht der voraussichtlichen jährlichen Nutzungsdauer von lediglich 20 Tagen nicht sinnvoll. Der Abdampfdruck wäre etwa gleich hoch wie bei Durchlaufkühlung im Sommerbetrieb, wobei die im Vergleich zu kleineren Nasskühltürmen zusätzlich mögliche Stromproduktion den Platzbedarf und die Investitions- und Betriebskosten nicht rechtfertigen würde.

An dieser Stelle wird auch bereits vorweggenommen, dass ein Nasskühlturm mit nur 50 % relativer Fläche im Dampfturbinen-Bypass-Betrieb den erhöhten Kühlleistungsbedarf nicht bringen würde.

Von den drei untersuchten Baugrössen (relativen Flächen) verbleibt also die Variante mit der mittleren Fläche (100 % relative Fläche), welche aus wirtschaftlicher und betrieblicher Sicht am meisten Sinn ergibt. Darum wurde beschlossen, mit einer relativen Fläche von 100 % weiter zu planen.

Tabelle 8: Nasskühlturmauslegung: Erreichbare Leistung in Funktion der Baugrösse bei konstanter Kühlleistung von 33.8 MW

Nasskühlturm				
Rel. Fläche Nasskühlturm	%	150	100	50
Fläche Nasskühlturm	m ²	285–435	190–290	95–145
Kühlgrenztemperatur	°C	22.5	22.5	22.5
Approach	°C	3.0	7.2	7.5
Kühlwasseraustrittstemperatur	°C	25.5	29.7	30.0
Range	°C	10.0	10.0	18.0
Kühlwassereintrittstemperatur	°C	35.5	39.7	48.0
Wassermassenstrom	t/h	2'911	2'912	1'618
Sinnvolle Grösse für weitere Planung		X	✓	X
Bypass				
Wassermassenstrom	t/h	0	0	1'294
Oberflächenkondensator				
Kühlwassereintrittstemperatur	°C	25.5	29.7	38.0
Kühlwasseraustrittstemperatur	°C	35.5	39.7	48.0
Obere Grädigkeit	°C	3.0	3.0	3.0
Abdampftemperatur	°C	38.5	42.7	51.0
Abdampfdruck	bar abs.	0.068	0.085	0.130
Abgeführte Wärmeleistung	MW	33.8	33.8	33.8
Wassermassenstrom	t/h	2'911	2'912	2'912

Dampfturbine ausser Betrieb

Im vorangehenden Kapitel wurde die Baugrösse des Nasskühlturmes festgelegt. In diesem Kapitel werden nun in einem weiteren Schritt eine Extremwertbetrachtung durchgeführt und die Auslegung des Nasskühlturmes im Dampfturbinen-Bypass-Betrieb betrachtet, d.h. bei Abwurf der Turbinen-Last auf null (Betriebsfall BF7). Der Frischdampf vom Kessel wird dabei über eine Dampfumformstation direkt dem Oberflächenkondensator zugeführt.

In diesem Fall muss die sonst in Form von elektrischem Strom (und Abwärme von Turbine bzw. Generator) abgeführte Energiemenge zusätzlich vom Kondensations-System (d.h. Oberflächenkondensator und Nasskühlturm) an die Umgebung abgegeben werden. Im Gegensatz zum Normalbetrieb spielt es dabei jedoch keine Rolle, wie gross der erreichte Kondensator-Druck ist (fehlende Stromproduktion) – solange ca. 1.5 bar absolut nicht überschritten werden (genügend Druckabstand zum Druck im Speisewasserbehälter, der normalerweise ca. 2.7 bar absolut beträgt).

Für diese Betrachtung wurde angenommen, dass die Druckumformstation den Frischdampf in Satttdampf mit 0.8 bar abs. und 93.5 °C umformt. Dabei steigt der Dampfmassenstrom durch die benötigte Einspritzwassermenge beträchtlich an.

Mit Rauchgasrezirkulation beträgt die benötigte Kühlleistung ca. 49.5 MW, ohne Rauchgasrezirkulation ca. 49.2 MW.

Im Turbinen-Bypass-Betrieb wird die Temperaturspreizungen (Differenz zwischen Kühlwasseraustritts- und Kühlwassereintrittstemperaturen) im Oberflächenkondensator und im Nasskühlturm beträchtlich erhöht. Damit kann bei gegebenem Kühlwassermassenstrom viel mehr Wärme an die Umgebung abgeführt werden.

Die Abklärungen mit verschiedenen Lieferanten von Nasskühltürmen haben ergeben, dass für den Betriebsfall BF7 eine relative Fläche von ca. 75 % benötigt wird (darum entfällt die Variante mit 50 % relativer Fläche). Trotz der höheren, abzuführenden Wärmeleistung reicht also eine rel. Fläche von 100 % aus.

Bei Nasskühltürmen beträgt die maximale Kühlwassereintrittstemperatur im Dauerbetrieb ca. 65 °C bis 70 °C (bei Verwendung von Standard-Materialien). Da die Kühlwasseraustrittstemperatur aus dem Oberflächenkondensator im vorliegenden Fall 90.5 °C beträgt (obere Grädigkeit des Oberflächenkondensators gleich 3 °C), muss die Kühlwassertemperatur vor Eintritt in den Nasskühlturm durch Mischkühlung abgesenkt werden. Hier wurde eine Kühlwassertemperatur von 52 °C nach Vermischung gewählt.

In Tabelle 9 werden die Auslegungsdaten für die Betriebsfälle BF6 (Dampfturbine in Betrieb) und BF7 (Dampfturbine ausser Betrieb) einander gegenübergestellt.

Tabelle 9: Nasskühlturbetrieb (100 % rel. Fläche) bei Kühlleistungen von 33.8 MW (Dampfturbine in Betrieb) und 49.5 MW (Dampfturbine ausser Betrieb)

Betriebsfall		BF6	BF7
Nasskühlturm			
Rel. Fläche Nasskühlturm	%	100	100
Abs. Fläche Nasskühlturm	m ²	190–290	190–290
Kühlgrenztemperatur	°C	22.5	22.5
Approach	°C	7.2	7.5
Kühlwasseraustrittstemperatur	°C	29.7	30.0
Range	°C	10.0	22.0
Kühlwassereintrittstemperatur	°C	39.7	52.0
Wassermassenstrom	t/h	2'912	1'938
Bypass			
Wassermassenstrom	t/h	0	1'235
Oberflächenkondensator			
Kühlwassereintrittstemperatur	°C	29.7	30.0
Kühlwasseraustrittstemperatur	°C	39.7	90.5
Obere Grädigkeit	°C	3.0	3.0
Abdampftemperatur	°C	42.7	93.5
Abdampfdruck	bar abs.	0.085	0.800
Abgeführte Wärmeleistung	MW	33.8	49.5
Wassermassenstrom	t/h	2'912	704

Zusammenfassung

In Tabelle 10 sind die Auslegungsdaten des Nasskühlturmes (100 % rel. Fläche) zusammenfassend aufgeführt, wobei die Fälle mit und ohne Rauchgasrezirkulation unterschieden werden.

Die Zahlen zeigen, dass über den Abdampf-Kondensator bei Betrieb der Dampfturbine (maximale Stromproduktion) ca. 34 MW und bei Stillstand der Dampfturbine ca. 50 MW an die Umgebung abgeführt werden müssen.

Die Wärmerückgewinnung aus dem Rauchgas ist stets mitberücksichtigt (bzw. in Betrieb) und bewirkt, dass die maximal abzuführende Kondensationsleistung von ca. 50 MW höher ist als die Netto-Kesselleistung von ca. 49 MW.

Der Unterschied von knapp 16 MW in Kondensationsleistung zwischen BF6 und BF7, welcher sich durch den Betriebszustand der Dampfturbine ergibt, setzt sich aus Stromerzeugung (ca. 15 MW) und Wärmeleistung des Rückkühlers des Turbinen-Generatorsatzes (ca. 0.7 MW) zusammen.

Der Unterschied von ca. 21.5 t/h in Abdampfmassenstrom zwischen BF6 und BF7 ergibt sich aus der Einspritzwassermenge zur Dampfumformung (ca. 15.5 t/h) und dem veränderten ND- und NDT-Dampfverbrauch zur Speisewasserkonditionierung (ca. 6.0 t/h) (verursacht durch unterschiedliche Kondensattemperaturen nach Abdampf-Kondensator, siehe letzte Zeile in Tabelle 10).

Tabelle 10: Zusammenfassung der Auslegungsdaten für die Betriebsfälle BF6 und BF7

Grösse	Einheit	Dampfturbine in Betrieb, keine FW-Auskopplung, LUVU ausser Betrieb		DT ausser Betrieb, keine FW-Auskopplung, LUVU ausser Betrieb	
Zugrundeliegender Betriebsfall	-	BF6		BF7	
RG-Rezirkulation	-	JA	NEIN	JA	NEIN
Benötigte Kondensatorleistung	MW	33.8	33.6	49.5	49.2
Abdampfmassenstrom	t/h	57.3	57.0	78.4 ^(a)	77.9 ^(a)
Dampfgehalt des Abdampfes	-	0.88	0.88	1.00	1.00
Abdampfdruck	bar abs.	0.085 ^(b)	0.085 ^(b)	0.800	0.800
Kondensattemperatur	°C	42.7	42.7	93.5	93.5

^(a) Nach Druckumformstation (d.h., nach Wassereinspritzung zur Dampfkühlung).

^(b) Im Ausnahmefall mittels Kreislaufkühlung mit Nasskühlturm wirtschaftlich erreichbarer Abdampfdruck (Nasskühlturm mit 100% relativer Fläche, siehe Tabelle 8).

Wasserverbrauch

Während des Betriebes eines Nasskühlturms geht durch Verdunstung laufend Wasser verloren, welches nachgespeist werden muss. Wenn jedoch durch die Nachspeisung ausschliesslich der Verdunstungsverlust ausgeglichen werden würde, würde dies mit der Zeit zu einer Aufkonzentration der Wasserinhaltsstoffe führen. Um dieser Aufkonzentration entgegenzuwirken, wird mehr Wasser nachgespeist als verdunsten kann, die Differenz wird wieder in die Limmat zurückgeleitet (Absalzung).

Das Mass der Aufkonzentration der Wasserinhaltsstoffe ist die sog. «Eindickung C», die als Verhältnis zwischen Nachspeisemassenstrom und Absalzmassenstrom definiert wird. Je kleiner die Eindickung gewählt wird, desto grösser wird der Nachspeisewasserstrom. Eine Eindickung von C = 3 wird als höchstzulässig betrachtet.

Verdunstungsverlust, Nachspeise- und Absalzmassenströme für die Betriebsfälle BF6 und BF7 wurden berechnet und sind in Tabelle 11 aufgeführt (in Abbildung 15 sind die Nachspeisemassenströme für die beiden Betriebsfälle in Funktion der Eindickung C gegeben).

Tabelle 11: Benötigte Nachspeisemassenströme in den Nasskühlturm für verschiedene Betriebsfälle

Betriebsfall	-	BF6	BF7
Betriebsstatus Dampfturbine	-	Normalbetrieb	Lastabwurf auf null
Leistung Nasskühlturm bzw. Kondensator	MW	33.8	49.5
Max. zulässige Eindickung	-	3.0	3.0
Verdunstungsverlust	t/h	47	68
Absalzungsmassenstrom	t/h	23	34
Nachspeisemassenstrom (total)	t/h	70	102
Temperatur Absalzung	°C	29.7	30.0
Temperatur Flusswasser	°C	25.0	25.0
Eingeleitete Wärmeleistung durch Absalzung	MW	0.13	0.20

Mit der Dampfturbine in Betrieb verdunsten im Nasskühlturm ca. 47 t/h. Um die Eindickung bei $C = 3$ zu begrenzen müssen ca. 70 t/h nachgespeist werden. Folglich ergibt sich ein Absalzmassenstrom von ca. 23 t/h.

Wenn die Dampfturbine ausser Betrieb ist, verdunsten ca. 68 t/h, der benötigte Nachspeisemassenstrom beträgt ca. 102 t/h und folglich der Absalzmassenstrom ca. 34 t/h.

Die thermische Belastung der Limmat durch die Absalzung beträgt max. 200 kW, was im Ausnahmefall (nach Einholen einer Ausnahmegewilligung) zu einer Erwärmung weit unterhalb der erlaubten 0.01 °C führt.

Der maximale Nachspeisemassenstrom von 102 t/h beträgt bei Niedrigwasser (37.6 t/s, also 135'360 t/h) lediglich ca. 0.75 ‰ des Durchflusses der Limmat.

Bemerkungen zum Einsatz von Nasskühltürmen

Der Einsatz eines Nasskühlturmes setzt weitere Abklärungen und Betrachtungen in den folgenden Bereichen voraus:

- Emissionsbelastung (Schalleistungspegel max. 108 dB(A), ev. Einsatz von Schallminderungsmaßnahmen wie z.B. Aufprallabschwächer im Kaltwasserbecken oder Zu- und Abluftschallkulissen, Überlegungen bezüglich Aufstellungsort etc.).
- Wasserqualität (ev. zus. Massnahmen zur Aufrechterhaltung der Wasserqualität nötig, Chemiedosierung, Filter etc.). Die Standzeit beträgt ca. 345 Tage (365–20) pro Jahr.

- Fundament, Betonwanne, Aufstellort (Boden/Dach).

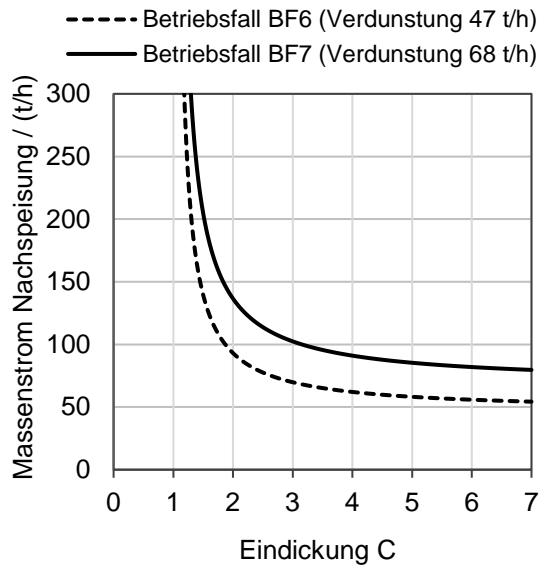


Abbildung 15: Nachspeisemassenstrom zum Nasskühlturm in Funktion der Eindickung C

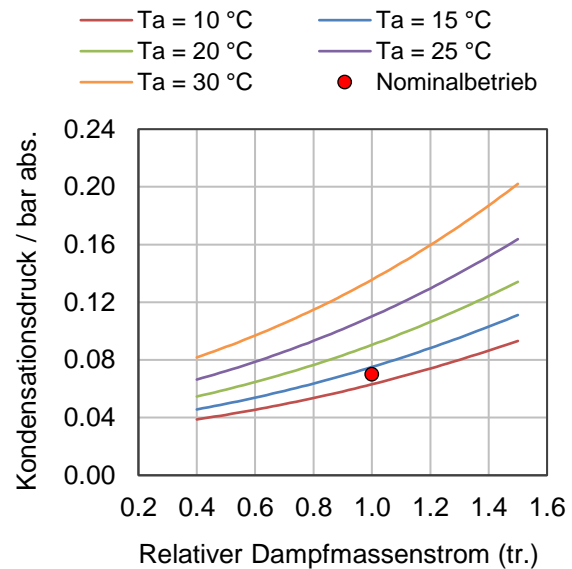


Abbildung 16: LUKO: Kondensationsdruck in Funktion des relativen, trockenen Massenstromes bei einer typischen LUKO-Auslegung (T_a = Umgebungstemperatur)

Abdampfdrücke und Umgebungstemperatur der Bestandsanlage

Um die Abdampfdrücke und Umgebungstemperaturen für die WDK-Auslegung zu verifizieren wurden entsprechende Messdaten von der Bestandsanlage angefragt und ausgewertet, siehe Abbildung 17. Die Daten zeigen, dass mit beiden Kondensatoren im Winter Abdampfdrücke von höchstens ca. 40 mbar erreicht werden und die Maximalwerte im Sommer bei ca. 80 mbar liegen.

Basierend auf physikalischen Überlegungen und den gemessenen Abdampfdrücken wurden die Abdampfdrücke für die WDK-Berechnungen festgelegt, vgl. Kapitel 3.5.7.2.

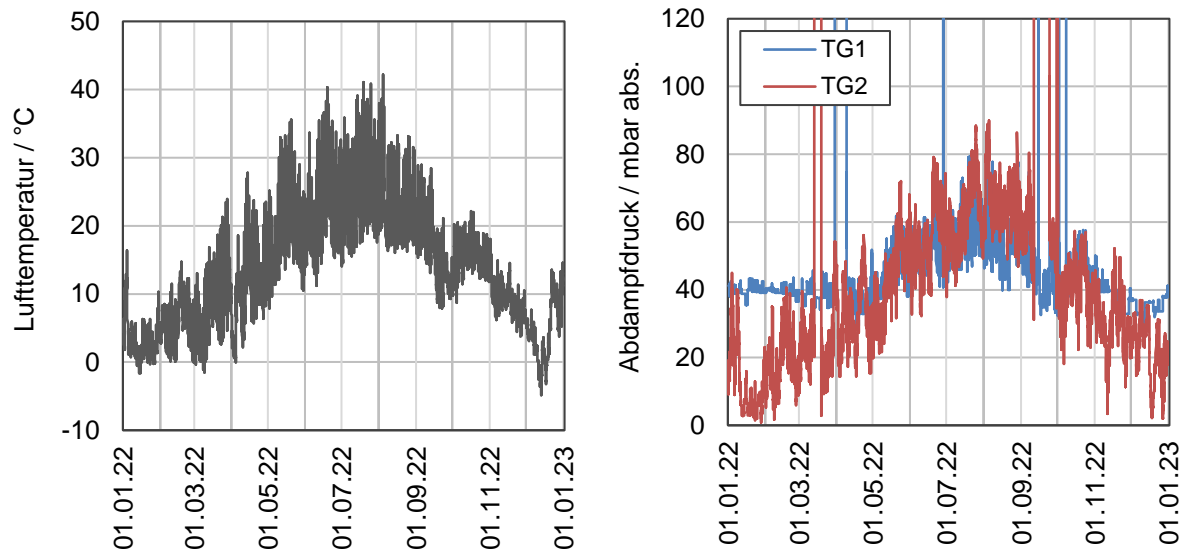


Abbildung 17: Betriebsdatenauswertung: Lufttemperatur (links) und Abdampfdruck der Turbinen TG1 und TG2 (rechts) im Jahr 2022.

3.5.6.3 Dimensionierung LUKO

Mit luftgekühlten Kondensatoren werden im Vergleich zu wassergekühlten Kondensatoren weniger tiefe Kondensationsdrücke erreicht, was zu einer geringeren Stromproduktion führt. Insbesondere hängt der realisierbare Kondensationsdruck von den Umgebungsbedingungen (v.a. Umgebungstemperatur und Luftdruck) und der Wärmeaustauschfläche (Grösse des LUKO) ab.

In Abbildung 16 werden für verschiedene Lufttemperaturen typische Kondensationsdruckverläufe in Funktion des relativen Dampfmassenstromes (trocken) gezeigt. Die Kurvenverläufe gelten für eine LUKO-Aufstellung im Schweizer Mittelland, volle Lüfterdrehzahl und Betrieb aller Zellen.

Normalerweise wird die Wärmeaustauschfläche so gewählt, dass bei mittleren Lufttemperaturen und bei Nominallast ein Kondensationsdruck von ca. 0.07 bar abs. erreicht wird (siehe rote Markierung im Diagramm).

Bei steigenden Lufttemperaturen steigt auch der erreichbare Kondensationsdruck und erreicht bei 30 °C – also im Ausnahmefall – ca. 0.135 bar abs. Für die WDK-Berechnungen wurde der Kondensationsdruck im Sommer auf 0.12 bar abs. und im Ausnahmefall auf 0.135 bar abs. festgelegt.

Eine Grobdimensionierung des LUKO hat die Abmessungen gem. Abbildung 18 ergeben. Die benötigte Grundfläche beträgt also ca. 600 Quadratmeter, die Bauhöhe mindestens 25 Meter. Der Stromverbrauch liegt bei ca. 600 kW und die Investitionskosten für den LUKO selbst liegen bei 5 bis 6 Millionen Schweizer Franken.

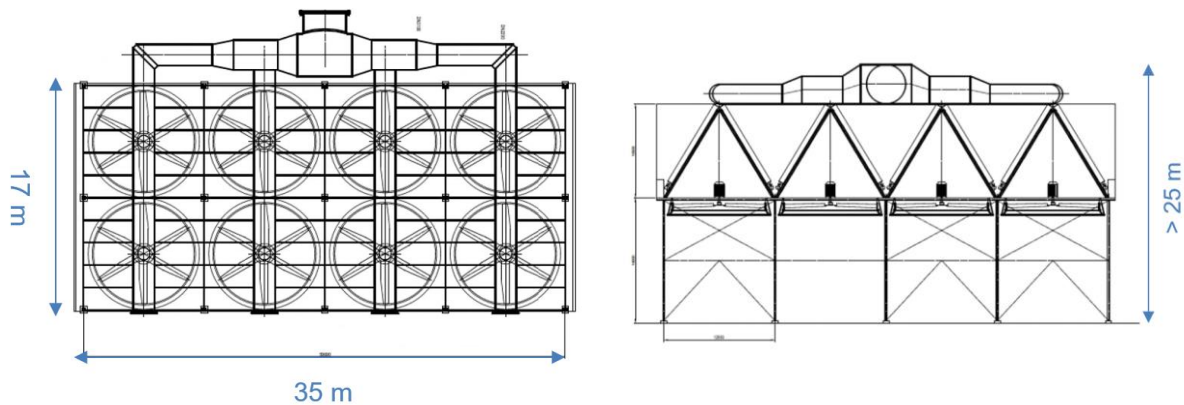


Abbildung 18: Grobe Abmessungen des benötigten luftgekühlten Kondensators (LUKO)

Aus Gründen des hohen Platzbedarfs, der hohen Investitions- und Betriebskosten und des im Gegensatz zu einem wassergekühlten Kondensator höheren Kondensationsdruckes wurde die LUKO-Lösung nicht detaillierter betrachtet.

3.5.7 WDK-Modellierung

Basierend auf dem vereinfachten WDK-Schema (Abbildung 7) wurde mit der Software «KreisI» ein Berechnungsmodell erstellt, mit welchem die verschiedenen Betriebsfälle berechnet wurden.

3.5.7.1 Modellierung der Dampfturbine inkl. Generator

Die maximale Schluckfähigkeit der neuen Entnahme-Kondensationsturbine wurde berechnet, indem der Frischdampfmassenstrom vom Kessel um eine Reserve von 15 % erhöht wurde (resultierende Schluckfähigkeit mit RG-Rezirkulation ca. 71.8 t/h, ohne RG-Rezirkulation ca. 71.2 t/h).

Der Teillastbetrieb der Dampfturbine wurde modelliert, indem unter Anwendung vom Stodolas Kegelgesetz die Eintrittsdrücke in die Hochdruck- und Niederdruckstufe auf Basis der jeweiligen Massenströme durch die Turbinenstufen skaliert wurden.

Der mechanische Wirkungsgrad der Dampfturbine inkl. Getriebe wurde in allen Betriebspunkten bei konstant 97 % belassen, der Generatorwirkungsgrad bei konstant 98 % (der resultierend mechanische Gesamtwirkungsgrad beträgt konstant ca. 95 %).

Die Dampfturbine wurde mit einer geregelten Entnahme modelliert, wobei der Entnahmedruck auf 3.5 bar abs. eingestellt wurde. Die Niederdruckschiene wird im Normalbetriebsfall ausschliesslich mit Entnahmedampf (ND-Dampf) aus der geregelten Entnahme gespeist.

Die unregelmäßige Anzapfung aus der Niederdruckstufe der Dampfturbine wurde in das Berechnungsmodell integriert. Der angezapfte Dampf (NDT-Dampf) wurde dabei verwendet, um entweder das Hauptkondensat oder den Fernwärmerücklauf vorzuwärmen. Die Anzapfung und der mit Anzapfdampf beaufschlagte Niederdruckvorwärmer bildeten dabei ein selbstregelndes System. Der Anzapfdruck ist bei hoher Stromproduktion (Sommerbetrieb) hoch genug, um das Kondensat vorzuwärmen. Bei hoher Fernwärme-Auskopplung (Winterbetrieb) sinkt der Dampf-Massenstrom durch den Niederdruckteil der Dampfturbine. Folglich sinkt der Anzapfdruck unter das erforderliche Niveau, und somit kann das Hauptkondensat bzw. der Fernwärmerücklauf nicht weiter vorgewärmt werden. Damit fällt der Anzapfmassenstrom auf null zurück.

3.5.7.2 Verwendete Abdampfdrücke

Die Abdampfdrücke (bzw. Kondensationsdrücke) für die verschiedenen Betriebsfälle werden in Tabelle 12 zusammenfassend aufgeführt.

Tabelle 12: Für die WDK-Berechnung verwendete Abdampfdrücke (und entsprechende Abdampftemperaturen) für die verschiedenen Betriebsfälle

Betriebsfall	Bezeichnung	LUKO ^(a)		WAKO ^(b)	
		Abdampfdruck bar abs.	Abdampf- temperatur °C	Abdampf- druck bar abs.	Abdampf- temperatur °C
Winter	BF1	0.070	39.0	0.045	31.0
Übergangszeit (H)	BF2	0.070	39.0	0.045	31.0
Übergangszeit (T)	BF3	0.095	44.8	0.070	39.0
Sommer	BF4	0.120	49.4	0.070	39.0
Ausnahmefall	BF5	0.135	51.8	0.085	42.7
Ausnahmefall -FW-LUVO	BF6	n. v.	n. v.	0.085	42.7
Ausnahmefall -FW-LUVO+DTB	BF7	n. v.	n. v.	0.800	93.5

^(a) Annahme: Der Turbinenabdampf wird ganzjährig (insb. auch im Ausnahmefall) im LUKO kondensiert. Die Betriebsfälle BF6 und BF7 wurden für LUKO-Betrieb nicht berechnet.

^(b) Alle Betriebsfälle ausser Ausnahmefall (BF5): Durchlaufkühlung; Ausnahmefall: Kreislaufkühlung mit Nasskühlturm.

3.5.8 Fernwärmeauskopplung

Die WDK-Berechnungen wurden im Sinn einer wärmegeführten Betriebsweise der Fernwärmeversorgung durchgeführt. Der Bedarf an Fernwärme wurde entsprechend wann immer möglich gedeckt, und der darüber hinaus verfügbare Dampf zur Stromproduktion eingesetzt (vgl. Tabelle 5).

Das Fernwärmenetz FWS wurde gegenüber dem Fernwärmenetz REFUNA prioritär mit Energie versorgt.

Die vereinbarten Vor- und Rücklauftemperaturen gemäss Tabelle 6 wurden in den Berechnungen verwendet.

3.5.9 WDK-Berechnungsergebnisse

Hauptresultate der WDK-Berechnungen sind sowohl die erzeugten elektrischen Leistungen (siehe Tabelle 13) als auch die exportierten thermischen Leistungen (Fernwärmeauskopplung; siehe Tabelle 14), jeweils für die Betriebsfälle BF1 bis BF5. Diese Leistungen gehen gewichtet in die Berechnung der energetischen Nettoeffizienz ein.

Tabelle 13: Elektrische Erzeugungsleistung

Kondensator-Typ		LUKO ^(a)		WAKO ^(b)	
		JA	NEIN	JA	NEIN
RG-Rezirkulation					
Betriebsfall		MW	MW	MW	MW
Winter	BF1	7.8	7.7	7.9	7.8
Übergangszeit (H)	BF2	7.8	7.7	7.9	7.8
Übergangszeit (T)	BF3	9.8	9.7	10.0	9.9
Sommer	BF4	12.7	12.6	13.3	13.2
Ausnahmefall	BF5	12.6	12.4	13.1	13.0

^(a) Annahme: Der Turbinenabdampf wird ganzjährig (insb. auch im Ausnahmefall) im LUKO kondensiert.

^(b) Alle Betriebsfälle ausser Ausnahmefall (BF5): Durchlaufkühlung; Ausnahmefall: Kreislaufkühlung mit Nasskühlturm.

Tabelle 14: Thermische Exportleistung (Fernwärmeauskopplung)

Kondensator-Typ		LUKO ^(a)		WAKO ^(b)	
RG-Rezirkulation		JA	NEIN	JA	NEIN
Betriebsfall		MW	MW	MW	MW
Winter	BF1	34.2	34.0	34.1	33.9
Übergangszeit (H)	BF2	34.2	34.0	34.1	33.9
Übergangszeit (T)	BF3	20.1	20.1	20.1	20.1
Sommer	BF4	8.2	8.2	8.2	8.2
Ausnahmefall	BF5	8.2	8.2	8.2	8.2

^(a) Annahme: Der Turbinenabdampf wird ganzjährig (insb. auch im Ausnahmefall) im LUKO kondensiert.

^(b) Alle Betriebsfälle ausser Ausnahmefall (BF5): Durchlaufkühlung; Ausnahmefall: Kreislaufkühlung mit Nasskühlturm.

Die vollständigen Berechnungsergebnisse sind dem Bericht angehängt, siehe Anhang 6.

3.5.10 Energieeffizienzberechnung

Basierend auf den Ergebnissen der WDK-Berechnungen wurde für die Varianten mit und ohne Rauchgasrezirkulation und Betrieb mit LUKO und WAKO die energetische Nettoeffizienz (ENE) berechnet.

Beim Bau einer Neuanlage gilt heute die Voraussetzung, dass die Anlage eine ENE von mindestens 0.8 (bzw. 80 %) erreichen muss. Diese Voraussetzung gilt voraussichtlich nicht für den Bau der Ersatzanlage am Standort der KVA Turgi. Es muss jedoch davon ausgegangen werden, dass diese Voraussetzung in Zukunft auch für den Bau einer Ersatzanlage gelten könnte. Aus diesem Grund wird bei der Planung der Ersatzanlage das Erreichen einer ENE von mindestens 0.8 vorausgesetzt.

3.5.10.1 Grundlagen ENE

Die ENE ist eine Gegenüberstellung der jährlich als Wärme oder Strom exportierten und der jährlich eingesetzten Energiemengen (in Form von Kehrlicht und anderen Energieträgern):

$$ENE = \frac{\langle Ep \rangle_{exp} - (Ef + Ei)}{0.97 \times (Ew + Ef)} = \frac{(2.6 \times \langle Ep_e \rangle_{exp} + 1.1 \times \langle Ep_w \rangle_{exp}) - (Ef + Ei)}{0.97 \times (Ew + Ef)}$$

Wobei $\langle Ep \rangle_{exp}$ die jährlich als Wärme oder Strom exportierte Energie, $\langle Ep_e \rangle_{exp}$ die jährlich exportierte elektrische Energie, $\langle Ep_w \rangle_{exp}$ die jährlich exportierte Wärme, Ef der jährliche Input von

Energie aus Brennstoffen, E_w die jährliche Energiemenge, die im behandelten Abfall enthalten ist und E_i die jährliche importierte Energiemenge ohne E_w und E_f (alle in GJ) bezeichnen [6].

Für die Berechnung der ENE werden Gewichtungsfaktoren für die exportierte elektrische Energie (2.6), die exportierte Wärme (1.1) und die zugeführte Energie (0.97) verwendet.

Die exportierten Energiemengen entsprechen den erzeugten Energiemengen abzüglich der Eigenverbräuche (Strom und Wärme).

3.5.10.2 Stromeigenverbrauch

Der Stromeigenbedarf der Ersatzanlage wird in einer ersten und konservativen Näherung als gleich hoch wie derjenige der Bestandsanlage angenommen.

In den Berechnungen wird daher für die Ersatzanlage von einem Stromeigenverbrauch von 16 GWh pro Jahr ausgegangen, was bei 8'000 Betriebsstunden pro Jahr einer konstanten Leistung von 2 MW entspricht.

Somit wird die jährlich exportierte Strommenge (Netto-Strommenge) aus der jährlich erzeugten Strommenge (Brutto-Strommenge) wie folgt berechnet:

$$\langle E_{p_e} \rangle_{\text{exp}} = E_{p_e} - 2 \text{ MW} \times 8'000 \text{ h}$$

3.5.10.3 Wärmeeigenverbrauch

Der Eigenverbrauch an Wärme (für Gebäudeheizung etc.) wurde auf 16.8 GWh pro Jahr festgelegt, was dem von der Rytec AG erhobenen Wert von 14.2 GWh pro Jahr inkl. Reserve von 2.6 GWh entspricht (konservative Auslegung). Bei 8'000 Betriebsstunden pro Jahr entspricht dieser Wert einer konstanten Leistung von 2.1 MW:

$$\langle E_{p_w} \rangle_{\text{exp}} = E_{p_w} - 2.1 \text{ MW} \times 8'000 \text{ h}$$

3.5.10.4 Importierte Energie

Die importierte Energie (nicht dampferzeugend, also z.B. Strom und Gas zur Wiederaufwärmung von Rauchgasen etc.) wurde als vernachlässigbar betrachtet und Null gesetzt:

$$E_i = 0 \text{ GWh}$$

3.5.10.5 Energie aus Kehricht

Der Energieinput aus Kehricht wurde aus der jährlichen Kehrichtmenge von 120'000 Tonnen und dem Heizwert von 13 MJ/kg berechnet:

$$E_f = 433.3 \text{ GWh}$$

3.5.10.6 Gewichtung der Betriebsfälle

Die produzierte Wärme und Strommengen unterscheiden sich von Betriebsfall zu Betriebsfall. Massgebend für die Berechnung der ENE waren die Betriebsfälle BF1 bis BF5 (vgl. Tabelle 15), wobei die 8000 Betriebsstunden auf die Betriebsfälle aufgeteilt wurden.

Die Stillstandszeit von ca. 760 Stunden pro Jahr (8'760 Jahresstunden abzüglich 8'000 Betriebsstunden pro Jahr) wurde für die Berechnungen anteilig auf die Betriebsfälle BF1 bis BF4 aufgeteilt. Die festgelegten 20 Tage Ausnahmezustand beinhalten keine Stillstandszeit.

Tabelle 15: Zeitliche Gewichtung der Betriebsfälle

Betriebsfall	Bezeichnung	Betriebsstunden pro Jahr	Betriebstage pro Jahr
Winter	BF1	2'667	111.1
Übergangszeit (H)	BF2	1'333	55.5
Übergangszeit (T)	BF3	1'333	55.5
Sommer	BF4	2'187	91.1
Ausnahmefall	BF5	480	20.0
Total	-	8'000	333.3

3.5.10.7 Fernwärmeauskopplung und Stromproduktion

Die ausgekoppelte (d.h. exportierte) Fernwärmeleistung und die Stromproduktion der verschiedenen Betriebsfälle bilden die Grundlage der ENE-Berechnung. In Abbildung 19 sind diese Werte für den Fall mit RG-Rezirkulation und WAKO aufgeführt. Die Werte für den Fall mit LUKO und ohne Rauchgasrezirkulation sind sehr ähnlich, siehe Anhang 7.

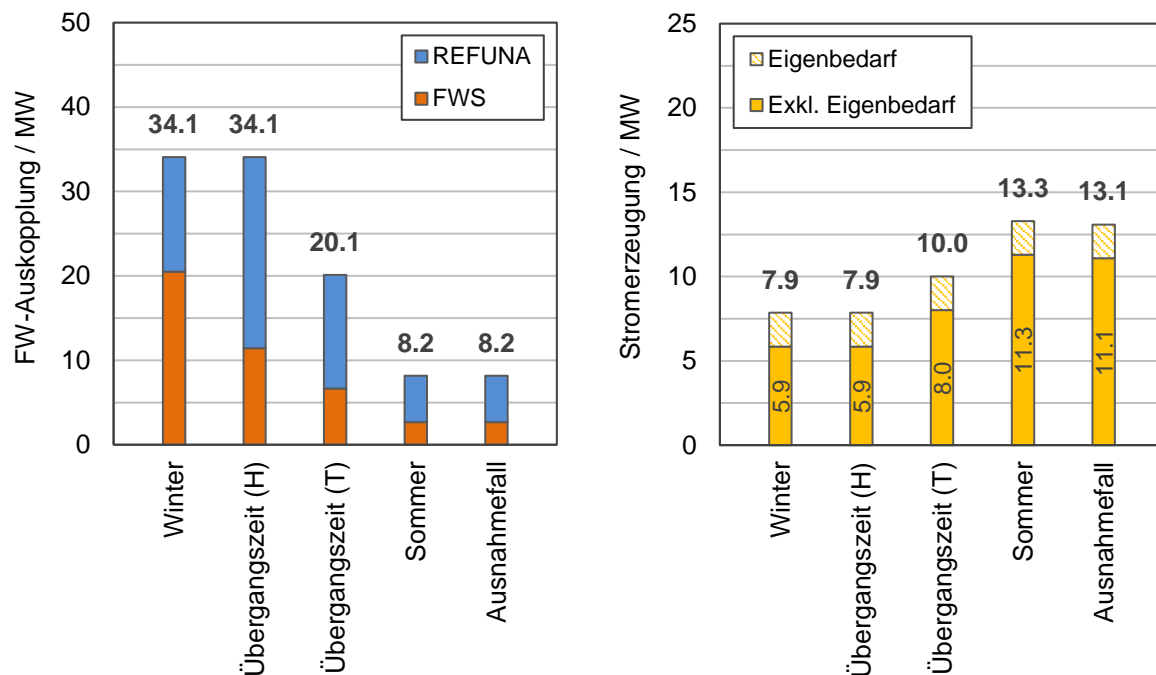


Abbildung 19: Fernwärmeauskopplung (links) und Stromerzeugung (rechts) der verschiedenen Betriebsfälle für den Fall mit RG-Rezirkulation und WAKO

Im Winter (Betriebsfall BF1) kann die KVA Turgi mit der Ersatzanlage ca. 54 % des gesamten Fernwärmebedarfes der Fernwärmenetze FWS und REFUNA bereitstellen⁶, siehe Tabelle 16. In den anderen Betriebsfällen beträgt der Gesamtbedarfsdeckungsgrad zwischen ca. 99 % und 100 %.

Der mittlere FW-Bedarf der FWS (inkl. RWB) kann das ganze Jahr über abgedeckt werden. Der mittlere FW-Bedarf der REFUNA kann in der Übergangszeit (T) und im Sommer zu 100 %, in der Übergangszeit (H) zu ca. 98 % und im Winter zu ca. 32 % abgedeckt werden (Werte für den Fall mit WAKO und RG-Rezirkulation; die Werte der anderen Fälle sind sehr ähnlich).

Tabelle 16: Bedarfsdeckungsgrade Fernwärmeauskopplung für Betriebspunkte BF1 bis BF5 (für den Fall mit WAKO und RG-Rezirkulation; gerundete Werte)

Betriebsfall	Bezeichnung	FWS / %	REFUNA / %	Total / %
Winter	BF1	100	32	54
Übergangszeit (H)	BF2	100	98	99
Übergangszeit (T)	BF3	100	100	100
Sommer	BF4	100	100	100
Ausnahmefall	BF5	100	100	100

⁶ Der gesamte Fernwärmebedarf beträgt im Winter ca. 63.3 MW, vgl. Abbildung 8

3.5.10.8 Resultate der ENE-Berechnungen

Die Zusammenfassung der Resultate der Energieeffizienzberechnungen werden in Tabelle 17 gezeigt.⁷ Die vollständigen Resultate befinden sich in Anhang 8.

Tabelle 17: Energienutzung, Energierückgewinnung pro Tonne Abfall, ENE und R1-Faktor der Bestandsanlage (2021) und der Ersatzanlage (verschiedene Anlagenkonfigurationen)

	Bestands- anlage	Ersatzanlage			
RG-Rezirkulation		JA	JA	NEIN	NEIN
Kondensator-Bauart ^(a)	WAKO	WAKO	LUKO	WAKO	LUKO
Exportierte Energiemenge in Form von el. Strom in GWh/a	59.0	64.1	61.9	63.4	61.2
Exportierte Energiemenge in Form von Fernwärme in GWh/a	79.0	184.9	185.2	184.3	184.5
Stromnutzungsgrad in %	18.3	18.5	18.0	18.3	17.8
Wärmenutzungsgrad in %	22.9	46.6	46.6	46.4	46.5
Energierückgewinnung pro Tonne Abfall in kWh					
Strom	623	667	649	662	643
Wärme	778	1'681	1'683	1'675	1'678
ENE	0.61	0.88	0.87	0.87	0.86
R1-Faktor	0.75	1.02	1.01	1.02	1.00

^(a) WAKO = wassergekühlter Kondensator (Durchlaufkühlung bzw. Kreislaufkühlung mit Nasskühlturm),
LUKO = luftgekühlter Kondensator.

Die Resultate der Bestandsanlage beziehen sich auf das Jahr 2021 und entsprechen den publizierten Werten [6].

Die erreichbare ENE der Ersatzanlage liegt zwischen 0.86 und 0.88, je nach Konfiguration (RG-Rezirkulation und Kondensatorkonzept), und damit klar über den geforderten 0.80. Insbesondere erhöht sich die ENE der Ersatzanlage im Gegensatz zur Bestandsanlage um ca. 0.25.

⁷ Neben der ENE werden auch R1-Faktor, Strom- und Wärmenutzungsgrade und Energierückgewinnung pro Tonne Abfall aufgelistet (die entsprechenden Definitionen können Quelle [6] entnommen werden).

Die Hauptgründe für die viel höhere ENE der Ersatzanlage im Vergleich zur Bestandsanlage sind:

- Durch den Anschluss des REFUNA-Netzes kann viel mehr Fernwärme ausgekoppelt werden; die Abwärmeverluste sinken entsprechend
- Die Stromerzeugung wird in der ENE-Formel gegenüber dem Wärmeexport benachteiligt⁸
- Die Ersatzanlage weist im Vergleich zur Bestandsanlage einen höheren Kesselwirkungsgrad auf (ca. 89% im Vergleich zu ca. 82%)
- Die Wärmerückgewinnung aus dem Rauchgas (ca. 1 MW) erhöht den Wärmenutzungsgrad der Gesamtanlage zusätzlich

3.5.11 Optimierungspotenzial

Der energetische Nutzungsgrad kann durch eine Erweiterung der Wärmerückgewinnung (zweiter Wärmetauscher vor Kamin, siehe Kapitel 3.5.5) weiter gesteigert werden (potenzielle, zusätzliche Wärmeleistung von ca. 1 MW).

3.5.12 Zusammenfassung

Der Wasser-Dampf-Kreislauf (WDK) für die geplante Ersatzanlage am Standort der KVA Turgi wurde verfahrenstechnisch ausgelegt und modelliert.

Grundsätzlich soll zur Abführung der Abwärme die bewährte Durchlaufkühlung mit Limmatwasser auch weiterhin eingesetzt werden. Die Abführung der Abwärme ist jedoch während ca. 20 Tagen pro Jahr nicht gesetzeskonform möglich, da die Limmat sonst zu hohen thermischen Belastungen ausgesetzt wäre. Deshalb wurden verschiedene, alternative Konzepte geprüft, die in diesem Zeitraum anstelle der Durchlaufkühlung eingesetzt werden könnten: Ein luftgekühlter Kondensator und eine Kreislaufkühlung mit Nasskühlturm. Dabei stellte sich die Lösung mit Nasskühlturm als wirtschaftlich und betrieblich überlegen dar.

⁸ Der Gewichtungsfaktor für Strom von 2.6 in der ENE-Formel basiert auf einer Stromerzeugung mit ca. 38% elektrischem Wirkungsgrad. Der in einer Schweizer KVA in der Praxis erreichte elektrische Wirkungsgrad liegt jedoch nur bei ca. 25%.

3.6 Werterhaltungs- und Sanierungsmassnahmen

Die Anlagenteile der Bestandesanlage, welche partiell oder komplett für den Betrieb der Ersatzanlage beibehalten werden, sollen im Zuge der Errichtung der Ersatzanlage saniert werden.

Diese Massnahmen könnten auch der (Kosten-)Planung der Bestandesanlage zugeordnet werden. Da jedoch der Betrieb der Ersatzanlage nicht ohne einen zuverlässigen Betrieb dieser bestehenden Anlagenteile auskommt, und diese Massnahmen auch während dem Bau der Ersatzanlage ausgeführt werden sollen, wurde beschlossen, diese Werterhaltungs- und Sanierungsmassnahmen in das Projekt Ersatzanlage zu integrieren. Auch die damit verbundenen Kosten werden in die Kosten der Ersatzanlage integriert, siehe dazu Kapitel 7.1.9.

Analog zur Verfahrenstechnik werden auch die Werterhaltungs- und Sanierungsmassnahmen des Bauteils in das Projekt Ersatzanlage aufgenommen, siehe dazu Kapitel 6.

Die wesentlichen Werterhaltungs- und Sanierungsmassnahmen umfassen:

- Bunkertore des alten und neuen Müllbunkers: Ersatz der kompletten Tore, inkl. Ampelsystem und Schranken, mit Verbesserung der Arbeitssicherheit
- Sperrmüllzerkleinerung: Komplettersatz
- Müllkrananlage: Komplettersatz, inkl. Erweiterung bei Varianten mit Müllbunkererweiterung, siehe dazu Kapitel 5
- Wasserfassung Seite Turgi und Seite Baden: Ersatz eines Grossteils der Komponenten der Wasserfassung

Diese Massnahmen werden teilweise gestaffelt in zwei Etappen realisiert, damit der Weiterbetrieb der Bestandesanlage während der Bauphase nicht beeinträchtigt wird.

4. Elektro- und Leittechnik

Mindestens eine der beiden bestehenden Verbrennungslinien soll während dem Bau der Ersatzanlage in Betrieb bleiben. Dadurch muss eine komplette elektrische Infrastruktur parallel zur bestehenden Installation aufgebaut werden. Dies beinhaltet: Hochspannungseinspeisungen, sämtliche Transformatorstationen, die Mittelspannungsanlage, die Niederspannungsverteilungen, sämtliche EMSRL-Räume und alle Kabeltrassen wie auch die Notstromversorgung und die Leittechnik für die Gesamtanlage. Unvermeidlich wird es während der Bauphase zu diversen kurzen Abschaltungen der bestehenden Anlage kommen, da verschiedene Umschlüsse in der Elektroinstallation unumgänglich sind.

4.1 Einlinienschema

Das Konzept der bestehenden Mittelspannungsversorgung wird geändert, indem die Ringschaltung auf der Niederspannungsseite nicht in das neue Anlagen-Konzept übernommen wird, siehe dazu die Einlinienschemata in Abbildung 20 bis Abbildung 23. Stattdessen wird auf der Mittelspannungsseite eine Not-Einspeisung vorgesehen, womit die einzelnen Anlagenbereiche einzeln auf der Niederspannungsseite eingespeist werden können. Damit kann ein Service am Transformator der entsprechenden Anlage durchgeführt werden, ohne diesen Anlagenteil abstellen zu müssen und gleichzeitig kann eine Redundanz geschaffen werden.

Die Gebäudetechnik bleibt durch einen eigenen Transformator komplett von der Verfahrenstechnik entkoppelt.

Zu den existierenden Abgängen Chiresa und ARA sind auf der Mittelspannungsseite zusätzlich 5 Reserve-Abgänge vorgesehen.

Die neue Turbine und der Notstromdiesel speisen je über einen Trafo direkt in das Mittelspannungsnetz ein, welches dem existierenden Konzept entspricht.

Je nach Variantenwahl wird die neue Unterverteilung Mittelspannung an verschiedenen Standorten realisiert. Eine Verlängerung inkl. Umlegung der Einspeisung und der Noteinspeisung von AEW ist unumgänglich, diese wird ebenfalls neu ausgeführt.

4.1.1 1-Linienanlage

Die 1-Linienanlage benötigt 7 Transformatoren:

- 1x Step-Up Transformator Turbine (T 01)
- 1x Step-Up Transformator Notstromdiesel (T02)
- 5x Eigenbedarfs-Transformatoren (T 03 bis T 07)

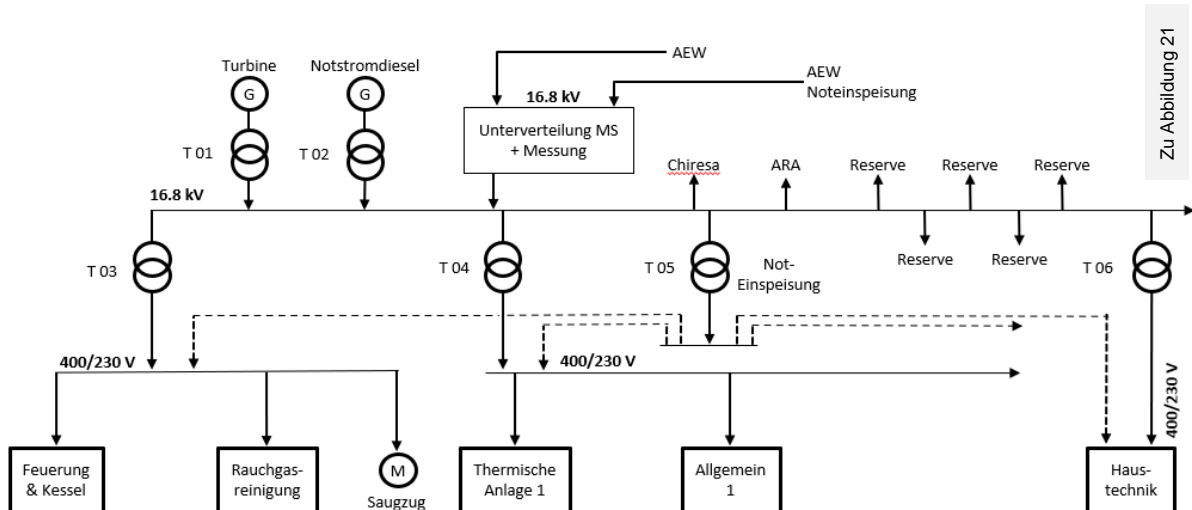


Abbildung 20: Einlinienschema 1-Linienanlage, Teil 1

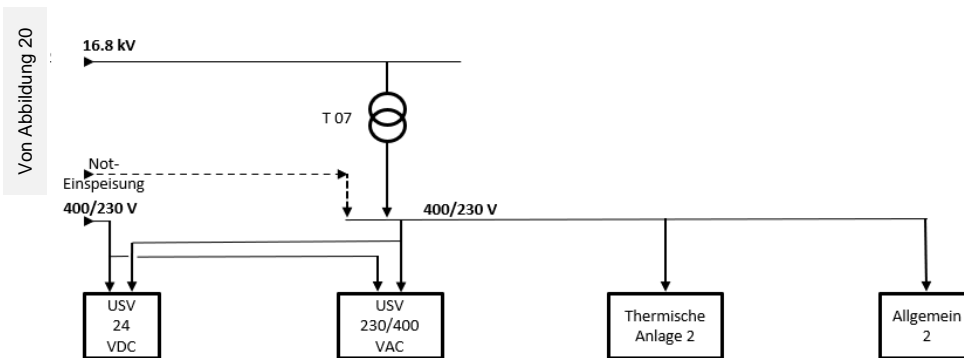


Abbildung 21: Einlinienschema 1-Linienanlage, Teil 2

4.1.2 2-Linienanlage

Die 2-Linienanlage benötigt 8 Transformatoren:

- 1x Step-Up Transformator Turbine (T 01)
- 1x Step-Up Transformator Notstromdiesel (T 02)
- 6x Eigenbedarfs-Transformatoren (T 03 bis T 08)

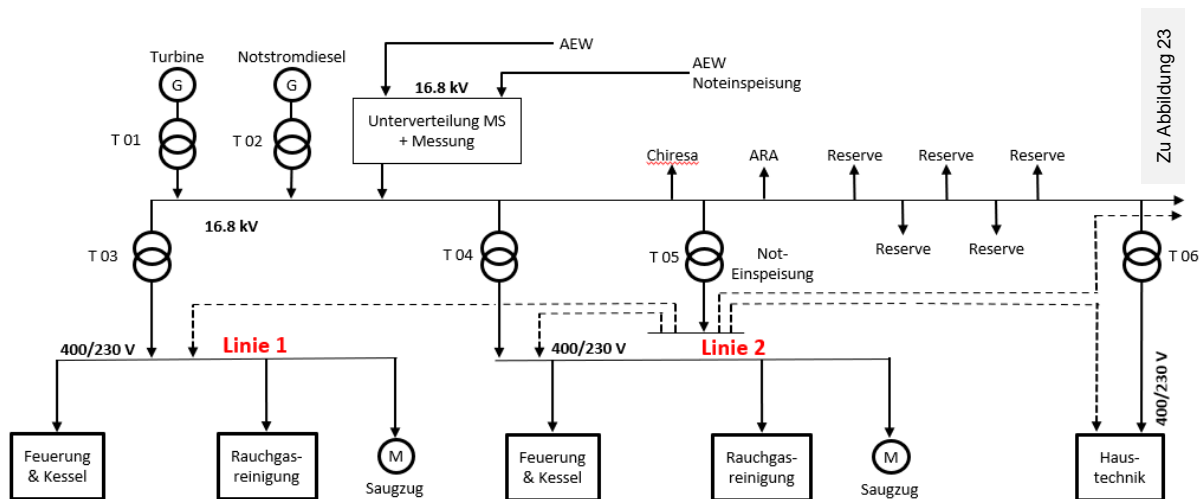


Abbildung 22: Einlinienschema 2-Linienanlage, Teil 1

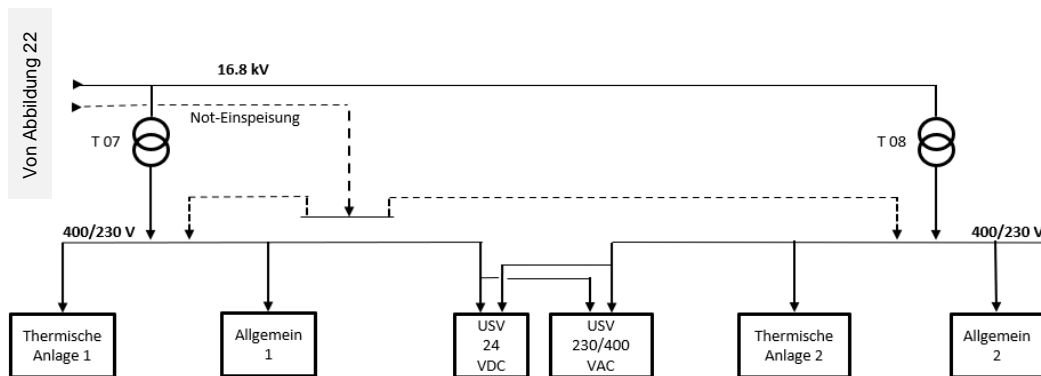


Abbildung 23: Einlinienschema 2-Linienanlage, Teil 2

4.2 Auslegung

4.2.1 Einleitung

In diesem Abschnitt wird der Bedarf an neuer EMSRL-Technik und den entsprechenden Räumlichkeiten spezifiziert. Im Grundsatz sind die in diesem Abschnitt gemachten Betrachtungen unabhängig von den sechs ausgewählten, in Kapitel 1 detailliert beschriebenen Varianten.

Die Ersatzanlage und deren EMSRL-Räume werden mit baulichen Massnahmen mehrheitlich in die bestehenden Gebäude integriert. Die bestehenden Linien müssen während der Integration der neuen Linien so weit wie möglich in Betrieb bleiben. Aus diesem Grund erfordert der Bau der Ersatzanlage eine komplett neue EMSRL-Technik (Einspeisungen, Transformatoren, Niederspannungsanlagen sowie Mess-, Steuer- Regel- und Leittechnik, jeweils inkl. den elektrotechnischen Komponenten und der Verkabelung). Zusätzlich müssen alle Kabeltrassen für die Erschliessung neu erstellt werden, um die neuen Anlagenteile anschliessen zu können.

Aus oben erwähnten Schilderungen müssen neue Flächen für die EMSRL-Räume erstellt werden.

Die neu ausgewiesenen Flächen für EMSRL-Räume beinhalten den Flächenbedarf für Schaltanlagen, Gebäudetechnik, Verfahrenstechnik, Generatoren und Transformatoren.

Wie bereits erwähnt, weisen die bestehenden EMSRL-Räumlichkeiten zu wenig bis gar keinen Reserveplatz aus, um den Bedarf einer oder zwei Ersatzlinie(n) vollumfänglich abdecken zu können. Die bestehenden Kabeltrassen können nicht für eine weitere Verlegung der Kabel genutzt werden, da diese für die bestehenden Linien noch gebraucht werden und danach erst rückgebaut werden können. Deshalb müssen alle Trassen für die Kabel neu verlegt werden.

Bei der Standortwahl der EMSRL-Räumlichkeiten ist auf möglichst kurze Kabelwege der 400 V Ebene zu achten. Generell ist es energetisch viel sinnvoller, lange Kabelwege auf der 16 kV Ebene in Kauf zu nehmen als auf der 400 V Ebene (Minimierung der Widerstands-Verluste). Die neue EMSRL-Technik soll analog der bestehenden Technik geplant werden. Die neuen Räumlichkeiten werden so weit wie möglich in der Nähe der neuen Verfahrenstechnik-Komponenten geplant.

4.2.2 Flächenbedarf EMSRL-Technik

Die neu benötigten Flächen für die Ersatzanlage belaufen sich gemäss Tabelle 18 gesamthaft auf ca. 1'050 m² für die 1-Linienanlage und 1'400 m² für die 2-Linienanlage.

Dieser Flächenbedarf muss in die Aufstellungsplanung der Ersatzanlage integriert werden.

Tabelle 18: Benötigte Flächen EMSRL Technik

Benötigte Flächen EMSRL Ersatzlinie	Fläche in m ² 1 Linie	Fläche in m ² 2 Linien
Gebäudeautomation NSHV/ UV	60	60
Gebäudeautomation (HLKS) inkl. Server GT	119	168
Mittelspannungsanlage	60	60
Niederspannungsanlage & MCC & FU's	185	320
0.4/16-kV Eigenbedarfstransformatoren (7, resp. 8)	128	142
Notstromdiesel (nur Elektroinstallationen)	26	26
Batterieanlagen 24V/220V DC inkl. USV	55	55
Shredderanlage	15	15
Krananlage	25	25
Emissionsmessungen	13	13
Prozessleitsystem	80	112
Steigzonen	140	210
Reserve ca. 13-15%	144	194
Total Flächenbedarf	1050	1400

5. Aufstellungsplanung

5.1 Einleitung und Ausgangslage

Das Ziel der Aufstellungsplanung besteht darin abzuklären, ob unter Berücksichtigung der räumlichen Randbedingungen (Uferschutzzone, vorhandenes Grundstück, Gebäudehöhe und angrenzendes ARA-Grundstück) und unter Einhaltung der gewünschten Jahreskapazität die verfahrenstechnischen Komponenten der Ersatzanlage, als 1- oder 2-Linienanlage und zugehörige Nebenanlagen, mit genügend Platzreserve aufgestellt werden können.

Kurz nach Start der Machbarkeitsstudie wurde klar, dass unter Einhaltung dieser komplexen Randbedingungen die Aufstellungsplanung zu einer grossen Herausforderung wird, speziell bei der 2-Linienanlage. Aus diesem Grund hat man sich entschieden einen 3D-Scan der kompletten Bestandesanlage durchzuführen. Dieser Auftrag wurde an die Firma W+H AG vergeben. Insgesamt wurden ca. 1'200 einzelne Scans durchgeführt, welche nachher zu einer Punktwolke zusammengeführt wurden. Aus dieser Punktwolke wurden auf dem Level LOD200 die Bauten der Bestandesanlage nachmodelliert. Bei den Dächern wurde LOD100 angewendet.

Diese Nachmodellierung der bestehenden Gebäude, sowie die Möglichkeit die Komponenten der Bestandesanlage als Punktwolke einzublenden, bildeten die Basis für eine belastbare Aufstellungsplanung der Komponenten der Ersatzanlage. Darüber hinaus kann diese Punktwolke auch in den nachfolgenden Projektphasen weiterverwendet werden.

Betreffend Aufstellung Feuerung & Kessel, Elektrofilter und Rauchgasreinigung und anschliessender Variantenauswahl wurde anfangs 2023 ein Bericht für den Vorstand der KVA Turgi erstellt, auf welchen an dieser Stelle verwiesen wird, siehe Anhang 9. Nachfolgend kurz zusammengefasst das Vorgehen betreffend Aufstellungsplanung und Variantenauswahl.

5.2 Grobvarianten Feuerung/Kessel & Elektrofilter

Die Aufstellungsplanung von Feuerung & Kessel mit E-Filter stellt aufgrund der Grösse der Komponenten sowie der geringen Freiheitsgrade die grösste Herausforderung am Standort Turgi dar. Entsprechend wurde diese zuerst betrachtet.

Basierend auf den Eckdaten der Ersatzanlage wurde im ersten Schritt die Aufstellungsplanung für den oder die Kessel sowie den oder die Elektrofilter erstellt. Die Abmessungen des Kessels wurden der wärmetechnischen Basisauslegung des Kessels, welche durch die I.C.E. AG ausgeführt wurde, entnommen. Die Feuerung wurde mit einem geneigten Rost ausgelegt. Die Kote des Einfülltrichters wurde gegenüber der Bestandeskote nicht erhöht, sondern der Schlackenschacht und der Entschlacker wurden abgesenkt, siehe dazu auch Kapitel 3.2.1. Der Entschlacker resp. die Entschlacker der Ersatzanlage stehen somit auf Kote -7.00 m. Durch diese Absenkung der Kote des Entschlackers kann auf eine aufwendige und kostspielige Erhöhung der Müllkranbahn und daraus des Müllbunkers verzichtet werden.

Die Abmessungen des Elektrofilters wurden von den Richtangeboten der Firma ELEX übernommen.

Nebst den räumlichen Randbedingungen wurden u.a. folgende Kriterien berücksichtigt:

- Die Längsachse von Feuerung & Kessel soll 90° zur Längsachse des Müllbunkers stehen. Somit kann die Beschickung der Feuerung mit Abfall analog der bestehenden Ofenlinien 3 und 4 aus dem bestehenden Müllbunker erfolgen.
- Kessel und Elektrofilter sollen bevorzugt in einer Achse aufgestellt werden, um eine bessere Anströmung des E-Filters zu erreichen.
- Der Standort ABA / DENOX wurde für die Aufstellung von Kessel und Elektrofilter nicht in Erwägung gezogen, da diese Aufstellung den bestehenden Kommandoraum tangieren würde und auch längere Gesamtstillstände zur Folge hätte.

Es wurden insgesamt 4 mögliche Varianten für die Aufstellung von Feuerung & Kessel (rote Darstellung in Abbildungen) und Elektrofilter (orange Darstellung in Abbildungen) erarbeitet. Bei der Aufstellung von Feuerung & Kessel entlang bestehendem DENOX-Gebäude ist für die Beschickung der neuen Feuerung eine Verlängerung des Müllbunkers notwendig, siehe Varianten 2 und 3.

- 1-Linienanlage mit 120'000 t/a:
 - Variante 1, siehe Abbildung 24: Feuerung & Kessel am Standort der heutigen OL4, Elektrofilter ca. 45° abgewinkelt, entlang der Uferschutzzone.
 - Variante 2, siehe Abbildung 25: Feuerung & Kessel und Elektrofilter in einer Linie entlang bestehendem DENOX-Gebäude.

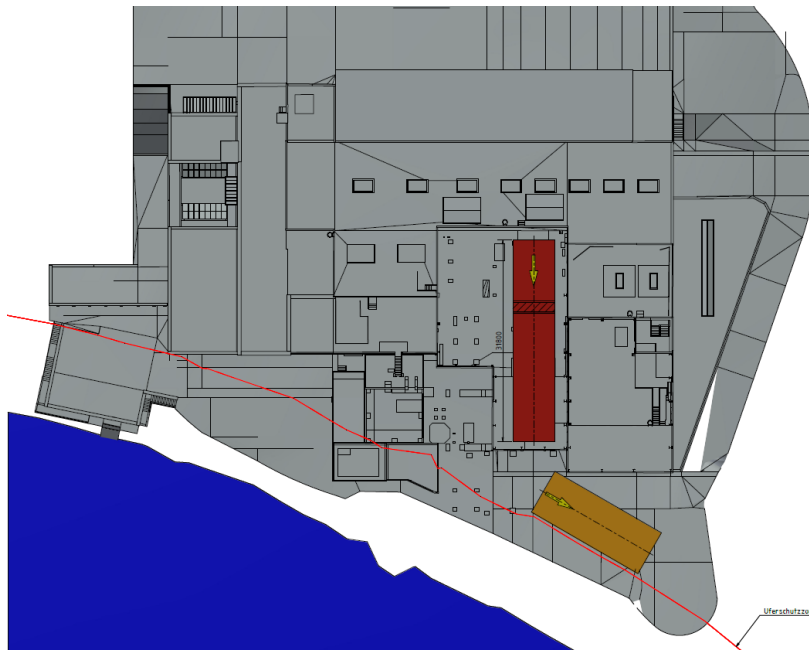


Abbildung 24: Aufstellung Feuerung & Kessel und Elektrofilter **Variante 1**



Abbildung 25: Aufstellung Feuerung & Kessel und Elektrofilter **Variante 2**

- 2-Linienanlage mit 2 x 60'000 t/a:
 - Variante 3, siehe Abbildung 26: Feuerung & Kessel und Elektrofilter jeweils in einer Achse am Standort der heutigen OL4 sowie neben dem DENOX-Gebäude.
 - Variante 4, siehe Abbildung 27: Feuerung & Kessel und Elektrofilter jeweils in einer Achse am Standort der heutigen OL4 sowie der heutigen OL3.



Abbildung 26: Aufstellung Feuerung & Kessel und Elektrofilter **Variante 3**



Abbildung 27: Aufstellung Feuerung & Kessel und Elektrofilter **Variante 4**

5.3 Untervarianten für die Rauchgasreinigung

In einem zweiten Schritt erfolgte die Aufstellung der relevanten Komponenten der Rauchgasreinigung. Basierend auf den 4 Grundvarianten für die Aufstellung von Feuerung & Kessel und Elektrofilter wurde eine Vielzahl von Untervarianten erarbeitet.

Die Abmessungen der Komponenten der Rauchgasreinigung wurden aus den Richtangeboten der Firmen HZI und LAB übernommen und durch die I.C.E. AG überprüft. Da das Angebot von LAB viel detaillierter ausgearbeitet war, wurde hauptsächlich deren Auslegung berücksichtigt. Die Flächen der Gewebefilter wurden mit denjenigen aus dem Angebot von HZI plausibilisiert.

Aus den total erarbeiteten 36 Untervarianten wurden je Grundvariante 3 favorisierte Untervarianten gemeinsam (KVA Turgi & I.C.E. AG) bestimmt und dem Vorstand der KVA Turgi zur Auswahl vorgelegt.

Die Auswahl dieser favorisierten Untervarianten erfolgte anhand folgender Charakteristika:

Bauaufwand:

Diese Charakteristika umfassen:

- Die notwendigen Anpassungen an bestehenden Gebäudeteilen, welche für die Ersatzanlage weiterverwendet werden sollen.
- Den Rückbau von verfahrenstechnischen Komponenten in Gebäudeteilen, welche für die Aufstellung der Ersatzanlage notwendig sind.
- Die Erweiterung des Müllbunkers oder des Müllkrans für die Beschickung der Feuerung bei Varianten, welche nicht an den bestehenden Müllbunker angrenzen (Varianten 2 und 3).
- Die einfachere Bauweise, wenn Komponenten der Verfahrenstechnik in neuen Gebäudeteilen (entlang DENOX- und ABA-Gebäude) platziert werden.

Es kann davon ausgegangen werden, dass der Bauaufwand einen direkten Einfluss auf die Investitionskosten hat, z.B. führt ein hoher Bauaufwand tendenziell zu hohen Investitionskosten.

Komplexität und Dauer Bauphase

Eine Errichtung der verfahrenstechnischen Komponenten der Ersatzanlage in bestehenden Gebäudefeldern fällt komplexer aus als eine Errichtung in einem neuen Gebäude. Zudem fließt die Aufstellungsichte der Komponenten in diese Charakteristika mit ein.

Die Dauer der Bauphase verhält sich meist analog der Komplexität. So benötigt eine komplexere Aufstellung auch eine längere Bauzeit.

Bei diesen Charakteristika wurde auch die Notwendigkeit des Baus einer neuen FW-Auskopplung vor der Montage neuer Anlagenkomponenten am Standort OL1 (Standort der heutigen Fernwärme) berücksichtigt, um eine durchgehende FW-Versorgung zu gewährleisten.

Betrieb während Umbau

Ein durchgehender Teilbetrieb (Linie 3 und/oder 4) der Anlage während der Bauphase wirkt sich positiv auf das Betriebsergebnis aus (Einnahmen aus Abfallannahme sowie Verkauf von Strom und Fernwärme ohne längeren Stromeinkauf).

Die Entsorgungssicherheit der Mitgliedsgemeinden bleibt während der Bauphase, bei einem durchgehenden Betrieb, grösstenteils gewährleistet. Weiter wird das Risiko reduziert, dass ein Vertragspartner (Abfallanlieferung) abspringen könnte.

Auch könnte das Betriebspersonal bei einem durchgehenden Betrieb der Anlage während der Bauphase grösstenteils durchgehend weiterbeschäftigt werden.

Platz für weitere Verfahrenslinie

Eine ausreichende Platzreserve für eine weitere Verfahrenslinie hat den Vorteil, dass zu einem späteren Zeitpunkt eine weitere Linie errichtet werden könnte. Nach mehreren Jahrzehnten wäre dies auch für den möglichen Ersatz der Ersatzlinie vorteilhaft.

Alternativ kann diese Platzreserve auch anderweitig genutzt werden.

Räumliche Rahmenbedingungen

Die räumlichen Rahmenbedingungen sollen, wenn immer möglich, eingehalten werden:

- 15 m breite Uferschutzzone
- Die maximale Gebäudehöhe (aktuell OL4 und DENOX) soll nicht überschritten werden

Aus den je 3 favorisierten Untervarianten hat der Vorstand während des Workshops vom 18.01.2023 wie folgt ausgewählt:

- Variante 1: Favorit Variante 1b (siehe Abbildung 28) und Rückfallebene 1c
- Variante 2: Favorit Variante 2c (siehe Abbildung 29) und Rückfallebene 2b
- Variante 3: Favorit Variante 3a (siehe Abbildung 30) und Rückfallebene 3c
- Variante 4: Favorit Variante 4a (siehe Abbildung 31) und Rückfallebene 4c

Die Aufstellung dieser 4 favorisierten Untervarianten wurde in der nachfolgenden Phase der Machbarkeitsstudie im Detail mittels einer 3D-Aufstellungsplanung realisiert.



Abbildung 28: Favorisierte Variante 1b

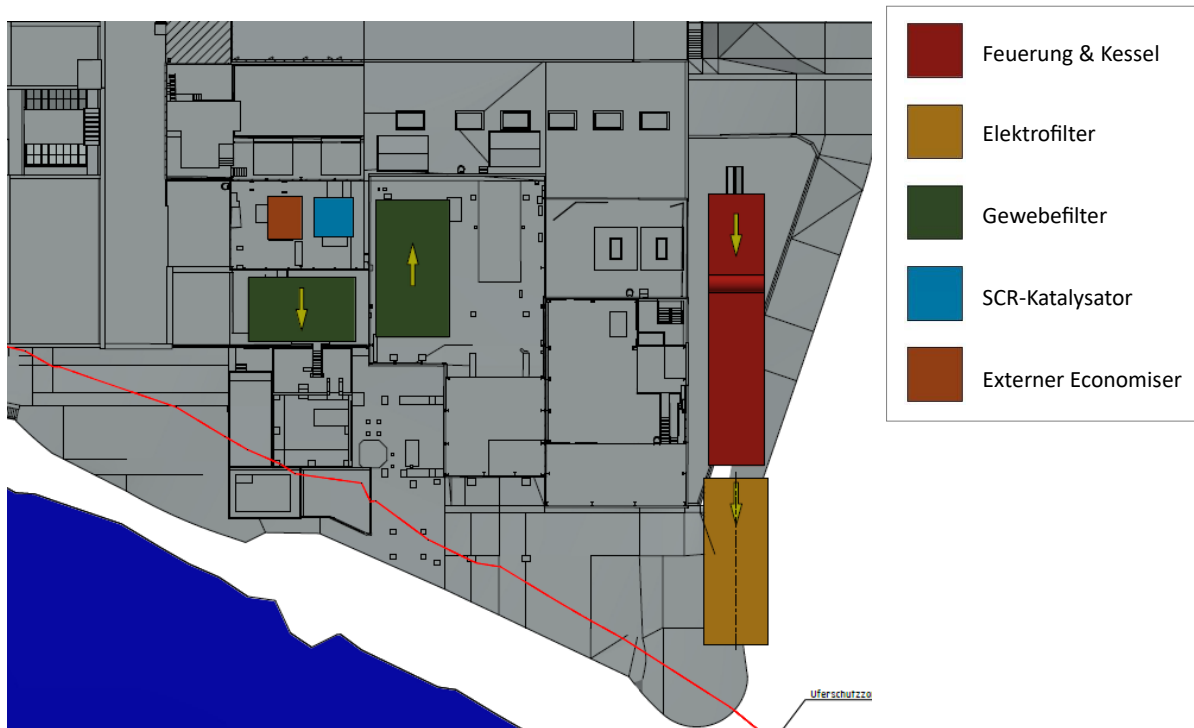


Abbildung 29: Favorisierte Variante 2c

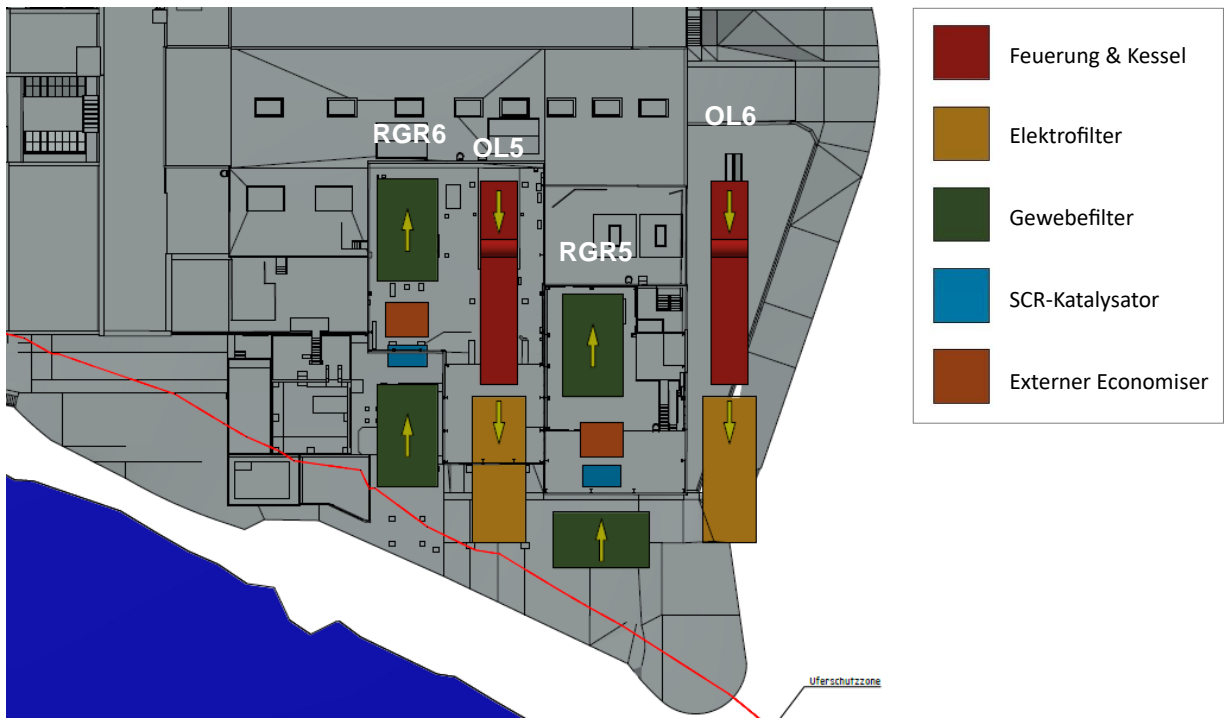


Abbildung 30: Favorisierte Variante 3a



Abbildung 31: Favorisierte Variante 4a

5.4 Variante «grüne Wiese»

Im Verlaufe der Machbarkeitsstudie ist eine Änderung der Randbedingung betreffend Platzverhältnisse zur Aufstellung der Ersatzanlage dazugekommen: es kann davon ausgegangen werden, dass ein Teil des Geländes der heutigen ARA für die Aufstellung der Ersatzanlage genutzt werden kann. Diese neue Variante trägt den Namen «grüne Wiese» oder «grosser Wurf». Der Abwasserverband Baden Wettingen (ABW) hat für die Nutzung des Geländes der ARA verschiedenen Varianten (Variante 0, 1a, 1b und 2) präsentiert, siehe dazu Kapitel 2.2 und Abbildung 4. Diese neue Ausgangslage ist in die Aufstellungsplanung als neue Variante 5 eingeflossen. Dabei wurden nochmals zwei Varianten betrachtet, 5a mit dem WDK im Bestandsgebäude (analog Varianten 1 bis 4) und 5b, mit dem WDK in einem neuen Gebäude ebenfalls auf dem ARA Gelände.

5.5 Detaillierte Aufstellungsplanung

Wie bereits erwähnt wurde die detaillierte Aufstellungsplanung der 6 Varianten (1b, 2c, 3a, 4a, 5a und 5b) mittels einer 3D-Modellierung realisiert.

Diese Modelle können mittels des Cinto Webviewers online betrachtet werden.

Ebenfalls befinden sich die Modelle als .ifc Dateien im elektronischen Anhang 10 zu diesem Bericht. Mit einem geeigneten Programm können diese Dateien auch offline betrachtet werden, z.B. BIMcollab ZOOM, welches unter nachfolgendem Link kostenlos heruntergeladen werden kann:

https://helpcenter.bimcollab.com/portal/en/kb/articles/downloads#BIMcollab_ZOOM

Zeichnungsableitungen der Modelle befinden sich für die 6 Varianten im Anhang 11.

5.6 Aufstellung WDK-Komponenten

Basierend auf der Dimensionierung des neuen Turbo-Generators sowie dem benötigten Platz für die Turbinenhalle, wurden die möglichen Aufstellungsstandorte in der Bestandesanlage ermittelt, siehe dazu Anhang 12. Es wurden 8 mögliche Standorte (Variante A bis H) gefunden. Ein weiterer Standort im Bereich Garage, welche sich unter dem Anlieferplatz befindet, wurde wegen der fehlenden Unterkellerung sowie der geringen Raumhöhe verworfen. Die Möglichkeit der Nutzung dieser 8 ermittelten Standorte für die Aufstellung der neuen Turbinenhalle ist variantenspezifisch, sprich je nach gewählter Aufstellung von Feuerung & Kessel, Elektrofilter und Rauchgasreinigung stehen nur einzelne dieser Standorte für die Aufstellung der Turbine zur Verfügung. Die Varianten A und B, bei welchen die neue Turbinenhalle im Bereich der heutigen Werkstatt und der heutigen Turbinenhalle TG2 geplant ist, sind variantenunabhängig. Es wurde daher beschlossen, für die Machbarkeitsstudie einzig diesen Standort detaillierter

zu betrachten. In einer nachfolgenden Phase des Projektes, mit reduzierter Anzahl an Aufstellungsvarianten, können auch andere dieser 8 Standorte für die Turbine detailliert betrachtet werden.

Die Komponenten des WDK sollen so weit wie möglich in der Nähe der neuen Turbine platziert werden. Nachfolgend aufgelistete Komponenten wurden bei der Aufstellungsplanung berücksichtigt:

- Turbogenerator inkl. Turbinenhalle und Kondensator
- Hoch- und Niederdruckschiene
- Speisewasserbehälter und Pumpen
- Kondensatbehälter und Pumpen
- VE-Wasseranlage und Behälter
- Fernwärmezentrale inkl. Heikos, Expansionsgefässen und Spitzenlastkesseln
- Nasskühlturm

Die Aufstellung des Nasskühlturmes ist wegen den Platzverhältnissen der einzelnen Varianten teils unterschiedlich. Bei Varianten, welche eine Erweiterung des Kesselhauses OL3 beinhalten (Variante 3a und 4a), muss der Kühlturm entweder verschoben oder um 90° gedreht werden.

Bei der Verschiebung des Kühlturmes in Richtung Baden wird die Uferschutzzone leicht verletzt, siehe Variante 3a. Hingegen wird das bestehende Kesselhaus OL1 und OL2 nicht tangiert.

Bei einer Drehung des Nasskühlturms um 90°, siehe Variante 4a, wird die Uferschutzzone nicht verletzt. Allerdings muss ein Teil des Kesselhauses OL1 und OL2 rückgebaut werden, um den benötigten Platz zu schaffen. Dies hat wiederum einen Einfluss auf die Aufstellung der EMSRL-Komponenten (siehe Kapitel 1).

Theoretisch sind bei den Varianten 3a und 4a beide Aufstellungsvarianten des Nasskühlturms möglich.

Die Abmessungen des Turbogenerators und der Turbinenhalle, sowie der Heikos, Spitzenlastkessel und des Nasskühlturmes wurden aus Richtangeboten übernommen und plausibilisiert. Die übrigen Komponenten wurden basierend auf Erfahrungswerten der I.C.E. AG ausgelegt.

Betreffend Aufstellung der WDK-Komponenten unterscheidet sich die Variante 5, grüne Wiese, wie schon erwähnt, in zwei Untervarianten:

- Variante 5a: Die Komponenten des WDK sind grösstenteils im Bereich der Bestandesanlage platziert, identisch wie bei den Varianten 1b-4a.

- Variante 5b: Die Komponenten des WDK sind, abgesehen vom Nasskühlturm, vollumfänglich auf dem heutigen Gelände der ARA platziert. Dazu wird eine neue Turbinenhalle errichtet.

5.7 Aufstellung EMSRL

Für die Aufstellung der EMSRL-Technik wurden verschiedene Aufstellungsplätze je nach Variante angedacht.

Wie schon erwähnt, wird eine freie Fläche von ca. 1'050 m² für die 1-Linienanlage und ca. 1'400 m² für die 2-Linienanlage benötigt.

5.7.1 Aufstellung Transformatoren

Für die 1-Linienanlage werden insgesamt 7 Transformatoren benötigt und für die 2-Linienanlage wird ein weiterer, zusätzlicher Transformator eingeplant.

In den weiteren Abbildungen werden die Eigenbedarfs-Trafo Räume grün dargestellt.

Bei allen Varianten wird der Step-Up Transformator des Notstromdiesels in dessen Nähe platziert, im Raum des jetzigen Notstromaggregates. Siehe rotes Rechteck in Abbildung 32.

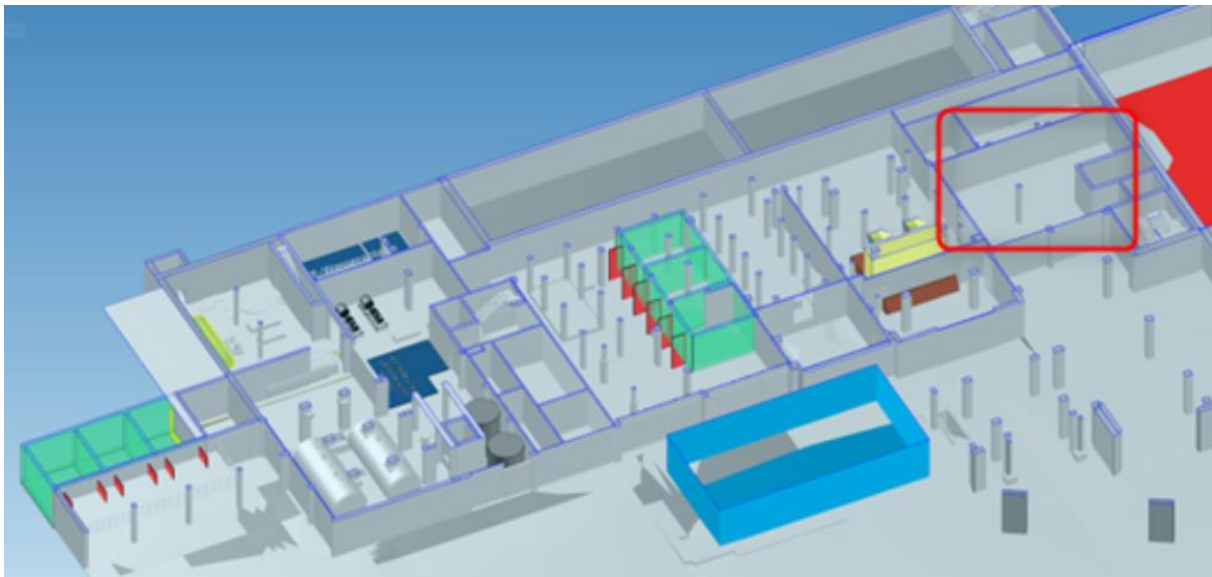


Abbildung 32: Platzierung Transformator für Notstromdiesel (rotes Rechteck)

Die Transformatorenräume werden für die Varianten 1b, 2c und 5a (1-Linienanlage) an denselben Standorten in der Bestandesanlage vorgesehen (siehe Abbildung 33). Bei den Varianten 3a und 4a (2-Linienanlage) ist ein zusätzlicher Transformatorraum vorgesehen (siehe Abbildung 34).

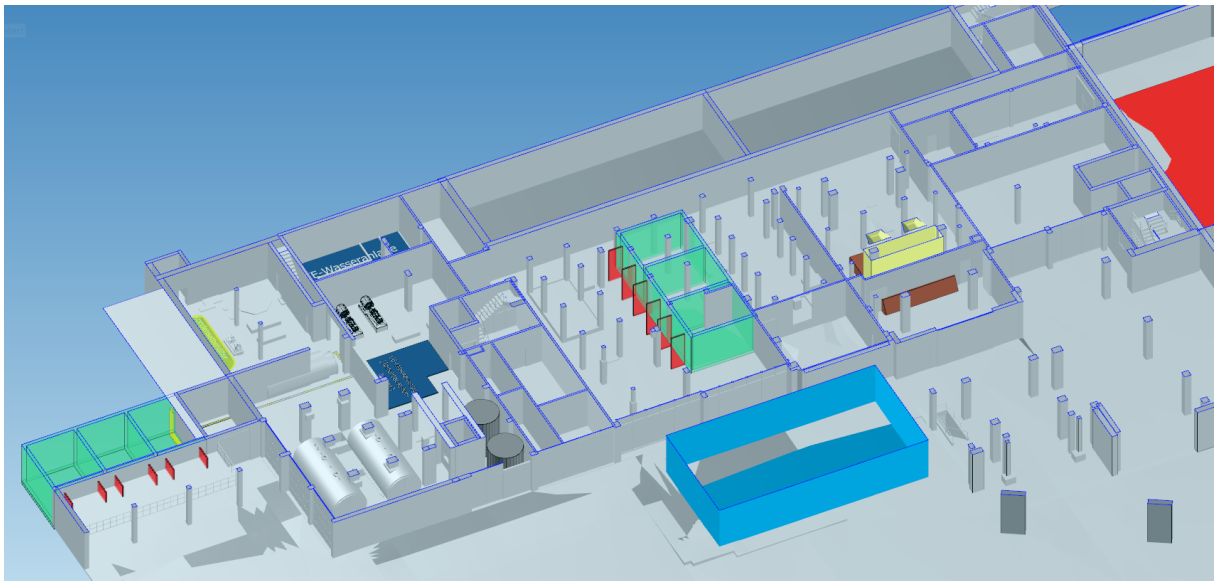


Abbildung 33: Transformatorenräume 1-Linienanlage (grün)

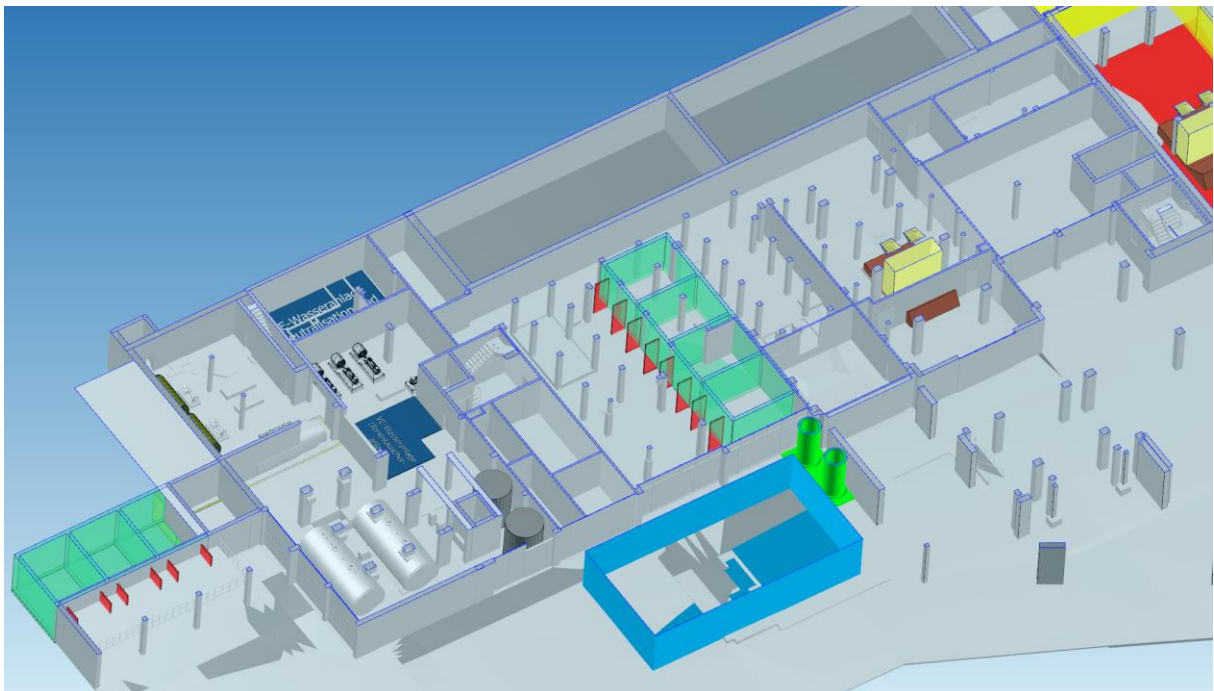


Abbildung 34: Transformatorenräume 2-Linienanlage (grün)

Bei den Varianten 3a und 4a gibt es einen Unterschied, abhängig von der Anordnung des Nasskühlturms. Bei der Variante mit 90° gedrehtem Nasskühlturm (Variante 4a) gibt es nicht genügend Platz für den vierten Transformatorraum (siehe Abbildung 35). Deshalb wird der bestehende Transformatorraum, in welchem der Step-Up Transformator der Turbine TG2 steht, für den fehlenden Platz vorgesehen (siehe Abbildung 35 rotes Rechteck).

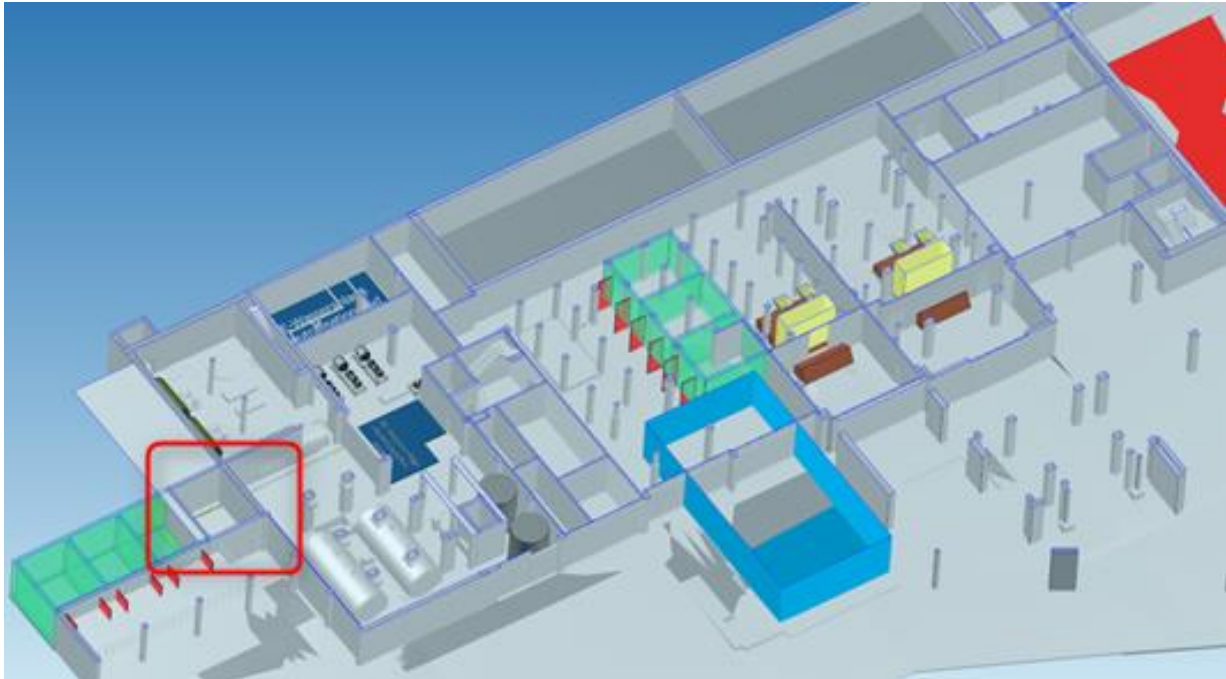


Abbildung 35: Transformatorräume bei 90° gedrehtem Nasskühlturm (Variante 4a)

Für die Variante 5b werden neue Transformatorräume im unteren Bereich des neuen Energiegebäudes, in welchem die neue Turbine, WDK und FW-Auskoppelung untergebraucht sind, vorgesehen (siehe Abbildung 36).

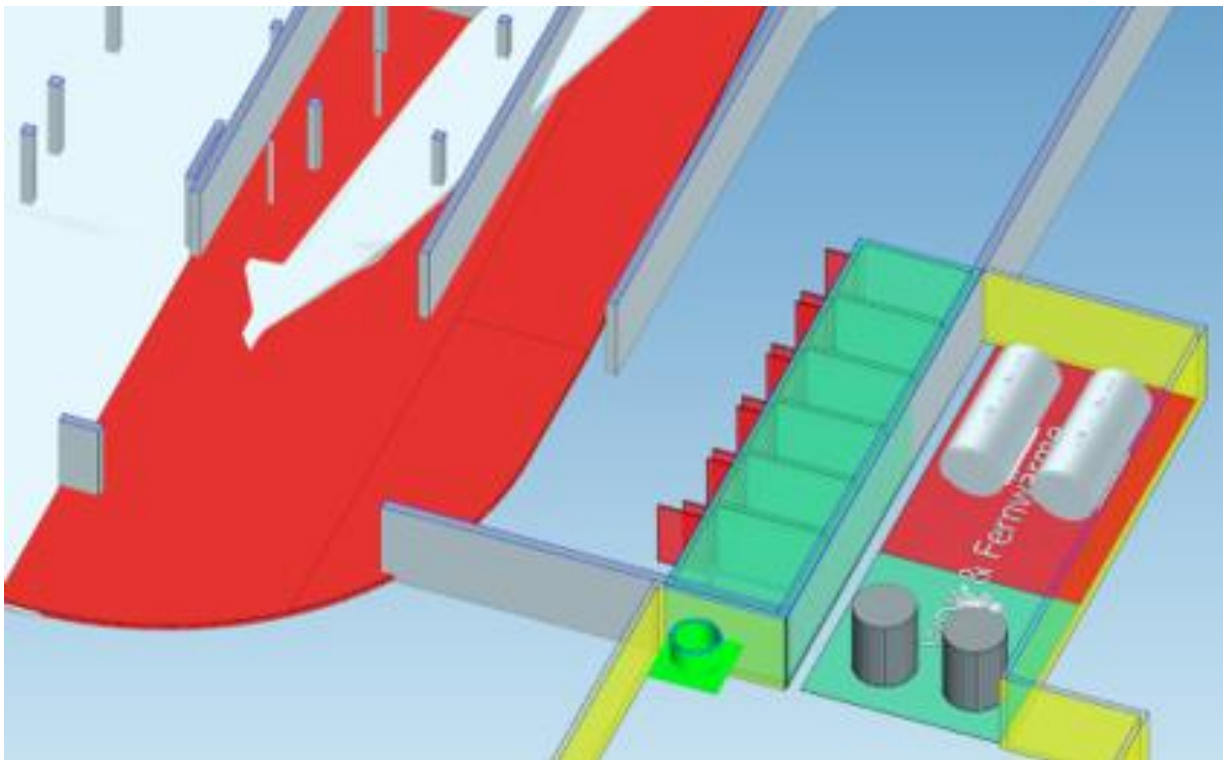


Abbildung 36: Variante 5b: Transformatorräume im unteren Bereich des neuen Energiegebäudes

5.7.2 Aufstellung Mittelspannungsanlage

Die Mittelspannungsanlage wird bei allen Versionen so nahe wie möglich bei den Transformatoren geplant mit Ausnahme der Variante 2c.

Bei der Variante 2c wird die Garage und das Lager, welche sich unter dem Anlieferplatz befinden, grösstenteils für die EMSRL-Räume umgenutzt. Die maximale Höhe beträgt ca. 2.9 m, wogegen die Raumhöhen in den anderen Varianten sich um eine Höhe von 3.5 m bewegen.

Das Unterbringen der Mittelspannungsanlage in der Garage und dem Lager hat den Nachteil, dass lange Kabel verlegt werden müssen, um diese mit den Transformatoren zu verbinden.

5.7.3 Aufstellung EMSRL-Räume

Der in Kapitel 4.2.2 ermittelte Flächenbedarf für die EMSRL-Komponenten beläuft sich bei der 1-Linienanlage auf ca. 1'050 und bei der 2-Linienanlage auf ca. 1'400 m². Abzüglich der Flächen für Transformatoren und Mittelspannungsanlagen sowie der dezentral angeordneten Komponenten wie z.B. Notstromdiesel und der Steigzonen ergeben sich benötigte Flächen von 700 resp. 950 m². Unter Berücksichtigung grosszügiger Reserven wird für die 1-Linienanlage eine Fläche von ca. 1'000 m² und bei der 2-Linienanlage von ca. 1'400 m² benötigt. In den nachfolgenden Unterkapiteln wird der zur Verfügung stehende Platz für EMSRL-Räume (Magenta oder Orange Flächen) detailliert beschrieben. Alle Varianten weisen ausreichend Reservefläche aus.

5.7.3.1 Variante 1b

Das bestehende Kesselhaus OL2 wird erweitert mit dem folgenden Resultat: Es werden 3 Plattformen à 133 m² und 4 Plattformen à 171 m² geschaffen, welche zusammen eine Fläche von 1'083 m² ausweisen (siehe Abbildung 37)

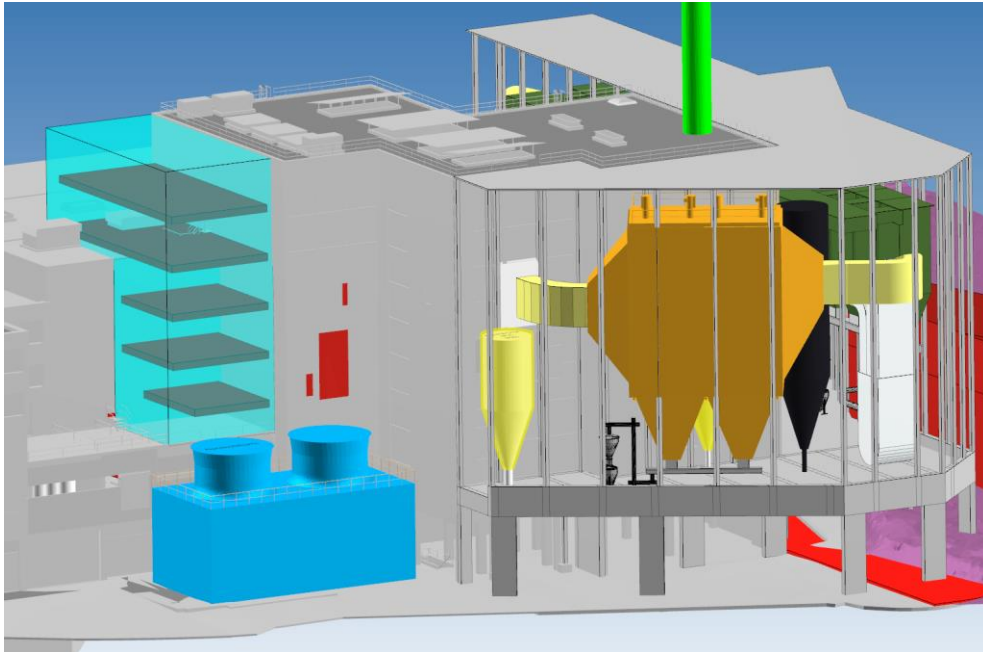


Abbildung 37: EMSRL-Räume Variante 1b (hellblaue Gebäudeerweiterung mit 5 ersichtlichen Plattformen von insgesamt 7 Plattformen)

5.7.3.2 Variante 2c

Wie bereits erwähnt werden bei dieser Variante die Garage und das Lager umgenutzt, siehe Abbildung 38. Hier ist eine Plattform à 548 m² und eine zweite Plattform à 482 m² für die Umnutzung vorgesehen. Dies ergibt eine Gesamtfläche von 1'030 m².

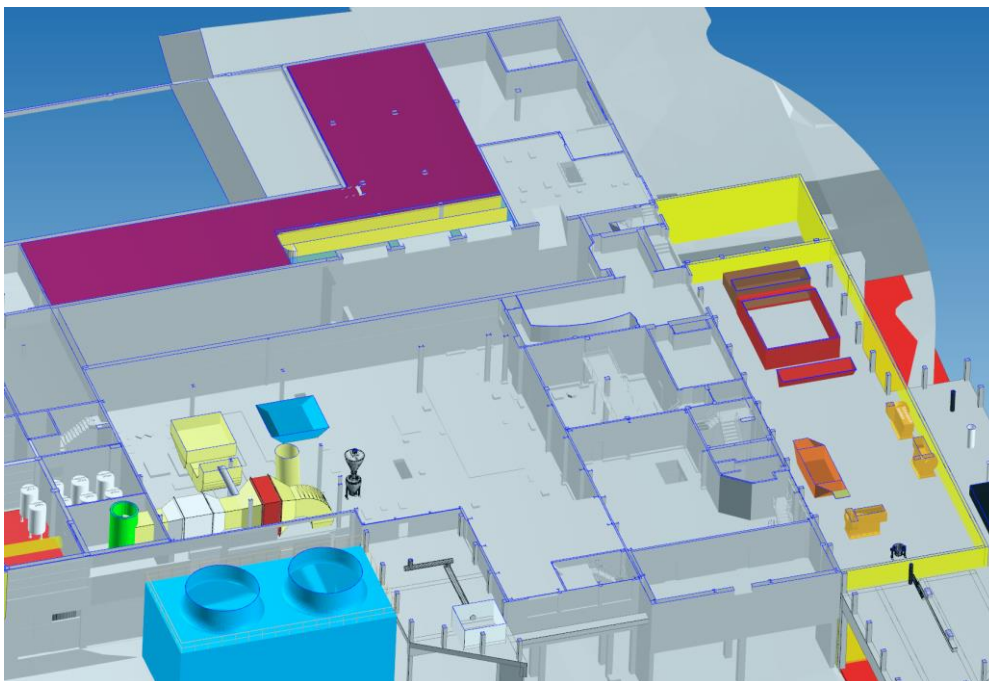


Abbildung 38: EMSRL-Räume Variante 2c (violette Flächen)

5.7.3.3 Variante 3a

Mit der Gebäudeerweiterung des bestehenden Kesselhauses OL1 und OL2, siehe Abbildung 39, können folgende Flächen geschaffen werden:

- 2x Plattform à 133 m²
- 1x Plattform à 205 m²
- 4x Plattform à 285 m²

Daraus resultiert eine Fläche von insgesamt 1'611 m².

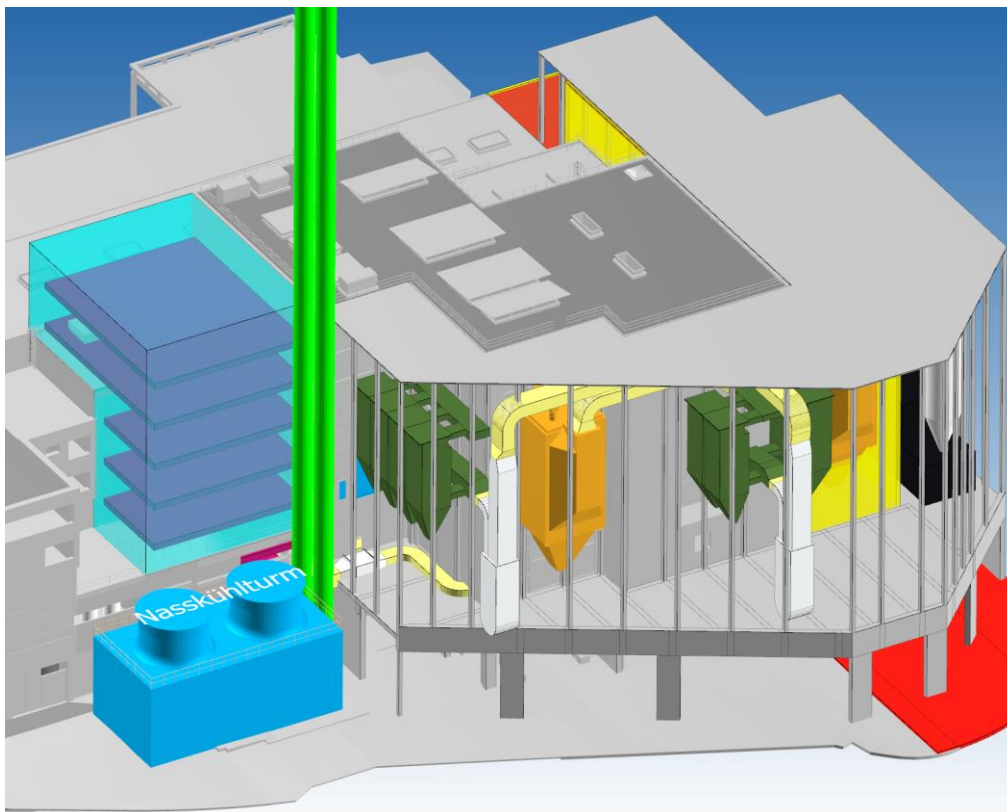


Abbildung 39: EMSRL-Räume Variante 3a (hellblaue Gebäudeerweiterung mit 5 ersichtlichen Plattformen von insgesamt 7 Plattformen)

5.7.3.4 Variante 4a

Bei dieser Variante wird eine Gebäudeerweiterung im Bereich bestehendes Kesselhaus OL1 und OL2 sowie eine Umnutzung von Teilen der Garage eingeplant, um den Flächenbedarf decken zu können.

Folgende Flächen werden für die Berechnung beigezogen:

- 3 x Plattform à 70 m² im Bereich Gebäudeerweiterung OL1, siehe Abbildung 40
- 4 x Plattform à 150 m² im Bereich Gebäudeerweiterung OL2, siehe Abbildung 41

- 1 x Plattform 345 m² im Bereich Garage und Lager, siehe Abbildung 38
- 1 x Plattform 290 m² im Bereich Garage und Lager, siehe Abbildung 38

Dies ergibt eine Gesamtfläche von 1'445 m².

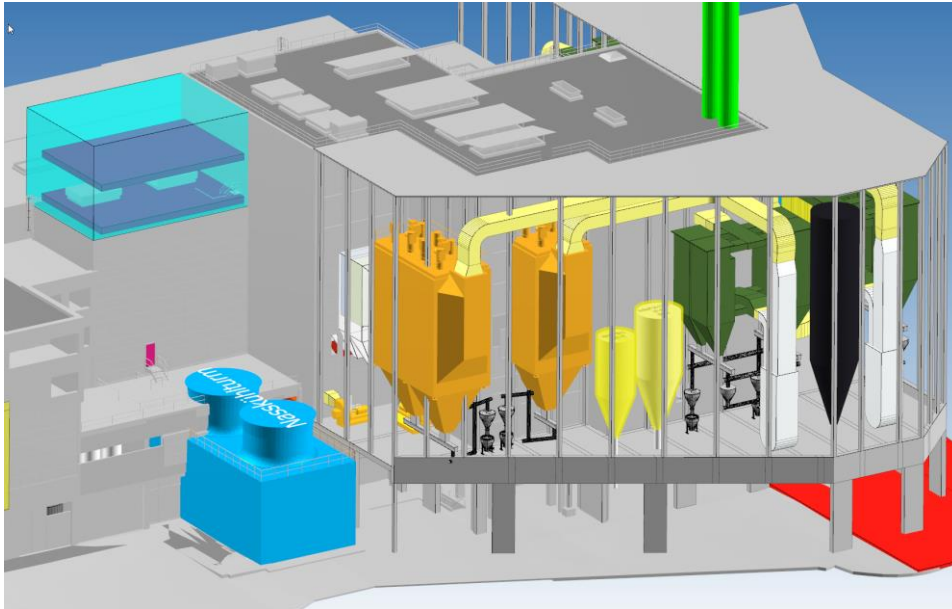


Abbildung 40: EMSRL-Räume Variante 4a – Teil 1 (hellblaue Gebäudeerweiterung mit 5 ersichtlichen Plattformen von insgesamt 7 Plattformen)

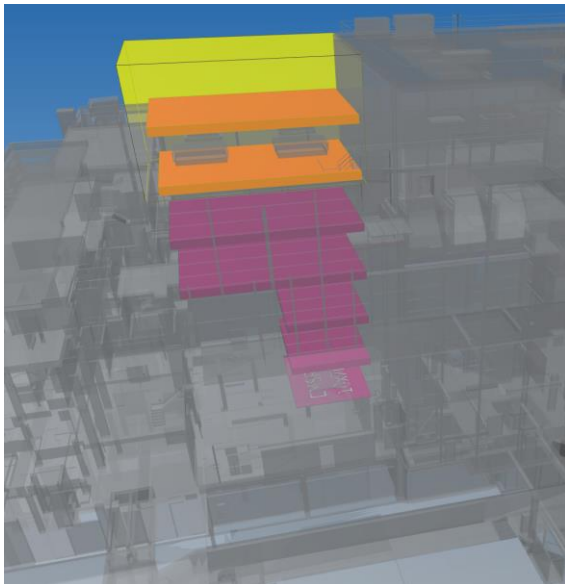


Abbildung 41: EMSRL-Räume Variante 4a – Teil 2

5.7.3.5 Variante 5a

Bei dieser Variante ist ein Teil der Flächen in der Bestandesanlage, in der Nähe der Transformatoren angesiedelt. Dazu wird die bei Variante 4a präsentierte Kesselhauserweiterung OL1 und OL2 verwendet. Der andere Teil der Flächen befindet sich im neuen Bauteil neben dem DENOX Gebäude, in welchem Feuerung & Kessel und Rauchgasreinigung untergebracht sind.

Folgende Flächen ergeben sich:

- 3 x Plattform à 70 m² im Bereich Gebäudeerweiterung OL1, siehe Abbildung 40
- 4 x Plattform à 150 m² im Bereich Gebäudeerweiterung OL2, siehe Abbildung 41
- 4 x Plattform à 72 m² im neuen Bauteil neben DENOX, siehe Abbildung 42
- 2 x Plattform à 195 m² im neuen Bauteil neben DENOX, Abbildung 42

Die totale Fläche an den zwei Standorten beläuft sich auf 1'488 m².

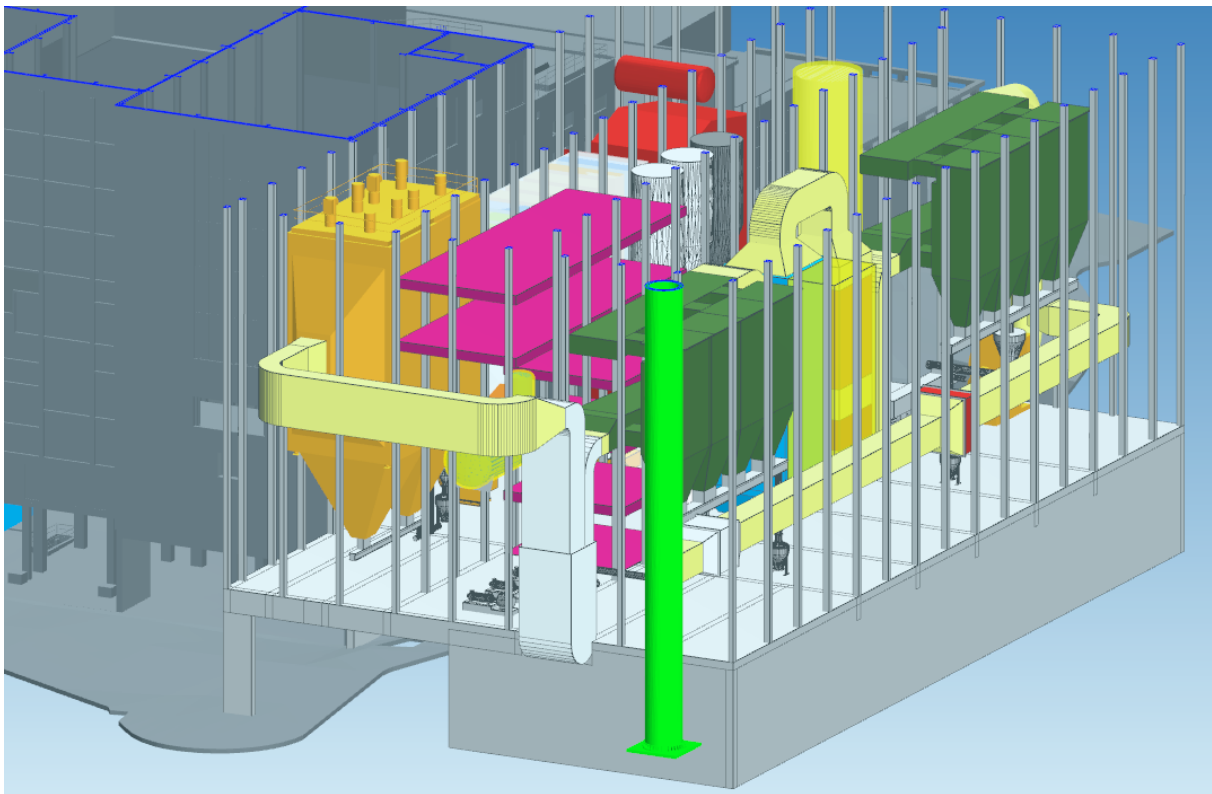


Abbildung 42: EMSRL-Räume Variante 5a (Plattformen in Magenta)

5.7.3.6 Variante 5b

Im Vergleich zur vorhergehenden Variante 5a wird bei dieser Variante nebst dem neuen Gebäude für Feuerung & Kessel und Rauchgasreinigung ein weiteres Gebäude für Turbine,

WDK, und Fernwärme-Auskoppelung auf grüner Wiese errichtet. In diesem zusätzlichen Gebäude gibt es zwei Plattformen für die neuen EMSRL-Räume.

- 4 x Plattform à 72 m² im neuen Bauteil neben DENOX, siehe Abbildung 43 in Magenta
- 2 x Plattform à 195 m² im neuen Bauteil neben DENOX, Abbildung 43 in Magenta
- 2 x Plattform à 480 m² oberhalb neuer Turbinenhalle, Abbildung 43 in orange hinter gelber Fassade

Das Total aller aufgeführten Flächen beläuft sich auf 1'638 m².

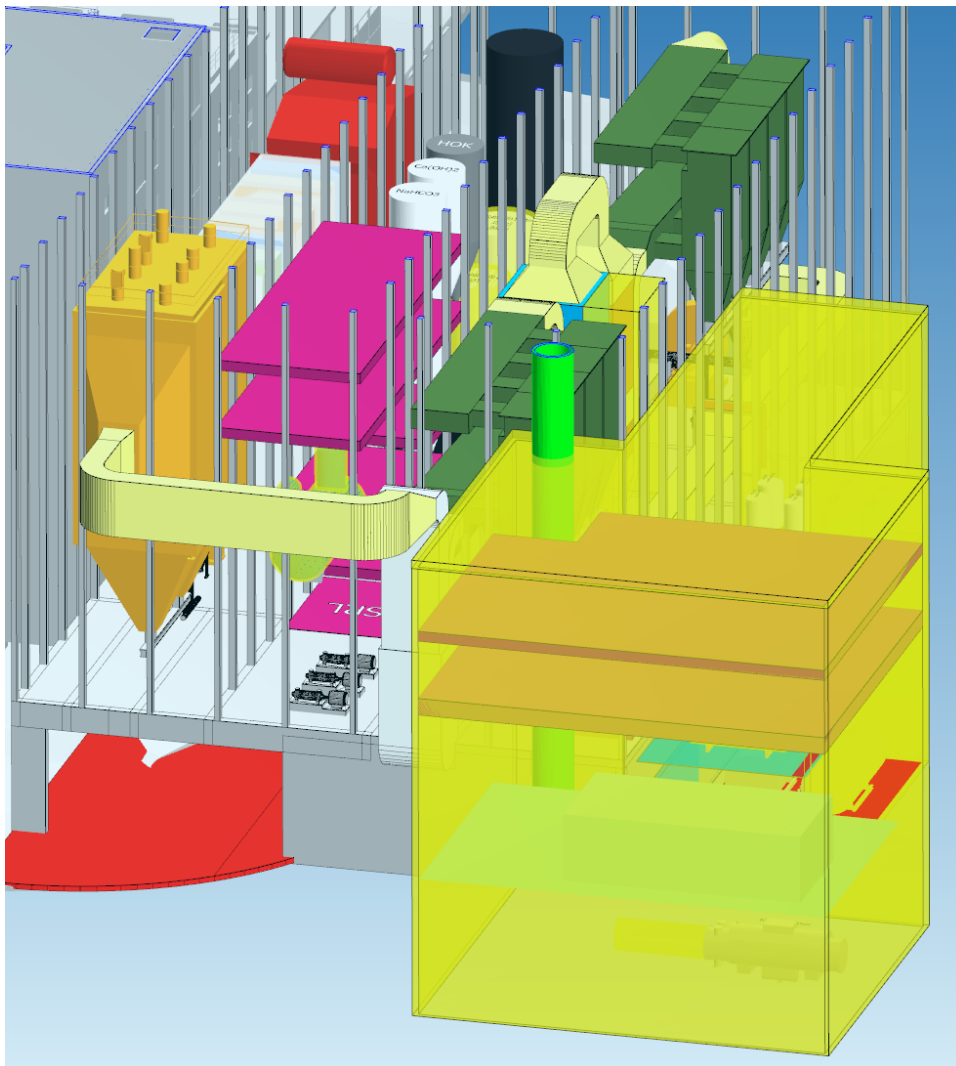


Abbildung 43: EMSRL-Räume Variante 5b (Plattformen in Magenta und Plattformen in orange hinter gelber Fassade)

Alle Varianten weisen genügend Fläche auf, um die geplante EMSRL Technik aufnehmen zu können. Bei der Variante 2c und Teilen der Variante 4a ist zu erwähnen, dass bei der Umnutzung der Garage und des Lagers eine etwas geringere Raumhöhe von 2.89 m, anstatt der sonst in der Anlage üblichen 3.5 m genutzt werden kann.

Die Varianten 5a und 5b weisen eine zusätzliche Reserve von ca. 500 resp. ca. 600 m² auf.

Varianten, welche mehr Flächen ausweisen als gefordert, ermöglichen eine leichtere Realisierung der Ersatzanlage und bieten die Möglichkeit für zukünftige Erweiterungen.

5.8 Platzreserven Ersatzanlage

Nach Realisierung der Ersatzanlage stehen im Bereich der Bestandesanlage, je nach Variante, gewisse Bauteile leer. Im Extremfall, bei Variante 5b, wird ein Grossteil der Bestandesanlage nicht länger benötigt.

Eine Visualisierung der freistehenden Gebäudeteile der Bestandesanlage aller Varianten ist in Anhang 13 zu finden.

In Tabelle 19 ist eine Übersicht der freistehenden Gebäudeteile gegeben. Bei den 2-Linienanlagen stehen nur wenige Gebäudeteile leer.

Tabelle 19: Übersicht aller freistehenden Gebäudeteile, mit einem x markiert, der Bestandesanlage nach Bau Ersatzanlage

Platzreserven Bestandesanlage nach Abschluss Realisierung Ersatzanlage	Variante					
	1b	2c	3a	4a	5a	5b
Turbinenhalle TG1 inkl. Unterkellerung	-	-	-	-	-	x
Turbinenhalle TG2 inkl. Unterkellerung	-	-	-	-	-	x
Werkstatt mit Lager	-	-	-	-	-	x
Kesselhaus OL1	x	-	x*	x*	x	x
Kesselhaus OL2	-	-	-	-	-	x
Kesselhaus OL3	x	-	-	-	x	x
Kesselhaus OL4		x	-	-	x	x
DENOX-Gebäude	x*	x	-	-	x	x
ABA-Gebäude	x	x	x	-	x	x
Garage und Lager unterhalb Anlieferplatz	x	-	x	x*	x	x

x: der Gebäudeteil steht nur zu einem Teil leer.*

Bei Varianten 1b bis 5a muss in diesen freistehenden Gebäudeteilen die neue Werkstatt mit Lager untergebracht werden. Die neue Werkstatt wurde bei der Aufstellungsplanung nicht mit-erfasst. Bei Variante 5b könnte die bestehende Werkstatt inkl. Lager beibehalten werden.

Auch sollten bei den Varianten 2c und 4a zusätzliche Garagenplätze geplant werden.

6. Bauteil

6.1 Ausgangslage

Für sämtliche untersuchten Aufstellungsvarianten mussten die notwendigen Eingriffe und Bau-massnahmen an den bestehenden Bauten und Neubauten im Hinblick auf Machbarkeit und Kosten beurteilt werden.

Um möglichst belastbare Daten zu erhalten, wurde die Unterstützung der Firma AFRY, die auf Bauthemen spezialisiert ist, beansprucht.

Die Firma AFRY hat auch die anfallenden bautechnischen Arbeiten und Aufgaben gemäss W&S-Planung von 2009 beurteilt und kostenmässig erfasst. Dazu fand eine gemeinsame Be-gangung der Firma AFRY und der I.C.E. AG in der KVA Turgi statt.

6.2 Grundlagen

Für die Abklärungen der Machbarkeit und der baurelevanten Kosten für die untersuchten Va-rianten dienten die Informationen der Bestandsdokumentation der KVA Turgi, die Erfahrungen und Richtwerte der Firma AFRY und der I.C.E. AG.

Die Firma AFRY hat die Varianten 5a und 5b zusammengefasst als Variante 5 betrachtet.

6.3 Lastannahmen

Für die anzusetzenden Lasten dienten die Lasten aus der Bestandsdokumentation der KVA Turgi, die Lastangaben der kontaktierten, potenziellen Lieferanten der verschiedenen Ge-werke, sowie die Erfahrungswerte der Firma AFRY und der I.C.E. AG.

6.4 Statische Modelle

Die Firma AFRY hat mit den von der I.C.E. AG zugestellten 3D-Modellen der Aufstellungs-varianten die statischen Modelle für den Bauteil entworfen. Der Bauteil lässt sich in die Unterbe-reiche Gründungen, Tiefbau, Massivbau und Stahlbau aufteilen.

Die Aufstellungsplanung der EMSRL-Komponenten wurde aus terminlichen Gründen von der Firma AFRY nicht in statischen Modellen abgebildet. Die Kosten für bauliche Massnahmen der EMSRL-Komponenten wurden mit Erfahrungs- und Richtwerten abgeschätzt.

6.5 Statische Berechnungen

Die Firma AFRY hat mit den entwickelten statischen Modellen für die verschiedenen Ausführungsvarianten die Abtragung der Lasten der Verfahrenskomponenten über die verschiedenen Baustrukturen bis in den Untergrund untersucht. Diese Grobdimensionierungen der Bauteile, insbesondere der EMSRL-Bauteile, müssen in der nächsten Projektphase für die ausgewählte und vorgesehene Ausführungsvariante vertieft betrachtet werden.

6.6 Grobkostenschätzung

Die Firma AFRY hat der I.C.E. AG die geschätzten Kosten für die Bauteile und die Umsetzung der W&S-Massnahmen zugestellt. Diese Grobkosten müssen in der nächsten Projektphase für die schlussendlich ausgewählte Ausführungsvariante vertieft betrachtet werden.

6.7 Bericht Machbarkeit der Firma AFRY

Die Erkenntnisse der Untersuchungen der Firma AFRY sind im Bericht Machbarkeitsstudie BAU dargelegt (siehe Anhang 14). Die Angaben und Erkenntnisse gemäss diesem Baubericht wurden für die übergeordnete Beurteilung von der I.C.E. AG integriert und weiterverwendet.

7. Investitionskosten

In diesem Kapitel werden die Investitionskosten für die Ersatzanlage präsentiert. Als Preisbasis für die Ermittlung der Kosten dient das Jahr 2022.

Zum einen Teil erfolgte die Herleitung der Preise anhand von effektiven Kosten von Anlagen, welche in den vergangenen Jahren gebaut worden sind, aus sich im Bau befindenden Projekten oder aus vorliegenden Angeboten aus anderen Projekten. Für die Ermittlung der Investitionskosten der Ersatzanlage wurden bei der Skalierung die Baugrösse, die thermische Leistung, der Rauchgasvolumenstrom oder die Frischdampfmenge berücksichtigt. Für die Herleitung der Preise aus früheren Jahren wurde eine jährliche Teuerungsrate von 3% angezogen.

Zum anderen Teil wurden für die Bestimmung der Investitionskosten gewisser Anlagenkomponenten Richtpreise bei Anlagenbauern eingeholt.

Die Kostenschätzung für den Bauteil wurde in Zusammenarbeit mit der Firma AFRY ermittelt. Bei der Variante 5 hat AFRY lediglich eine einzige Kostenschätzung vorgenommen. Die Kosten für die Untervarianten 5a und 5b wurden basierend auf den Zahlen von AFRY durch die I.C.E. AG abgeleitet. Dies aus zeitlichen Gründen, für die Präsentation und Abgabe des Berichtes.

In Tabelle 20 ist die Gesamtübersicht der Investitionskosten dargestellt. Dabei wird zwischen den verschiedenen Aufstellungs-Varianten unterschieden.

Die Gliederung der Investitionskosten erfolgte nach elementbasiertem Baukostenplan für Hochbau (eBKP-H), wie von der KVA vorgegeben.

In den Investitionskosten sind auch die Kosten für Werterhaltungs- und Sanierungsmassnahmen (W&S) am Bauteil und an der Verfahrenstechnik berücksichtigt.

Die Kosten der Hauptgruppe A stehen hauptsächlich in Zusammenhang mit der Kostenbeteiligung an der Umlegung der ARA-Komponenten und eine Entschädigung für die Grundstückbenutzung. Es handelt sich hierbei um provisorische Zahlen. Bei den Varianten 2c und 3a kommt es bei der Aufstellung von Feuerung & Kessel zu einer Kollision mit dem bestehenden Trübwasserbecken der ARA. Daher ist eine Anpassung oder Umlegung dieses Beckens notwendig. Bei den Varianten 5a und 5b müssen sämtliche Komponenten der ARA, welche sich im Perimeter des maximal zur Verfügung gestellten ARA-Geländes befinden, umgelegt werden. Die Kostenbeteiligung hierfür wurde provisorisch auf 30 Mio. CHF angesetzt.

Die Hauptgruppen B-G sowie I und J beziehen sich vollumfänglich auf den Bauteil. Diese Kosten wurden von der Firma AFRY ermittelt. Detaillierte Zahlen sind im Bericht von AFRY zu finden, siehe Anhang 14.

In der Hauptgruppe H, nutzungsspezifische Anlage Gebäude, sind sämtliche Kosten für die Verfahrenstechnik und die dazugehörige Elektro- und Leittechnik zusammengefasst. Eine detaillierte Auflistung dieser Kosten ist in Kapitel 7.1 zu finden.

Tabelle 20: Investitionskosten gemäss eBKP-H, inkl. W&S, ohne Teuerung, Preisbasis 2022

		Variante					
		1b	2c	3a	4a	5a	5b
A	Grundstück	0.4	3.4	3.4	0.4	31.8	31.8
B	Vorbereitung	8.8	8.9	10.0	9.2	10.6	9.7
C	Konstruktion Gebäude	12.2	12.1	15.0	12.9	14.9	16.0
D	Technik Gebäude	7.7	7.8	9.2	7.5	7.6	11.7
E	Äussere Wandbekleidung Gebäude	2.8	3.1	2.9	2.9	2.9	2.8
F	Bedachung Gebäude	3.0	3.0	3.2	3.1	3.0	3.3
G	Ausbau Gebäude	4.1	4.3	4.3	4.3	5.3	5.3
H	Nutzungsspezifische Anlage Gebäude	186.8	192.7	227.8	230.6	185.0	179.5
I	Umgebung Gebäude	3.0	3.0	3.0	3.0	3.3	3.3
J	Ausstattung Gebäude	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
V	Planungskosten	37.6	40.7	51.0	50.5	39.9	38.1
W	Nebenkosten zur Erstellung	0	0	0	0	0	0
Y	Reserve (12%), Teuerung (0%)	30.9	32.4	38.3	37.7	35.5	35.0
Z	Mehrwertsteuer	0	0	0	0	0	0
Total Investitionskosten (in Mio. CHF)		297.5	311.5	368.1	362.2	341.8	336.8

Ebenfalls sind in den einzelnen eBKP-H Hauptgruppen Kosten für Unvorhergesehenes berücksichtigt.

In der Hauptgruppe V sind folgende Planungskosten enthalten:

- Planerkosten: Bau (20-24% der Baukosten, je nach Komplexität der Aufstellungsvariante), Planerkosten Verfahrenstechnik (10-14% der Investitionssumme VT) sowie Planerkosten EMSRL (16-22% der Investitionssumme EMSRL).
- Gesamtprojektleitung (2% der gesamten Investitionssumme).

- Bauherren-Unterstützung (BHU) (1.5% der gesamten Investitionssumme).

Die Projektreserven in Hauptgruppe Y wurden mit 12% der gesamten Investitionssumme beziffert. Im Gegensatz zum Unvorhergesehenen sind diese Reserven hauptsächlich für den Bauherren bestimmt, z.B. für Projektänderungen oder Ergänzungen. Üblicherweise werden die Reserven bei ca. 10% angesetzt. Aufgrund der hohen Komplexität und des straffen Zeitplanes der Realisierung der Ersatzanlage, siehe Kapitel 9, wurden diese Reserven um 2% erhöht.

Die Investitionskosten für eine 1-Linienanlage im Bestand belaufen sich auf ca. 298-312 Mio. CHF (Varianten 1b und 2c).

Auf grüner Wiese betragen die Kosten für die 1-Linienanlage ca. 337-342 Mio. CHF. Der höhere Preis beruht hauptsächlich auf der Kostenbeteiligung für die Umlegung der ARA-Komponenten.

Die Kosten für eine 2-Linienanlage im Bestand liegen bei ca. 362-368 Mio. CHF. Grund für die erhöhten Kosten ist die doppelte Ausführung vieler verfahrenstechnischer Komponenten.

Nach Realisierung der Ersatzanlage stehen im Bereich der Bestandesanlage, je nach Variante, gewisse Bauteile leer. Im Extremfall, bei Variante 5b, wird ein Grossteil der Bestandesanlage nicht länger benötigt, siehe Kapitel 5.8. Eine Umnutzung oder ein Rückbau dieser Bauteile wäre denkbar. Die dabei anfallenden Kosten wurden in dieser Kostenschätzung aber nicht berücksichtigt.

7.1 Detaillierte Investitionskosten Verfahrenstechnik und EMSRL-Technik

Die Investitionskosten für Verfahrenstechnik und EMSRL-Technik, inkl. W&S-Massnahmen und exkl. Planungskosten, belaufen sich auf ca. 53-64% der gesamten Investitionen. Im eBKP-H sind diese Kosten unter einer Hauptgruppe zusammengefasst. Da es sich um einen wesentlichen Kostentreiber für die Ersatzanlage handelt, sollen die Kosten hier noch detaillierter vorgestellt werden.

7.1.1 Rückbau Verfahrenstechnik

Diese Position beinhaltet den Rückbau der nicht mehr benötigten Verfahrenstechnik der Bestandesanlage (OL3, OL4, RG-Wäscher, DENOX, ABA, TG1, TG2, FW-Auskoppelung, etc.). Der Komplexitätsfaktor berücksichtigt die Komplexität während der Bauphase, hier im Speziellen die Rückbauphasen. Beim Bau von 2 neuen Ofenlinien (Varianten 3a und 4a), welche zeitlich versetzt gebaut werden, ist die Komplexität am höchsten. Dort wo alles auf grüner Wiese errichtet werden kann (Variante 5b), ist der Faktor am kleinsten. Bei Variante 2c ist der Faktor aufgrund des etappierten Rückbaus im Bereich der neuen Rauchgasreinigung erhöht.

Tabelle 21: Kosten für Rückbau Verfahrenstechnik

	Variante					
	1b	2c	3a	4a	5a	5b
Rückbau Verfahrenstechnik	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9
Komplexitätsfaktor	5%	10%	15%	15%	5%	0%
	0.2	0.4	0.6	0.6	0.2	0
Total Rückbau Verfahrenstechnik (in Mio. CHF)	4.1	4.3	4.5	4.5	4.1	3.9

7.1.2 Provisorien

Damit ein durchgehender (Teil-)Betrieb der Bestandesanlage während der Umbauzeit gewährleistet werden kann, bedarf es je nach Variante gewisser Provisorien. Diese Provisorien werden einerseits bei der Bestandesanlage benötigt (Umschluss Saugzug, Rauchgaskanal oder thermische Anlagen) oder andererseits bei der Ersatzanlage, bis der definitive Standort für die neuen Komponenten zur freien Verfügung steht (Betriebsmittel- und Reststoffsilos).

Tabelle 22: Kosten für Provisorien, welche während der Umbauphase benötigt werden

	Variante					
	1b	2c	3a	4a	5a	5b
Provisorischer Umschluss OL3 auf Saugzug 4.2	0.1	0	0	0	0	0
Provisorische Betriebsmittel-Versorgung Rauchgasreinigung	0.3	0	0	0.3	0	0
Provisorische Reststoff-Lagerung Rauchgasreinigung (2 von 3 Silos)	0	0	0	0.2	0	0
Provisorischer RG-Kanal DENOX zu Kamin im Bereich ehemaliger E-Filter OL3	0	0.5	0.5	0.5	0	0
Provisorien und Umschlüsse thermische Anlagen	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0
Komplexitätsfaktor	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	0	0	0	0	0	0
Total Provisorien (in Mio. CHF)	0.9	1.0	1.0	1.5	0.5	0

7.1.3 Feuerung und Kessel

Die Kosten für Feuerung und Kessel wurden aus anderen Projekten, welche in der Schweiz und Deutschland ausgeführt wurden, hergeleitet. Die Kosten für den Dampfkessel wurden anschliessend von unserer Partnerfirma, Est-Industries, anhand eines Richtpreisangebotes bestätigt.

Die eigentlichen Investitionskosten (Zwischentotal) unterscheiden sich lediglich zwischen einer 1-Linien- und einer 2-Linienanlage. Aufgrund der doppelten Ausführung, jedoch mit kleineren Komponenten, liegen die Kosten bei der 2-Linienanlage ca. 25% höher.

Der Komplexitätsfaktor berücksichtigt, ob der Bau von Feuerung & Kessel entlang dem DENOX-Gebäude oder in einem bestehenden Bauteil erfolgt. Bei Variante 4a liegen beide Feuerungen & Kessel im bestehenden Bauteil und somit ist der Komplexitätsfaktor am höchsten.

Tabelle 23: Investitionskosten für Feuerung und Kessel

	Variante					
	1b	2c	3a	4a	5a	5b
Feuerungsanlagen (Einfülltrichter, Müllschacht, Stössel, Rost, Stössel- & Rostdurchfallsystem, Entschlacker, Feuerfest, Verbrennungsluftsysteme, FLR)	14.4	14.4	17.9	17.9	14.4	14.4
Rauchgas-Rezirkulation (optional)	0.7	0.7	0.9	0.9	0.7	0.7
Dampfkesselanlagen (Kessel, ext. ECO, Kesselreinigungssysteme, Ascheförderung)	41.3	41.3	52.2	52.2	41.3	41.3
Zwischentotal Feuerung & Kessel	56.4	56.4	71.0	71.0	56.4	56.4
Komplexitätsfaktor	2%	0%	2%	5%	0%	0%
	1.1	0	1.4	3.6	0	0
Total Feuerung und Kessel (in Mio. CHF)	57.5	56.4	72.4	74.6	56.4	56.4

7.1.4 Rauchgasreinigung

Die Preise für die Elektrofilter wurden aus den Angeboten der Firma ELEX entnommen.

Für die Kostenermittlung der zweistufigen Trockensorption wurden Richtpreisangebote bei den Firmen HZI und LAB eingeholt. Die Preisdifferenz zwischen den beiden Anlagenbauern lag bei ca. 30%, die höheren Preise stammen aus dem Angebot von HZI. HZI hat nur ein Angebot für die grossen Komponenten der 1-Linienanlage abgegeben. Die kleinen Komponenten führt HZI nicht im Portfolio und wäre daher nicht konkurrenzfähig. Für die Preisgestaltung der Ersatzanlage wurde der höhere Angebotspreis mit 60% gewichtet.

Für die Wärmetauscher, welche für die Wärmerückgewinnung aus dem Rauchgas benötigt werden, wurde ein Richtpreis der Firma Wallstein verwendet.

Die Kostensteigerung der Rauchgasreinigung einer 2-Linienanlage verhält sich analog zu der Kostensteigerung für Feuerung & Kessel einer 2-Linienanlage.

Der Komplexitätsfaktor berücksichtigt, ob die neue Rauchgasreinigung in bestehenden Gebäudeteilen errichtet wird. Bei Variante 2c ist dieser Faktor deutlich höher als bei den anderen Varianten. Dies aufgrund eines zeitlich versetzten Baus an den Standorten der OL3 und OL1+2. Bei letzterem Standort muss vorhergehend die Fernwärme-Auskoppelung zurückgebaut werden.

Tabelle 24: Investitionskosten für Rauchgasreinigung

	Variante					
	1b	2c	3a	4a	5a	5b
E-Filter inkl. Flugascheförderung und Flugaschensilo	3.3	3.3	4.9	4.7	3.3	3.3
Trockensorption 1. Stufe (inkl. Flugstromreaktor, Gewebefilter, Adsorbenszirkulation mit Zwischenbehälter, Frisch- & Altsorbensförderung, Silo Frischsorbens und Altsorbens)	29.8	29.8	37.6	37.6	29.8	29.8
SCR-Katalysator (inkl. Druckluftleitungen und Ammoniakwassersystem mit Tank)	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.
Trockensorption 2. Stufe (inkl. Reaktor, Gewebefilter, Adsorbenszirkulation mit Zwischenbehälter, Frisch- & Altsorbensförderung, Silo Frischsorbens und Altsorbens)	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.
RG-Wärmetauscher für Kondensat- oder FW-Rücklaufvorwärmung (RG T° 170 → 140°C) (inkl. Hauben, Stahlbau und komplettem Sekundärkreislauf zu FW oder Kondensat-RL)	1.2	1.2	1.4	1.4	1.2	1.2
Saugzug und Schalldämpfer	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.
RG-Kanäle, Kompensatoren, etc.	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.	inkl.
Optionaler RG-Wärmetauscher für Kondensat- oder FW-Rücklaufvorwärmung (RG T° 145 → 110°C) (inkl. Hauben, Stahlbau und Integration in bestehenden Sekundärkreislauf)	1.1	1.1	1.3	1.3	1.1	1.1
Kamin inkl. Fundament	0.9	0.9	1.4	1.4	0.9	0.9
Zwischentotal Rauchgas-Reinigung	36.3	36.3	46.6	46.4	36.3	36.3
Komplexitätsfaktor	0%	5%	2%	2%	0%	0%
	0	1.8	0.9	0.9	0	0
Total Rauchgasreinigung (in Mio. CHF)	36.3	38.1	47.5	47.3	36.3	36.3

7.1.5 Nebenanlagen

Die Kosten für die Nebenanlagen unterscheiden sich zwischen den einzelnen Varianten nur marginal.

Der Komplexitätsfaktor berücksichtigt einerseits den Bau in bestehenden Gebäuden oder auf grüner Wiese und andererseits, ob es sich um den Bau einer 1-Linien- oder 2-Linienanlage handelt.

Tabelle 25: Investitionskosten für Nebenanlagen

	Variante					
	1b	2c	3a	4a	5a	5b
Druckluft (Kompressoren, Speicher, Leitungen)	1.1	1.1	1.2	1.2	1.1	1.1
Inertgas (Flaschenlager, Leitungen)	0.2	0.2	0.3	0.3	0.2	0.2
Brauchwassersystem (Pumpen, Leitungen und Armaturen)	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8
Löschwassersystem (Pumpen, Leitungen und Armaturen)	0.5	0.6	0.6	0.5	0.6	0.6
Kühlwassersystem zu Kondensator, Nasskühlturm, Turbine und Generator	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6 ⁹
Entwässerungssystem (Ablassentspanner)	0.3	0.3	0.4	0.4	0.3	0.3
Heizöl (Tank, Leitungen)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Zwischentotal Nebenanlagen	4.5	4.6	4.9	4.8	4.8	4.8
Komplexitätsfaktor	5%	5%	10%	10%	5%	0%
	0.2	0.2	0.5	0.5	0.2	0
Total Nebenanlagen (in Mio. CHF)	4.7	4.8	5.4	5.3	5.0	4.8

⁹ Aufgrund längerer Leitungen des Kühlsystems (zu Nasskühlturm und Wasserfassung) müssten die Kosten bei Variante 5b leicht höher liegen als bei den anderen Varianten. Diese Feststellung erfolgte nach dem Zeitpunkt der Publikation der Zahlen an den Vorstand (12.07.2023). Aus diesem Grund wurden die Zahlen nicht mehr geändert. Dieser Betrag sollte in einer weiteren Projektphase differenziert werden.

7.1.6 Energienutzung

Unter dem Begriff Energienutzung sind die Komponenten der thermischen Anlagen, des WDK und der Fernwärme-Auskoppelung zusammengefasst. Die Kosten unterscheiden sich je nach Variante bei denjenigen Positionen, welche direkt von der Anzahl Verfahrenslinien abhängig sind, wie z.B. das Speisewassersystem, Dampfsystem, Kondensatsystem und Probenahmestation.

Für die Ermittlung der Kosten für einen neuen Turbogenerator wurden bei der Firma Siemens ein Richtpreisangebot eingeholt.

Der Preis des Abdampfkondensators und der Heikos stammt aus einem Angebot der Firma Schiffstern (Fahrer).

Für die Spitzenlast-Kessel wurde bei der Firma Viessmann ein Angebot eingeholt.

Die Kosten für den Nasskühlturm wurden aus Angeboten der Firmen Balcke-Dürr, ENEXIO sowie EWK ermittelt.

Bei einer 1-Linienanlage werden zwei Spitzenlastkessel für die Fernwärme eingeplant. Bei einer 2-Linienanlage wird lediglich 1 Spitzenlastkessel eingeplant. Es kann davon ausgegangen werden, dass während der Heizperiode höchstens eine der beiden Ofenlinien ausserplanmässig stillsteht.

Bei Varianten 1b bis 5a ist die Aufstellung der Energienutzung identisch. Daher ist der Komplexitätsfaktor bei diesen Varianten identisch. Bei der Aufstellung auf grüner Wiese, Variante 5b, fällt der Komplexitätsfaktor weg.

Tabelle 26: Investitionskosten für Energienutzung

	Variante					
	1b	2c	3a	4a	5a	5b
Turbine / Generator	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2
Abdampf-Kondensator(en)	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
Krananlage Energiegebäude	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
VE-Wasseraufbereitung	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
Speisewassersystem (Behälter, Pumpen, Dampfanschluss & SpW-Leitung zum Kessel)	3.3	3.3	4.1	4.1	3.3	3.3
Dampfsystem (HD-Leitung von Kessel, Reduzierstation, ND- & HD-Verteiler)	5.4	5.4	6.2	6.2	5.4	5.4
Fernwärmezentrale	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
HEIKOs (2 x ND und 1 x NDT)	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Spitzenlast-Kessel (2 x 10.5 MW bei 1Linie, 1 x 10.5 MW bei 2 Linien)	1.2	1.2	0.7	0.7	1.2	1.2
Kondensatsystem (Behälter, Nebenkondensatsystem, Pumpen, Leitungen, ND-Vorwärmer)	1.7	1.7	1.8	1.8	1.7	1.7
Probenahmestation mit Rohrleitungen	0.8	0.8	1.0	1.0	0.8	0.8
Zwischentotal Energienutzung	31.2	31.2	32.6	32.6	31.2	31.2
Komplexitätsfaktor	5%	5%	5%	5%	5%	0%
	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	0
Total Energienutzung (in Mio. CHF)	32.8	32.8	34.2	34.2	32.8	31.2

7.1.7 Elektro- & Leittechnik

Die eigentlichen Investitionskosten (Zwischentotal) unterscheiden sich lediglich zwischen einer 1-Linien- und einer 2-Linienanlage.

Tabelle 27: Investitionskosten für Elektro- & Leittechnik

	Variante					
	1b	2c	3a	4a	5a	5b
16kV-Zuleitungen über ARA-Gelände	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
MS-Anlagen inkl. Eingangshauptschalter	1.4	1.4	1.6	1.6	1.4	1.4
NS-Anlagen	3.8	3.8	4.8	4.8	3.8	3.8
Prozessleitsystem	3.8	3.8	5.2	5.2	3.8	3.8
Notstromanlage inkl. Notstromaggregat (2.0 MW)	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
Installation Stark- und Schwachstrom (inkl. Verkabelung)	6.0	6.0	7.5	7.5	6.0	6.0
Step-up Trafo Turbine	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Emissionsmessungen	0.3	0.3	0.3 ¹⁰	0.3 ¹⁰	0.3	0.3
Zwischentotal Elektro- und Leittechnik	17.7	17.7	21.8	21.8	17.7	17.7
Komplexitätsfaktor	5%	12%	5%	8%	5%	0%
	0.9	2.1	1.1	1.7	0.9	0
Total Elektro- & Leittechnik (in Mio. CHF)	18.6	19.8	22.9	23.5	18.6	17.7

Der Komplexitätsfaktor hängt von den Räumlichkeiten, welche für die Platzierung der EMSRL-Technik vorgesehen sind, ab, siehe dazu auch Kapitel 5.7.3. Bei den Varianten 1a, 3a und 5a werden diesbezüglich Gebäudeerweiterungen in der Bestandesanlage genutzt. Bei der Variante 2c kann keine eigentliche Gebäudeerweiterung für die Unterbringung der EMSRL-Technik gebaut werden. Diese muss daher grösstenteils in der heutigen Garage und im heutigen Lager unterhalb des Anlieferplatzes eingeplant werden. Bei der Variante 4a bestehen lediglich

¹⁰ Aufgrund zwei benötigter Emissionsmessungen am Kamin müssten die Kosten bei Varianten 3a und 4a leicht höher liegen als bei den anderen Varianten. Diese Feststellung erfolgte nach dem Zeitpunkt der Publikation der Zahlen an den Vorstand (12.07.2023). Aus diesem Grund wurden die Zahlen nicht mehr geändert. Dieser Betrag sollte in einer weiteren Projektphase differenziert werden.

reduzierte Verhältnisse für eine Gebäudeerweiterung. Der Rest muss, wie bei Variante 2c, im Bereich der Garage untergebracht werden. Beim Bau auf grüner Wiese entfällt der Komplexitätsfaktor.

7.1.8 Genehmigungs- und Planungskosten, Unvorhergesehenes

Die Genehmigungs- und Planungskosten berechnen sich anhand der totalen Investitionskosten für die Verfahrenstechnik der Ersatzanlage resp. für die neue Elektro- und Leittechnik.

Üblicherweise liegen die Genehmigungs- und Planungskosten für die Verfahrenstechnik bei ca. 10%. Dies ist bei Variante 5b der Fall. Bei den komplexeren Varianten in der Bestandsanlage wird hauptsächlich zwischen einer 1-Linien- und 2-Linienanlage unterschieden. Bei Variante 2c wird die komplexere Bauphase der Rauchgasreinigung zusätzlich berücksichtigt.

Die Genehmigungs- und Planungskosten bei der Elektro- und Leittechnik liegen in der Regel bei ca. 16%. Bei den Varianten 1b bis 5a wurden zusätzlich die Räumlichkeiten im Bestand für die Unterbringung der EMSRL-Technik berücksichtigt.

Das Unvorhergesehene wurde standardmässig auf 10% der totalen Investitionskosten inkl. Genehmigungs- und Planungskosten angesetzt. Beim Unvorhergesehenen der Verfahrenstechnik wurde, analog zu den Genehmigungs- und Planungskosten, zusätzlich die Anzahl der Ofenlinien und die Komplexität der Aufstellung berücksichtigt. Beim Unvorhergesehenen für Elektro- und Leittechnik zusätzlich die Räumlichkeiten zu derer Unterbringung in der Bestandsanlage.

Tabelle 28: Genehmigungs- und Planungskosten, Unvorhergesehenes

	Variante					
	1b	2c	3a	4a	5a	5b
Genehmigungs- & Planungskosten Verfahrenstechnik	11%	12%	14%	14%	11%	10%
	15.0	16.5	23.1	23.4	14.9	13.3
Genehmigungs- & Planungskosten Elektro- und Leittechnik	18%	22%	18%	20%	18%	16%
	3.4	4.4	4.1	4.7	3.4	2.8
Unvorhergesehenes Verfahrenstechnik	12%	13%	13%	13%	11%	10%
	18.1	20.0	24.5	24.9	16.5	14.6
Unvorhergesehenes Elektro- und Leittechnik	11%	13%	11%	12%	11%	10%
	2.4	3.1	3.0	3.4	2.4	2.1
Total Genehmigungs- und Planungskosten, Unvorhergesehenes (in Mio. CHF)	38.9	44.0	54.7	56.4	37.1	32.8

7.1.9 Werterhaltungs- und Sanierungsmassnahmen Verfahrenstechnik

Die Werterhaltungs- und Sanierungsmassnahmen der Verfahrenstechnik sind in Kapitel 3.6 beschrieben.

Bei Varianten, welche eine Erweiterung des Müllbunkers bedingen, fallen die Kosten für den Ersatz der Müllkrananlage aufgrund der verlängerten Kranbahn höher aus.

Die Sanierungsmassnahmen werden, parallel zum Bau der Ersatzanlage, in Etappen ausgeführt. Da bei Variante 5b die beiden bestehenden Ofenlinien während dem Bau der Ersatzanlage durchgehend in Betrieb bleiben, gestaltet sich die Durchführung der Sanierungsmassnahmen schwieriger. Dies wurde mit dem Komplexitätsfaktor dementsprechend berücksichtigt. Ansonsten hängt der Komplexitätsfaktor von der Anzahl Verfahrenslinien und der allfälligen Erweiterung des Müllbunkers ab.

Tabelle 29: Kosten Werterhaltungs- und Sanierungsmassnahmen Verfahrenstechnik

	Variante					
	1b	2c	3a	4a	5a	5b
Ersatz Tore Müllbunker (alter & neuer Teil) inkl. neuem Ampelsystem und Schranken	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Ersatz Sperrmüllzerkleinerung (Rotorschere, Schiebebett & Hydraulikanlage)	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Ersatz Müllkrananlage (inkl. Verlängerung Schiene bei Müllbunkererweiterung)	4.8	5.5	5.5	4.8	5.5	5.5
Sanierung Wasserfassung (Seite Baden und Seite Turgi)	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
Neue Ausstattung Werkstatt & Lager (Maschinen, Mobiliar, etc.)	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Zwischentotal Werterhaltungs- und Sanierungsmassnahmen Verfahrenstechnik	9.9	10.6	10.6	9.9	10.6	10.6
Komplexitätsfaktor	4%	5%	5%	4%	5%	7%
	0.4	0.5	0.5	0.4	0.5	0.7
Genehmigungs- & Planungskosten	12%	12%	12%	12%	12%	12%
	1.2	1.3	1.3	1.2	1.3	1.4
Unvorhergesehenes	10%	10%	10%	10%	10%	10%
	1.2	1.3	1.3	1.2	1.3	1.3
Total Werterhaltungs- und Sanierungsmassnahmen Verfahrenstechnik (in Mio. CHF)	12.6	13.7	13.7	12.6	13.7	14.0

Die Genehmigungs- und Planungskosten sowie das Unvorhergesehene wurden für die Werterhaltungs- und Sanierungsmassnahmen separat bestimmt und sind bei allen Varianten identisch.

7.1.10 Total Investitionskosten Verfahrenstechnik und Elektro- und Leittechnik

In Tabelle 30 sind alle Investitionskosten der Verfahrenstechnik und EMSRL-Technik, welche in den Tabelle 21 bis Tabelle 29 detailliert vorgestellt wurden, zusammengefasst. Im Total sind auch die Genehmigungs- und Planungskosten sowie das Unvorhergesehene enthalten. Daher ist dieser Betrag höher als bei Hauptgruppe H des eBKP-H, bei welchem die Genehmigungs- und Planungskosten nicht berücksichtigt sind, siehe Tabelle 20.

Tabelle 30: Total Investitionskosten Verfahrenstechnik und EMSRL-Technik

	Variante					
	1b	2c	3a	4a	5a	5b
Rückbau Verfahrenstechnik	4.1	4.3	4.5	4.5	4.1	3.9
Provisorien	0.9	1.0	1.0	1.5	0.5	0
Feuerung & Kessel	57.5	56.4	72.4	74.6	56.4	56.4
Rauchgas-Reinigung	36.3	38.1	47.5	47.3	36.3	36.3
Nebenanlagen	4.7	4.8	5.4	5.3	5.0	4.8
Energienutzung	32.7	32.7	34.2	34.2	32.7	31.1
Elektro- & Leittechnik	18.6	19.8	22.9	23.5	18.6	17.7
Genehmigungs- & Planungskosten	18.3	20.8	27.2	28.2	18.3	16.1
Unvorhergesehenes	20.6	23.1	27.4	28.2	18.9	16.7
Werterhaltungs- und Sanierungsmassnahmen Verfahrenstechnik	12.6	13.7	13.7	12.6	13.7	14.0
Total (in Mio. CHF)	206.3	214.7	256.2	259.6	204.5	197.0

7.2 Entwicklung der Investitionskosten Ersatzanlage

Wie eingangs beschrieben, wurden im Vorfeld dieser Machbarkeitsstudie schon zu früheren Zeitpunkten Studien betreffend Machbarkeit einer Ersatzanlage am Standort der KVA Turgi durchgeführt. Die letzte Studie stammt aus dem Jahre 2017. In diesem Unterkapitel sollen die Hauptunterschiede betreffend Auslegung und Erneuerungsumfang der Ersatzanlage und die damit verbundene Kostenentwicklung dargelegt werden. Für den Vergleich bietet sich die aktuelle Variante 1b an, siehe Tabelle 31. Es handelt sich hierbei, wie in der Studie von 2017 um eine 1-Linienanlage, welche keine Erweiterung des Müllbunkers benötigt.

Die Kosten der heutigen Variante 1b sind 175% höher als die Kosten der Variante aus dem Jahre 2017. Folgende Gründe führen zu dieser Kostenentwicklung:

Kapazität

Im Jahre 2017 wurde mit einer Nominalmenge von 90'000 t/a, einem Heizwert von 12,5 MJ/kg und einer Verfügbarkeit von 8000 h/a geplant. Bei der Auslegung der Anlage wurde kein Dauerbetrieb bei Maximallast berücksichtigt.

Aktuell wurde mit einem Heizwert von 13,0 MJ/kg geplant. Bei der Auslegung der Anlage wurde ein Dauerbetrieb der Anlage bei Maximallast berücksichtigt. Die Maximallast wurde bei 110% der Nominallast (120'000 t/a) angesetzt. Die Kapazität der heutigen Ersatzanlage liegt daher gut 50% über der Kapazität von 2017.

Rauchgasreinigung

Die Rauchgasreinigung der aktuellen Studie sieht eine zweistufige Trockensorption vor. Zweistufig daher, damit zukünftig die Betriebswerte der Bestandesanlage erreicht werden können. Dies auch bei auftretenden Rohgasemissions-Spitzen.

2017 wurde die Trockensorption noch einstufig ausgelegt, was für eine sichere Einhaltung der LRV-Grenzwerte weitaus ausreichend wäre.

Thermische Anlagen, Fernwärme-Auskoppelung und Rückkühlkonzept

2017 wurde angenommen, dass all diese Komponenten der Bestandesanlage für die Ersatzanlage weiterverwendet können und dass die bestehende TG2 ausreichend Kapazität für die 90'000 t/a Ersatzanlage hätte. Allenfalls hätte noch eine kleine Gegendruckturbine zusätzlich zur TG2 installiert werden müssen.

In der aktuellen Studie ist vorgesehen, all diese Komponenten komplett zu ersetzen. Zusätzlich wird das Rückkühlkonzept mittels eines Nasskühlturms auf ein hybrides Konzept erweitert.

EMSRL-Technik für thermische Anlagen, FW-Auskoppelung und HS-Einspeisung

Durch den Ersatz der thermischen Anlagen inkl. Turbine, der Fernwärme-Auskoppelung sowie des WDK wird parallel dazu auch ein Ersatz derer EMSRL-Technik notwendig. Dies war 2017 bei diesen Komponenten nicht vorgesehen.

Tabelle 31: Vergleich Investitionskosten und Auslegung Ersatzanlage Studie 2017 versus 2023

	Studie 2017	Studie 2023
Investitionskosten inkl. W&S-Massnahmen	108 Mio. CHF	298 Mio. CHF
Hauptunterschiede 2017 versus 2023		
Kapazität Ersatzanlage	90'000 t/a	120'000 t/a (+ Reserve)
Rauchgasreinigung	Trocken, 1-stufig	Trocken, 2-stufig
Thermische Anlagen inkl. Turbine	Bestehend (TG2)	Komplett neu
Fernwärme-Auskoppelung	Bestehend	Komplett neu inkl. 3 Heiko's & zwei Spitzenlastkessel
EMSRL-Technik für thermische Anlagen, WDK und FW-Auskoppelung	Bestehend	Komplett neu
Rückkühlkonzept therm. Anlage	Flusswasserkühlung bestehend	Neue Flusswasserkühlung & Nasskühlturm
Bauteil	EMT komplett in bestehenden Gebäuden	Neubauten und Erweiterungen Gebäude für neue EMT
Zufahrt zu unterem Teil der Anlage	Bestehend	Neue Tunnelzufahrt
Gesamtprojektleitung & BHU	Exklusive	Inklusive (3.5%)
Projektreserve	Exklusive	Inklusive (12%)
Marktsituation	Käufermarkt	Verkäufermarkt
Teuerung	Langjährig moderat	Stark angestiegen

Bauteil inkl. Zufahrt zu unterem Teil der Anlage

2017 waren die verfahrenstechnischen Komponenten der Ersatzanlage kleiner und deren Anzahl wegen der einstufigen Trockensorption geringer. Es war daher möglich all diese Komponenten in bestehenden Bauteilen unterzubringen, teils verbunden mit leichten Erweiterungen dieser Gebäude.

Die baulichen Massnahmen sind bei der aktuellen Studie wesentlich umfangreicher. Bei allen Varianten wird das Gelände entlang des bestehenden DENOX-Gebäudes für die Aufstellung eines Teils der Ersatzanlage benötigt. Die Zufahrt zum unteren Teil der Anlage erfolgt zukünftig durch einen Tunnel unterhalb dieses Gebäudes. Es wird eine neue, grössere Turbinenhalle errichtet. Für die neue EMSRL-Technik wird eine Gebäudeerweiterung benötigt.

Gesamtprojektleitung, BHU und Projektreserven

Diese Positionen wurden bei den totalen Investitionskosten im Jahre 2017 nicht berücksichtigt. Bei Variante 1b ergibt die Summe dieser drei Positionen in der aktuellen Studie einen Betrag von ca. 40 Mio. CHF.

Marktsituation

Im Vergleich zu 2017 herrscht heute ein Verkäufermarkt. Dadurch haben sich die Preise verteuert.

Teuerung

Im Jahre 2017 war die Teuerung langjährig moderat. Heute sind die Preise deutlich angestiegen, insbesondere bei Materialeinkäufen. Auch ein Mangel an Fachkräften führt aktuell zu höheren Preisen im Anlagenbau.

8. Umbauszenarien

Wie in Kapitel 2.3 erläutert, soll während der Umbauphase mindestens eine der bestehenden Ofenlinien möglichst durchgehend in Betrieb bleiben. Dies setzt auch einen Betrieb der Rauchgasreinigung inkl. DENOX, der thermischen Anlagen, der Elektro- und Leittechnik, etc. voraus. Darüber hinaus soll auch die Fernwärme-Auskoppelung möglichst über die ganze Umbauzeit gewährleistet bleiben. Absteller dieser Auskoppelung sind auf die Monate einzuplanen, in welchen wenig Wärme geliefert werden kann.

Die detailliert ausgearbeiteten Umbauszenarien der einzelnen Varianten sind in Anhang 15 zu finden. Auf der ersten Seite dieser Anhänge ist ein chronologischer Ablauf des Umbaus in verschiedenen Phasen dargestellt. Die Anzahl und Dauer der Phasen ist variantenabhängig und definiert auch die Dauer des Umbaus. Auf den anschliessenden Seiten folgt eine visuelle Darstellung der einzelnen Phasen des Umbaus. Anschliessend werden die notwendigen Vorbereitungsarbeiten resp. Abklärungen sowie allfällige Kollisionen im Bereich Gelände ARA aufgeführt. Zuletzt folgt eine Seite mit den wichtigsten Herausforderungen während der Umbauphase.

Die wichtigsten Herausforderungen sind nachstehend aufgelistet:

- Zufahrt zum unteren Teil der Anlage (entlang der Limmat), während Bau Kesselhaus oder Gebäude Rauchgasreinigung, entlang bestehender DENOX sowie während allfälliger Erweiterung des Müllbunkers.
- Sanierung des Müllbunkers und teils Erweiterung des Müllbunkers im laufenden Betrieb.
- Baufelder im Bestand direkt angrenzend an Anlagenkomponenten, welche im Betrieb sind, wie z.B. Ofenlinien 3 oder 4 und Rauchgaswäscher.
- Bau Turbinenhalle, neuer TG, neuer WDK und neue Fernwärmeauskoppelung während Weiterbetrieb TG2, bestehender WDK und bestehende Fernwärmeauskoppelung.
- Bau neue EMSRL-Räume und -Technik in Bereichen der Bestandesanlage.
- Notwendigkeit von Provisorien für die Bestandesanlage, insbesondere Rauchgaskanal zwischen DENOX und Kamin.

9. Zeitplan

Gemäss Zeitplan für die Realisierung der Ersatzanlage, siehe Abbildung 44, soll der Projektierungskredit im Herbst 2023 beim Vorstand eingeholt werden. Nach anschliessender Beschaffung eines Planers oder Planerteams soll die Projektierungsphase mit der Vergabe des Vorprojektes im Frühjahr 2024 starten.

Der Kredit für die Realisierung der Ersatzanlage kann entweder nach Abschluss des Vorprojektes oder nach Abschluss des Bauprojektes eingeholt werden.

Der voraussichtliche Start der Realisierungsphase ist auf Mitte 2027 angesetzt. Dann werden als erstes die Lose für EMT und Bau vergeben. Es folgt die Bauplanung und das Engineering der Komponenten EMT sowie deren Fabrikation.

Der eigentliche Spatenstich erfolgt bei den Varianten 1b bis 4a Mitte 2029. Bei Variante 5a und 5b muss zuerst die Umlegung der ARA-Komponenten erfolgen sowie der Rückbau der nicht mehr benötigten ARA-Komponenten abgeschlossen sein. Dies sollte gemäss provisorischem Terminplan der Machbarkeitsstudie der Firma Hunziker Betatech (HBT) Mitte 2030 der Fall sein. Der Baustart würde sich daher bei den Varianten 5a und 5b um ca. 1 Jahr verzögern. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass bei dem Terminplan von HBT noch ein gewisses Optimierungspotential besteht. Dieser Zeitplan soll im Rahmen des Vorprojektes der ARA detaillierter ausgearbeitet werden. Es gilt zu beachten, dass sich auf dem Gelände, welches für die neue Platzierung der ARA-Komponenten vorgesehen ist, früher eine Deponie befand. Eventuell muss daher vorhergehenden eine Altlastensanierung durchgeführt werden. Dies sollte jedoch aus heutiger Sicht keinen Einfluss auf den Terminplan haben.

Ferner sind im neu durch die KVA benutzten Areal im Bereich der Grundstücksgrenze, KVA zu ARA, Werkleitungen im Boden, die nochmals geprüft und ggf. zum Teil auch versetzt werden müssen.

Die Bauzeiten ab Spatenstich sind variantenspezifisch. In Tabelle 32 sind die Bauzeiten der verschiedenen Varianten sowie die provisorischen Termine der Meilensteine ab Spatenstich aufgeführt.

Bei den 1-Linienanlagen ist der Abschluss der Inbetriebnahme (IB) der 1. Linie identisch mit dem Abschluss der IB der Ersatzanlage.

Bei den 2-Linienanlagen erfolgt der Rückbau der Bestandesanlage parallel zum Bau der zweiten Linie.

Der Rückbau der Bestandesanlage umfasst den Rückbau nicht mehr benötigter Verfahrenstechnik und teilweise auch gewisser Bauten, insbesondere im Bereich Rauchgaswäscher und Kamin. Bauten der Bestandesanlage, welche anschliessend leer stehen, werden nicht rückgebaut, sondern als Reservefläche freigehalten oder anderweitig genutzt. Dieser Ansatz wurde für die Machbarkeit gewählt und kann im Vorprojekt nochmals aufgegriffen werden.

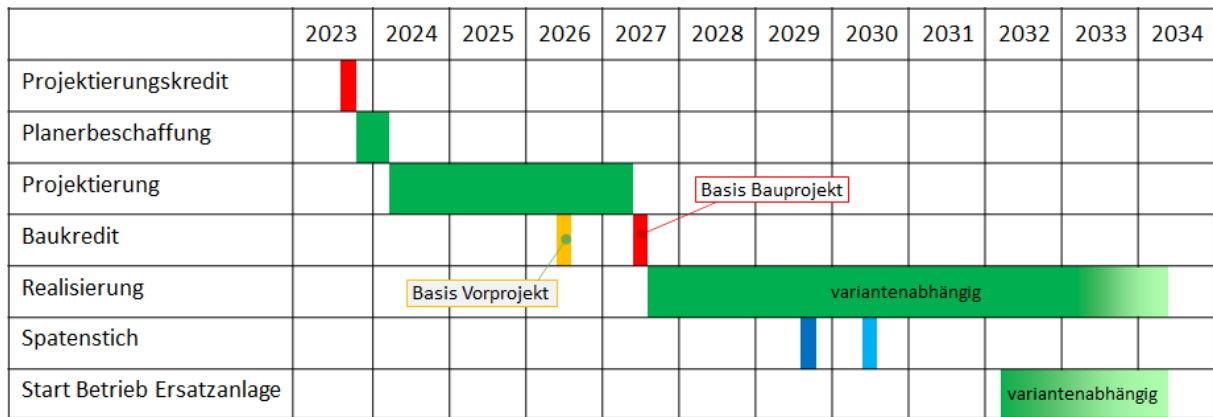


Abbildung 44: Zeitplan Realisierung Ersatzanlage

Tabelle 32: Bauzeiten und Meilensteine Realisierung Ersatzanlage

Bauzeiten in Monaten & Provisorische Termine	Variante					
	1b	2c	3a	4a	5a	5b
Bauzeit ab Spatenstich bis IB 1. Linie abgeschlossen	33	39	33	33	33	33
Bauzeit ab Spatenstich bis IB Ersatzanlage abgeschlossen	33	39	59	59	33	33
Bauzeit ab IB Ersatzanlage bis Rückbau Bestandesanlage abgeschlossen	12	12	0	0	12	12
Bauzeit total	45	51	59	59	45	45
Spatenstich	Aug 2029	Aug 2029	Aug 2029	Aug 2029	Juli 2030	Juli 2030
IB Ersatzanlage abgeschlossen	Apr 2032	Okt 2032	Juni 2034	Juni 2034	März 2033	März 2033
Rückbau Bestandesanlage abgeschlossen	Apr 2033	Okt 2032	Juni 2034	Juni 2034	März 2034	März 2034

Obige Termine beinhalten wenig bis keine Reserven. Speziell der Bau im Bestand, aber auch die Neubauten im ARA-Gelände, basieren auf dem heutigen Wissenstand und begrenzten geologischen Informationen. Daher könnte es noch zu gewissen Veränderungen kommen. Die Terminalschiene muss im Vorprojekt vertieft angeschaut werden.

10. Betriebsergebnis

10.1 Unterschiede im Betriebsergebnis während Umbau

Das Betriebsergebnis während der Umbauphase ist variantenspezifisch. Das Ergebnis hängt von der Verwertungskapazität (OL3 und/oder OL4 in Betrieb) und der Umbauzeit der einzelnen Varianten, resp. dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Ersatzanlage ab.

Die Umbauzeiten der einzelnen Varianten wurden im vorhergehenden Kapitel in Tabelle 32 vorgestellt.

Der stündliche Mülldurchsatz während der Umbauzeit der einzelnen Varianten ist in Abbildung 45 dargestellt. Nach erfolgter Inbetriebnahme (IB) der Ersatzanlage liegt der Durchsatz bei allen Varianten bei 15.0 t/h. Während dem Umbau ist er davon abhängig, welche bestehende(n) Ofenlinie(n) in Betrieb bleiben. Die Verfügbarkeit der Ofenlinien der Ersatzanlage beträgt 8'000 h/a. Bei der Verfügbarkeit der Bestandesanlage wurde mit den effektiven Werten, welche über 8'000 h/a liegen, gerechnet. Dies erklärt bei Variante 5b den Anstieg im Mülldurchsatz nach 33 Monaten bei gleichbleibender Jahreskapazität von 120'000 t.

Bei den 2-Linienanlagen (Variante 3a und 4a) ist nach IB der ersten Linie (nach 33 Monaten) ein leichter Rückgang des Durchsatzes bis zur IB der zweiten Linie erkennbar.

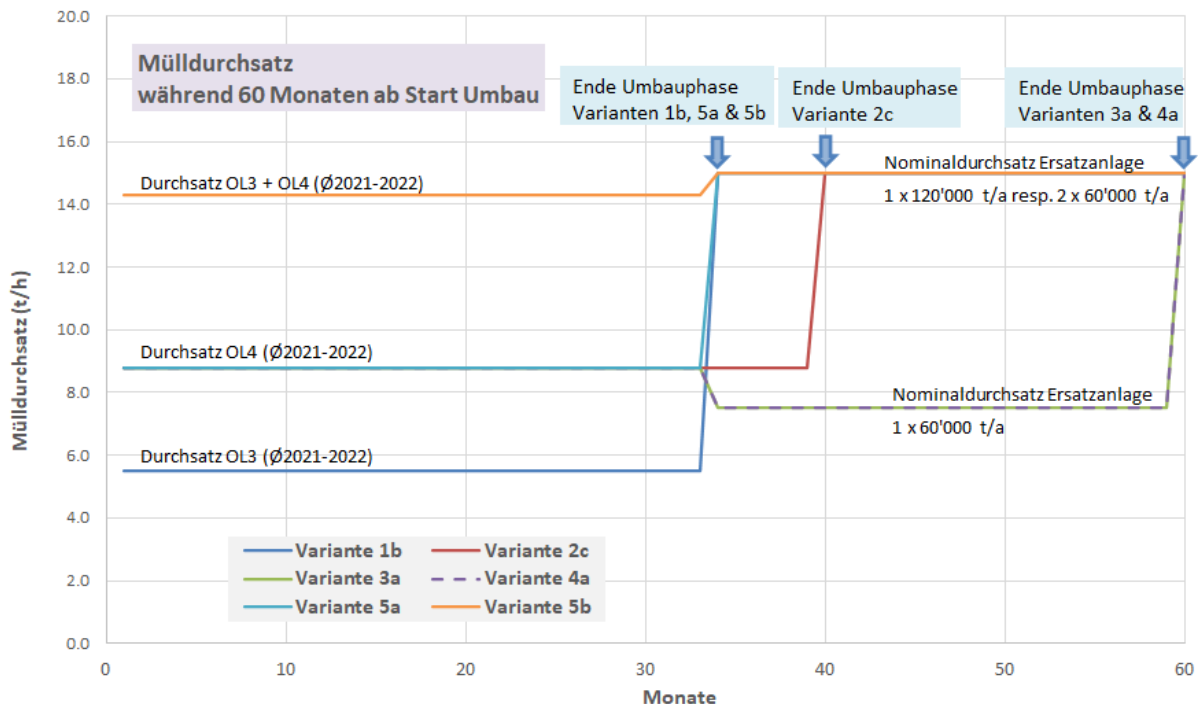


Abbildung 45: Mülldurchsatz der einzelnen Varianten während der Umbauzeit in t/h

Um das Betriebsergebnis zwischen den einzelnen Varianten vergleichen zu können wurde eine vereinfachte Betriebsrechnung erstellt, welche lediglich die variablen Kosten berücksichtigt. Auf der Ausgabenseite wurden der Einkauf der Betriebsmittel sowie die Entsorgung der

Reststoffe, auf der Einnahmenseite die Erlöse aus Kehrrichtanlieferung, Strom- und Wärmeverkauf berücksichtigt. Für die Annahmepreise wurden die aktuellen Preise (Jahr 2022) verwendet. Für die Energieverkäufe wurde ein Strompreis von 10.0 Rp./kWh und ein Wärmepreis von 4.0 Rp./kWh angenommen.

Während der Umbauphase erfolgt noch keine direkte Wärmelieferung an die REFUNA.

Fixkosten, Abschreibungen, Finanzaufwand etc. wurden bei dieser vereinfachten Betriebsrechnung nicht berücksichtigt.

Die Dauer bis zur IB der Ersatzanlage variiert je nach Variante zwischen 33 bis 59 Monaten. Damit die Varianten betreffend Betriebsergebnis untereinander vergleichbar sind wurde für alle Varianten ein Betrachtungszeitraum von 60 Monaten festgelegt.

In Abbildung 46 ist das kumulierte Betriebsergebnis der verschiedenen Varianten über die Laufzeit von 60 Monaten dargestellt. Der absolute Wert dieses Ergebnisses sollte nicht verwendet werden, da es sich um eine vereinfachte Betriebskostenrechnung handelt. Was in erster Linie interessiert, ist der relative Unterschied zwischen den einzelnen Varianten nach einer Laufzeit von 60 Monaten. Im Vergleich zu den finanziell schlechtesten Varianten (Varianten 3a und 4a), welche als Vergleichsbasis dienen, können mit den anderen Varianten nach 5 Jahren Mehreinnahmen von bis zu 35.3 Mio. CHF (Variante 5b) erzielt werden.

Diese Mehreinnahmen werden zur Finanzierung der Ersatzanlage verwendet und fließen in die Jahresrechnung (nach IB Ersatzanlage) ein, siehe nachfolgendes Kapitel 10.2.

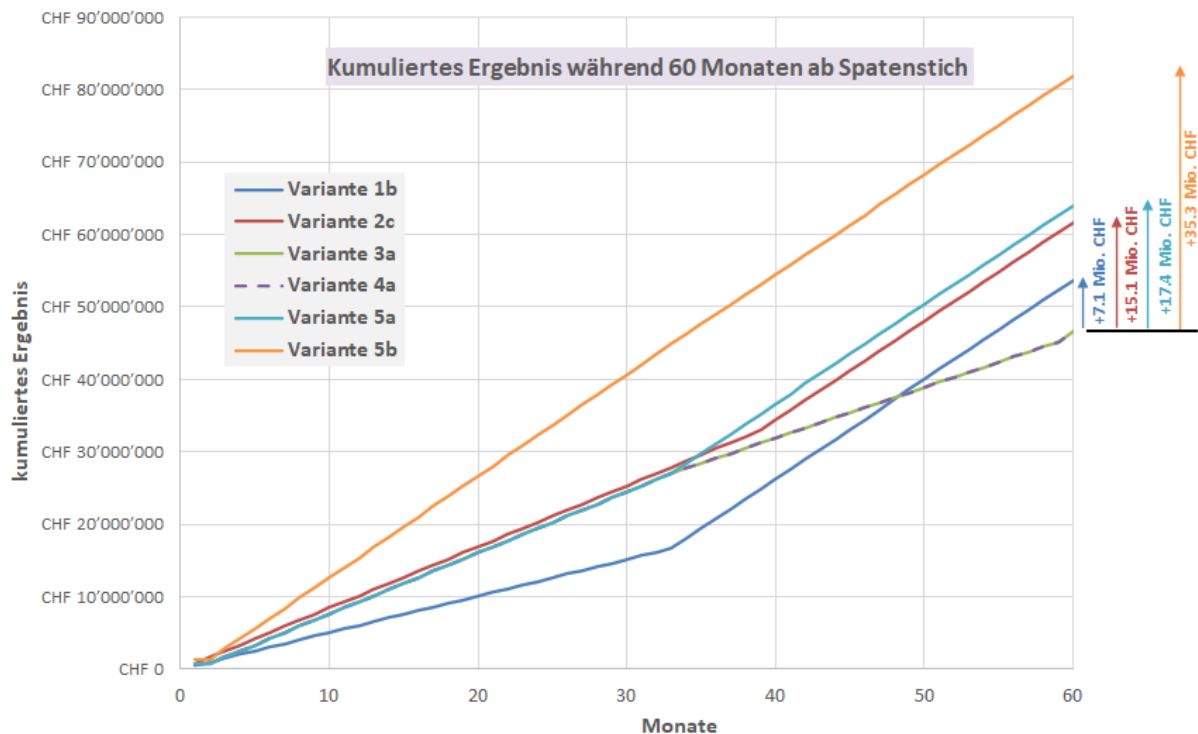


Abbildung 46: Unterschiede Betriebsergebnis während Umbauzeit (60 Monate)

10.2 Betriebsergebnis / Jahresrechnung nach Umbau

In diesem Kapitel wird die Jahresrechnung nach Abschluss der Realisierung der Ersatzanlage behandelt. Es handelt sich hierbei im Vergleich zum vorherigen Kapitel um eine komplette und detaillierte Jahresrechnung. Es wurde ein Excel basiertes Berechnungsblatt erstellt, welches alle Positionen der Jahresrechnung berücksichtigt. Die fixen Kosten wurden teilweise in Absprache mit dem Betreiber festgelegt.

In Tabelle 33 ist das Betriebsergebnis nach Umbau für alle Varianten dargestellt. Ebenfalls sind die aktuellen Zahlen der Jahresrechnung 2022 aufgeführt. Bei der Tabelle handelt es sich um eine Zusammenfassung mit den wichtigsten Zahlen. Das grün markierte Jahresergebnis ergibt sich aus der Differenz zwischen Aufwand (rote gefärbt) und Ertrag (blau gefärbt). Sowohl beim Aufwand wie auch beim Ertrag wurden die wichtigsten Unterpositionen aufgeführt. Es handelt sich hierbei um die Zeilen mit kursiver Schrift. In den totalen Beträgen für Aufwand und Ertrag sind aber auch Positionen enthalten, welche hier nicht einzeln aufgeführt wurden.

Bei der Vermögensverwaltung der Jahresrechnung 2022 wurde aufgrund der schlechten Lage an den Finanzmärkten ein Verlust von 13.7 Mio. CHF eingefahren (Finanzaufwand). Auf der Ertragsseite wurde dieser Betrag in der Wertschwankungsreserve berücksichtigt.

Tabelle 33: Betriebsergebnis nach Umbau Ersatzanlage – Basis

	Jahresrechnung 2022	Variante					
		1b	2c	3a	4a	5a	5b
Aufwand Total	30'096'210	36'759'032	37'795'300	45'668'315	45'270'094	39'177'405	37'465'627
<i>Personalaufwand</i>	<i>4'872'807</i>	<i>4'684'000</i>	<i>4'684'000</i>	<i>4'804'400</i>	<i>4'804'400</i>	<i>4'684'000</i>	<i>4'684'000</i>
<i>Sachaufwand</i>	<i>9'296'035</i>	<i>10'084'143</i>	<i>10'208'102</i>	<i>10'827'966</i>	<i>10'842'451</i>	<i>10'104'588</i>	<i>10'020'612</i>
<i>Abschreibungen</i>	<i>2'138'353</i>	<i>13'963'149</i>	<i>14'507'169</i>	<i>17'257'401</i>	<i>17'198'793</i>	<i>14'291'746</i>	<i>14'058'109</i>
<i>Finanzaufwand</i>	<i>13'743'650</i>	<i>7'977'739</i>	<i>8'346'029</i>	<i>12'728'548</i>	<i>12'374'450</i>	<i>10'047'072</i>	<i>8'652'906</i>
Ertrag Total	32'235'920	28'143'000	28'143'000	29'344'872	29'344'872	28'143'000	28'143'000
<i>Kehrichtgebühren</i>	<i>13'771'012</i>	<i>14'147'000</i>	<i>14'147'000</i>	<i>14'769'020</i>	<i>14'769'020</i>	<i>14'147'000</i>	<i>14'147'000</i>
<i>Strom- und Wärmeverkauf</i>	<i>4'451'062</i>	<i>13'806'000</i>	<i>13'806'000</i>	<i>14'385'852</i>	<i>14'385'852</i>	<i>13'806'000</i>	<i>13'806'000</i>
Jahresergebnis	2'139'710	-8'616'032	-9'652'300	-16'323'443	-15'925'222	-11'034'405	-9'322'627

Hinsichtlich jährlicher Kapazität gibt es im Betrieb einen Unterschied zwischen einer 1-Linien- und einer 2-Linienanlage. Dies in Bezug auf die jährliche Revision der Linie, welche in dieser Studie mit einer Dauer von 3 Wochen eingeplant wurde. Bei einer 1-Linienanlage ist ab einem gewissen Zeitpunkt nach Revisionsstart der Bunker voll und es kann kein weiterer Kehrriecht angenommen werden. Bei einer 2-Linienanlage ist während der Revision einer Linie die andere Linie in Betrieb und es kann durchgehend, evtl. reduziert, Kehrriecht angenommen werden. Somit wurde bei der Jahresrechnung einer 2-Linienanlage mit einer erhöhten Jahreskapazität von ca. 125'000 t gerechnet.

Die wichtigsten Positionen auf der Aufwand- und Ertragsseite werden nachfolgend erläutert.

Personalaufwand

Generell kann gesagt werden, dass der Personalaufwand für den Betrieb einer trockenen RGR kleiner ist als für eine nasse RGR, daher wären tiefere Personalkosten, im Vergleich mit den Personalkosten im Jahr 2022, möglich.

Die Anzahl Mitarbeiter, welche für den Betrieb der Ersatzanlage benötigt werden, unterscheidet sich nur bei der 1-Linienanlage. Hier wird ein Mitarbeiter weniger im Unterhalt benötigt als bei der 2-Linienanlage.

Sachaufwand

Unter dieser Position sind diverse Aufwände zusammengefasst. Bei den wichtigsten Positionen oder variantenspezifischen Positionen des Sachaufwandes handelt es sich um:

- **Stromeinkauf:** Bei einer 1-Linienanlage muss während dem jährlichem Revisionsstillstand (3 Wochen) Strom eingekauft werden, da kein Dampf produziert wird. Bei einer 2-Linienanlage entfällt dieser Einkauf (Ausnahme: Turbinenrevision).
- **Betriebsmaterial:** Die grössten Ausgaben sind bei den Betriebsmitteln der Rauchgasreinigung anzutreffen. Die Ausgaben für Betriebsmittel der Ersatzanlage (trockene Rauchgasreinigung) unterscheiden sich nur marginal von denjenigen der Bestandesanlage (nasse Rauchgasreinigung).
- **Unterhalt:** Die Unterhaltskosten wurden in Abhängigkeit von der Investitionssumme berechnet und sind vergleichbar mit den Unterhaltskosten der Bestandesanlage.
- **Entsorgungskosten:** Diese Position umfasst die Kosten für die Entsorgung der Schlacke, Filterstäube und bei der Ersatzanlage neu auch die Kosten für die Entsorgung der Reststoffe aus der zweistufigen Trockensorption. Somit sind diese Kosten im Vergleich zur Bestandesanlage höher.

Abschreibungen

Die Abschreibung aller neuen Komponenten der Ersatzanlage erfolgt in diesem Berechnungsmodell linear. Die Abschreibungsdauern der verschiedenen Anlagenkomponenten wurden gemäss Reglement des Kanton Aargaus angewendet.

Finanzaufwand

In diesem Modell erfolgt die Schuldentilgung des zur Errichtung der Ersatzanlage benötigten Fremdkapitals über einen Zeitraum von 20 Jahren und bei einem Zinssatz von 2.0%.

Das benötigte Fremdkapital berechnet sich wie folgt:

$$\text{Fremdkapital} = \text{Kosten Ersatzanlage} - \text{Eigenkapital 1} - \text{Eigenkapital 2}$$

- Kosten Ersatzanlage: Investitionskosten, Kosten für Rückbau, Provisorien und Kostenbeteiligung Umlegung ARA-Komponenten
- Eigenkapital 1: 160 Mio. CHF
- Eigenkapital 2: Zusätzlich erwirtschaftetes Betriebsergebnis während Umbauphase, siehe Kapitel 10.1 (0.0 Mio. CHF bei Varianten 3a und 4a bis max. 35.3 Mio. CHF bei Variante 5b)

Das benötigte Fremdkapital bewegt sich zwischen 130 und 208 Mio. CHF. Daraus ergibt sich ein Finanzaufwand zwischen ca. 8.0 bis 12.7 Mio. CHF pro Jahr.

Kehrichtgebühren

Kehrichtmenge und Preis setzt sich aktuell wie folgt zusammen:

- Gemeinden / Monopolkehricht: 30% der Gesamtmenge; Annahmepreis 105.00 CHF/t
- Industrie und Bauämter: 47% der Gesamtmenge; Annahmepreis 128.00 CHF/t
- Ausserkantonaler Kehricht: 23% der Gesamtmenge; Annahmepreis 114.00 CHF/t

Die Zusammensetzung der Mengen sowie die aktuellen Preise wurden für das Berechnungsmodell übernommen.

Strom- und Wärmeverkauf

Für die Ersatzanlage wurde eine Wärmeabgabe an die REFUNA vorausgesetzt. Die jährliche Wärmeabgabe steigt daher von heute ca. 80 GWh auf zukünftig ca. 185 GWh.

Die Energiepreise wurden für die Modellberechnung wie folgt festgelegt:

- Strompreis: 10.0 Rp./kWh
- Wärmepreis: 4.0 Rp./kWh

Unter diesen Voraussetzungen wird bei allen Varianten ein Verlust in der Jahresrechnung eingefahren, siehe Tabelle 33, dies trotz einem deutlich höheren Ertrag bei den Energieverkäufen. Grund dafür sind die hohen Aufwände bei der Abschreibung der Ersatzanlage sowie beim Finanzaufwand zur Tilgung des Fremdkapitals.

Unter der Annahme von erhöhten Energiepreisen verbessert sich das Ergebnis der Jahresrechnung deutlich. Für nachfolgendes Beispiel wurden aus heutiger Sicht Preise am oberen Limit angenommen:

- Strompreis: 20.0 Rp./kWh
- Wärmepreis: 8.0 Rp./kWh

Die daraus resultierende Jahresrechnung ist in Tabelle 34 abgebildet. Im Vergleich zur vorhergehenden Jahresrechnung, siehe Tabelle 33, verbessert sich das Jahresergebnis mit erhöhten Energiepreisen um ca. 14 Mio. CHF. Somit wird mit allen 1-Linienanlagen ein Gewinn erzielt. Bei den 2-Linienanlagen wird nach wie vor ein kleiner Verlust eingefahren.

Tabelle 34: Betriebsergebnis nach Umbau Ersatzanlage – erhöhte Energiepreise

	Jahresrechnung 2022	Variante					
		1b	2c	3a	4a	5a	5b
Aufwand Total	30'096'210	36'759'032	37'795'300	45'668'315	45'270'094	39'177'405	37'465'627
Personalaufwand	4'872'807	4'684'000	4'684'000	4'804'400	4'804'400	4'684'000	4'684'000
Sachaufwand	9'296'035	10'084'143	10'208'102	10'827'966	10'842'451	10'104'588	10'020'612
Abschreibungen	2'138'353	13'963'149	14'507'169	17'257'401	17'198'793	14'291'746	14'058'109
Finanzaufwand	13'743'650	7'977'739	8'346'029	12'728'548	12'374'450	10'047'072	8'652'906
Ertrag Total	32'235'920	41'949'000	41'949'000	43'730'724	43'730'724	41'949'000	41'949'000
Kehrichtgebühren	13'771'012	14'147'000	14'147'000	14'769'020	14'769'020	14'147'000	14'147'000
Strom- und Wärmeverkauf	4'451'062	27'612'000	27'612'000	28'771'704	28'771'704	27'612'000	27'612'000
Jahresergebnis	2'139'710	5'189'968	4'153'700	-1'937'591	-1'539'370	2'771'595	4'483'373

10.3 Sensitivitätsanalyse

Aus obigem Beispiel wird ersichtlich, dass gewisse Einflussgrössen, wie z.B. die Energiepreise, einen relevanten Einfluss auf das Betriebsergebnis haben. In diesem Kapitel soll anhand einer Sensitivitätsanalyse die Auswirkung gewisser Einflussgrössen bestimmt werden. Die Zielgrösse der Sensitivitätsanalyse ist der Anlieferpreis der Gemeinden. Anders formuliert bedeutet dies: wie muss der Anlieferpreis angepasst werden, damit eine Änderung einer Einflussgrösse auf das Betriebsergebnis keinen Einfluss hat.

Die zu untersuchenden Einflussgrössen wurden zusammen mit der KVA Turgi bestimmt, ebenfalls deren Extremwerte.

Die Resultate der Analyse der Variante 5b sind in Abbildung 47 dargestellt. Als Basis dienen die Werte der im vorhergehenden Kapitel vorgestellten Jahresrechnung, siehe Tabelle 33. Diese Basiswerte sind in der gelben Spalte aufgeführt. In der grünen Spalte sind die bestmöglichen Extremwerte dargestellt, in der roten die schlechtmöglichen.

Die Auswirkung gewisser Einflussgrössen auf den Annahmepreis der Gemeinden ist teils sehr stark. Es wird an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass es sich bei der Zielgrösse des Anlieferpreises für Gemeinden lediglich um 30% der gesamten Kehrichtmenge handelt. Der Einfluss ist daher markanter, als wenn der gemittelte Anlieferpreis der gesamten Kehrichtmenge als Zielgrösse verwendet würde.

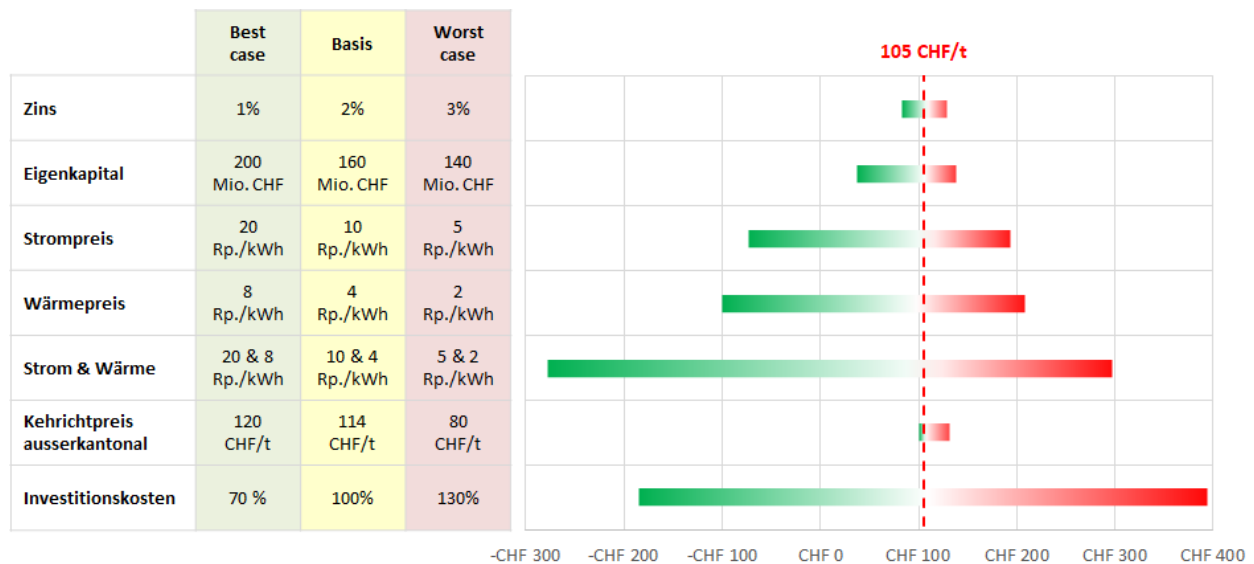


Abbildung 47: Sensitivitätsanalyse für Variante 5b

Der Kehrichtpreis der ausserkantonalen Anlieferungen, es handelt sich hierbei um ca. 23% der gesamten Kehrichtmenge, hat einen schwachen Einfluss.

Ein mittlerer Einfluss ist bei den Einflussgrössen Zins (Tilgung Fremdkapital) und Eigenkapital anzutreffen.

Starke Auswirkungen haben die Energiepreise, insbesondere wenn diese sich parallel entwickeln (Einflussgrösse Strom & Wärme), sowie die Schwankung der Investitionskosten.

11. CO₂-Abscheidung

Die Thematik der CO₂-Abscheidung liegt derzeit in aller Munde und es kann davon ausgegangen werden, dass dieses Thema in Zukunft noch an Wichtigkeit gewinnen wird. Es wird dabei unterschieden, ob das abgeschiedene CO₂ an Ort und Stelle weiterverwendet wird (CCU: Carbon Capturing and Utilisation) oder ob das abgeschiedene CO₂ in einem geeigneten Endlager gespeichert wird (CCS: Carbon Capturing and Storage). Diese Speicherung kann als Flüssigkeit oder Gas erfolgen.

Derzeit ist noch keine Schweizer KVA mit CCS oder CCU ausgestattet. Es gibt diesbezüglich jedoch Projekte, welche sich in Planung befinden.

In der vorliegenden Machbarkeitsstudie betreffend Ersatzanlage wurde die Errichtung einer CO₂-Abscheidung nicht miteinbezogen. Es wurde jedoch darauf geachtet, dass die Ersatzanlage bereit wäre für eine Nachrüstung einer CO₂-Abscheidung. Dies ist dank der neuen, zwei-stufigen Rauchgasreinigung und der Verwendung eines SCR-Katalysators der Fall, sprich die Ersatzanlage ist CCS/CCU-ready.

Nachfolgend ein paar Eckdaten zu einer möglichen Installation am Standort der KVA Turgi.

Bei einem Heizwert von 13 MJ/kg werden bei der Verbrennung pro Tonne Kehricht ca. 1.2 Tonnen CO₂ emittiert. Bei einer Jahreskapazität von 120'000 t entspricht dies ca. 144'000 t CO₂.

Die Aminwäsche ist bis jetzt die einzige bewährte Technologie für die CO₂-Abscheidung im grossindustriellen Massstab. Unter der Verwendung von Standardmodulen (Standardmodule der Firma Aker mit einer Kapazität von 40'000 resp. 100'000 t/a) wäre eine Abscheideleistung von 100'000 bis 120'000 t/a realistisch.

Die CO₂-Abscheidung mittels Aminwäsche ist energieintensiv. Es kann davon ausgegangen werden, dass mindestens 35% der thermischen Leistung, dies entspricht bei Nominallast ca. 19 MW, für diesen Prozess benötigt werden. Im Falle einer Verflüssigung des abgeschiedenen CO₂ wird noch mehr Energie benötigt. Unter Verwendung von Wärmetauschern kann ein Grossteil dieser Energie wieder zurückgewonnen werden, jedoch auf einem tiefen energetischen Niveau mit eingeschränkten Nutzungsmöglichkeiten, insbesondere im Sommer. Auch sind damit erhöhte Investitionskosten verbunden und es wird zusätzlicher Platz benötigt.

Der Platzbedarf für die Aufstellung der CO₂-Abscheidung hängt stark vom Prozess ab:

- Abscheidemenge
- Wärmerückgewinnung aus Prozess
- Weiterverwendung des CO₂ vor Ort oder Transport zu Endlagerung
- Transport zu Endlagerung als Flüssigkeit oder Gas
- Anschluss an Pipeline oder Zwischenlager vor Ort

Eine grobe Abschätzung des Platzbedarfes liegt in der Grössenordnung von 3'000-5'000 m². Im Vergleich dazu: die maximale Geländeerweiterung auf dem Gebiet der ARA (Variante 2) umfasst ca. 4'000 m².

Die Investitionskosten (Abscheidemenge 100-120'000 t/a) belaufen sich auf 150 bis 200 Mio. CHF. Diese Preise beruhen auf einer Preisbasis von 2021. In diesen Preisen sind keine Kosten für eine ausgeklügelte Wärmerückgewinnung enthalten. Beim Anschluss an eine Pipeline würden diese Investitionskosten tiefer ausfallen, insbesondere bei einem Transport in flüssiger Form.

Die Vollkostenrechnung pro Tonne abgeschiedenes CO₂ ergibt einen Preis von ca. 150 CHF (+/- 20%; Preisbasis 2021). Diese Rechnung berücksichtigt u.a. auch die Opportunitätskosten des Energieverkaufs sowie die Abschreibungen der Anlage. Die Kosten für Abtransport und Endlagerung sind darin nicht enthalten.

12. Zusammenfassung

Tabelle 35: Quantitativer und qualitativer Variantenvergleich

Kriterien		Variante 1b	Variante 2c	Variante 3a	Variante 4a	Variante 5a	Variante 5b
1	Anzahl Verfahrenslinien	1	1	2	2	1	1
2	Jahreskapazität Kehricht (t/a)	120'000	120'000	125'000	125'000	120'000	120'000
3	Redundanz Betrieb (Müll, Strom, FW) & Unterhalt	Nein	Nein	Ja	Ja	Nein	Nein
4	Neuanlage (NEU) vs. neue EMT in „Alt“-anlage (EMT)	EMT	EMT	EMT	EMT	quasi NEU	NEU
5	Investitionskosten (in Mio. CHF)	298	312	368	362	342	337
6	Kapazität in t/a während Umbau (Strom & FW proport.)	46'000	72'000	72'/60'000	72'/60'000	72'000	120'000
7	Umbauzeit Monate (bis Ersatzanlage 100% in Betrieb)	33	39	59	59	33	33
8	Δ kumuliertes Ergebnis während Umbau (Mio. CHF)	+7.1	+15.1	0	0	+17.4	+35.3
9	Δ Ergebnis Ersatzanlage nach Umbau (in Mio. CHF/a)	+7.7	+6.7	0	+0.4	+5.3	+7.0
10	Frühestmöglicher Start Umbau (Start Bauphase)	Mitte 2029	Mitte 2029	Mitte 2029	Mitte 2029	Mitte 2030	Mitte 2030
11	Uferschutzzone (Verletzung)	Nein	Nein	N'kühlturm	Elektrofilter	Nein	Nein
12	Bunkererweiterung (zusätzliche Kapazität)	Nein	Ja	Ja	Nein	Ja	Ja
13	Benötigtes Gelände ARA (Varianten ARA)	Variante 0	Variante 0	Variante 0	Variante 0	Variante 2	Variante 2
14	Umlegung Komponenten ARA	Nein	Ja	Ja	Nein	Ja	Ja
15	Risiko Altlasten ARA-Gelände	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja	Ja
16	Durchgehen. FW-Auskoppelung während Umbau	Ja	Nein	Ja	Ja	Ja	Ja
17	Allgemeine Platzreserven nach Umbau	Mittel	Mittel	Gering	Gering	Gross	Gross
18	Komplexität Umbau	Hoch	Hoch	Sehr hoch	Sehr hoch	Mittel	Mässig
19	Platzverhältnisse im Bereich EMT nach Umbau	Mittel	Mittel	Beengt	Beengt	Gut	Gut
20	Erforderliche Provisorien während Umbau	Mittel	Hoch	Hoch	Sehr hoch	Mittel	Keine
21	Platzreserven auf KVA-Gelände für CCS/CCU	Knapp	Knapp	Nein	Nein	Möglich	Möglich

Zusammenfassend ist in Tabelle 35 ein quantitativer und qualitativer Vergleich der verschiedenen Varianten dargestellt. Gewisse Kriterien bedürfen an dieser Stelle einer kurzen Erläuterung. Auch wird teils der Verweis zum entsprechenden Kapitel im Bericht angegeben.

Kriterium 2

Bei gleicher Auslegung der Komponenten gibt es im Betrieb hinsichtlich jährlicher Kapazität einen Unterschied zwischen einer 1-Linien- und einer 2-Linienanlage. Dies in Bezug auf die jährliche Revision der Linie, welche in dieser Studie mit einer Dauer von 3 Wochen eingeplant wurde. Bei einer 1-Linienanlage ist ab einem gewissen Zeitpunkt nach Revisionsstart der Bunker voll und es kann kein weiterer Kehrriecht angenommen werden. Bei einer 2-Linienanlage ist während der Revision einer Linie die andere Linie in Betrieb und es kann durchgehend, evtl. reduziert, Kehrriecht angenommen werden. Somit wurde bei der Jahresrechnung einer 2-Linienanlage mit einer erhöhten Jahreskapazität von ca. 125'000 t gerechnet.

Kriterium 3

Bei einer 2-Linienanlage wird bei planmässigen und ausserplanmässigen Stillständen einer Linie eine Redundanz geschaffen. Dies wirkt sich vorteilhaft auf Müllannahme/Entsorgungssicherheit, Fernwärmelieferung, Stromproduktion (Eigenbedarf) sowie auf Revision und Unterhalt aus. Dieses Kriterium wird umso wichtiger je älter die Anlage ist. Bei einer älteren Anlage werden längere Revisionsstillstände für grössere Sanierungen benötigt und die Wahrscheinlichkeit von ausserplanmässigen Stillständen steigt an.

Kriterium 4

Bei den Varianten 5a und 5b handelt es sich grösstenteils um eine Neuanlage auf grüner Wiese. Bei den anderen Varianten handelt es sich eher um neue Verfahrenstechnik in teils, bis mehrheitlich, bestehenden Gegebenheiten (Bau und Infrastruktur).

Kriterium 5

Detaillierte Herleitung Investitionskosten siehe Kapitel 7.

Kriterium 6

Die Kapazität während der Umbauphase ist abhängig davon, welche Ofenlinie(n) der Bestandesanlage und teilweise Neuanlage sich in Betrieb befindet, siehe Kapitel 10.1.

Kriterium 7

Die Herleitung der Umbauzeit ist in Kapitel 9 aufgeführt.

Kriterium 8

Hier wird der Unterschied des erwirtschafteten Ergebnisses während der Umbauzeit von 60 Monaten im Vergleich zur schlechtesten Variante (Variante 3a und 4a) dargestellt, siehe Kapitel 10.1.

Kriterium 9

Hier wird der Unterschied des Betriebsergebnis im Vergleich zur schlechtesten Variante (Variante 3a) dargestellt, siehe Kapitel 10.2.

Kriterium 10

Bei den Varianten auf grüner Wiese (Varianten 5a und 5b) ist der Zeitpunkt des Spatenstiches abhängig vom Zeitplan der Umlegung der ARA-Komponenten, siehe dazu Kapitel 9.

Kriterium 11

Bei den Varianten 3a und 4a muss der Nasskühlturm im Vergleich zu den anderen Varianten entweder verschoben oder um 90° gedreht werden. In dieser Studie wurde bei Variante 3a eine Verschiebung gewählt, was zu einer leichten Verletzung der Uferschutzzone führt. Im Prinzip wäre bei Variante 3a auch eine Drehung wie bei Variante 4a möglich, siehe dazu Kapitel 5.6. Die beiden Varianten 3a und 4a verhalten sich hinsichtlich Nasskühlturm identisch.

Bei Variante 4a ragt einer der beiden Elektrofilter in die Uferschutzzone, dies trotz verkürzter Ausführung des Filters, siehe Kapitel 3.3.3.

Kriterium 12

Eine Bunkererweiterung bringt den Vorteil einer Erhöhung der Müllagerkapazität mit sich. Bei Varianten 2c, 5a und 5b beträgt diese Erweiterung 1'780 m³, bei Variante 3a 1'500 m³. Hingegen ist die Erweiterung mit zusätzlichen Investitionskosten und erhöhter Komplexität während der Bauphase verbunden.

Kriterium 13

Bei den Varianten 1b bis 4a wird lediglich ein Streifen (ca. 800 m²) entlang des Fahrweges zum unteren/hinteren Teil der Anlage benötigt. Bei den Varianten 5a und 5b wird das maximal zur Verfügung gestellte Gelände (ca. 4'000 m²) benötigt, siehe dazu Kapitel 2.2.

Kriterium 14

Bei Varianten 2c und 3a tangiert die Ersatzanlage das Trübwasserbecken der ARA. Dieses muss daher entsprechend angepasst oder umgelegt werden. Bei Varianten 5a und 5b müssen alle Komponenten der ARA, welche sich im Perimeter der Variante 2 befinden, umgelegt werden.

Kriterium 15

Bei Varianten 5a und 5b müssen alle ARA-Komponenten gemäss Kriterium 14 umgelegt werden. Da sich auf dem Gelände, welches für die neue Platzierung der ARA-Komponenten vorgesehen ist, früher eine Deponie befand, sollte vorhergehend eine Altlastensanierung durchgeführt werden, siehe dazu Kapitel 9.

Kriterium 16

Bei Variante 2c ist keine durchgehende Fernwärme-Auskoppelung möglich, da am Standort der bestehenden Auskoppelung, früher als bei den anderen Varianten, Teile der Ersatzanlage (Rauchgasreinigung) errichtet werden, siehe Anhang 15.2.

Kriterium 17

Die Platzreserven werden detailliert in Kapitel 5.8 sowie Anhang 13 behandelt.

Kriterium 18

Allgemein kann festgehalten werden, dass der Bau im Bestand komplexer ist als der Bau auf grüner Wiese. Darüber hinaus gestaltet sich der Bau bei Varianten mit zwei Linien nochmals schwieriger als bei Varianten mit einer Linie. Dies wurde entsprechend bei den Kosten mittels eines Komplexitätsfaktors berücksichtigt, siehe Kapitel 7.1.

Kriterium 19

Dieses Kriterium bewertet die Zugänglichkeit für Betrieb, Wartung und Revision im Bereich der neuen Anlagentechnik. Bei Bau auf grüner Wiese können die Gebäude von Anfang an dementsprechend dimensioniert werden, wohingegen beim Bau im Bestand die vorgegebenen Räumlichkeiten berücksichtigt werden müssen. Die Raumausnutzung ist bei den Varianten mit zwei Linien höher, was zu weniger Freifläche und somit zu schlechterer Zugänglichkeit im Bereich der neuen Komponenten führt.

Kriterium 20

Die notwendigen Provisorien und die damit verbundenen Kosten sind in Kapitel 7.1.2 detailliert beschrieben.

Kriterium 21

Hier werden lediglich die Platzreserven auf dem Gelände der KVA hinsichtlich des grossen Bedarfs von CCS/CCU Komponenten beurteilt. Der zur Verfügung stehende allgemeine Platz wurde bereits in Kriterium 17 bewertet.

13. Ergebnis der Machbarkeitsstudie aus Sicht der I.C.E. AG

Es kann abschliessend festgehalten werden, dass die Machbarkeit der hier ausgearbeiteten sechs Varianten bei allen Varianten gegeben ist. Die Vor- und Nachteile werden im Kapitel 12 aufgezeigt.

Aus unserer Sicht bieten die Varianten auf grüner Wiese, insbesondere die Variante 5b, die meisten Vorteile. Darüber hinaus sind wir der Ansicht, dass die Komplexität des Baus einer Ersatzanlage im Bestand und bei fortlaufendem Teilbetrieb der Bestandesanlage während der Bauphase nicht zu unterschätzen ist.

Bei Variante 5b gibt es praktisch keine Schnittstellen zur Bestandesanlage. Es müssen aber die Platzverhältnisse und die Anordnung aller Komponenten nochmals eingehend geprüft werden, ebenso der Bauablauf und die bestehenden Werkleitungen im Baufeld sowie die Altlastensituation am designierten Standort der neuen Faulung. Trotzdem sind Variante 5b, gefolgt von Variante 5a, unsere Empfehlungen.

Falls aus gewissen Gründen das Turbinengebäude bei Variante 5b nicht auf dem Gelände der ARA gebaut werden könnte, wäre das heutige DENOX-Gebäude ein alternativer Standort für das neue Turbinengebäude. Um einen durchgehenden Betrieb zu gewährleisten wäre ein temporärer Anschluss der Ersatzanlage an die bestehende thermische Anlage erforderlich, bis die neue thermische Anlage fertiggestellt ist. Diese Alternative konnte auf Grund des sehr straffen Zeitplans nicht weiterverfolgt werden und sollte im Vorprojekt noch geprüft werden.

14. Anhänge

Anhang 1	Feuerungsleistungs-Diagramme
Anhang 2	Grobdimensionen der verfahrenstechn. Komponenten der Ersatzanlage
Anhang 3.1	Blockdiagramm 1 x 120'000 t/a
Anhang 3.2	Blockdiagramm 2 x 60'000 t/a
Anhang 4.1	Verfahrensfließbild Seite 1
Anhang 4.2	Verfahrensfließbild Seite 2
Anhang 5.1	Auslegung Kessel 1 x 120'000 t/a
Anhang 5.2	Auslegung Kessel 2 x 60'000 t/a
Anhang 6	WDK Berechnungsergebnisse
Anhang 7	Fernwärmeauskopplung und Stromproduktion
Anhang 8	Energieeffizienzberechnungen
Anhang 9	Variantenauswahl grobe Aufstellungsplanung
Anhang 9.1	Feuerungsleistungs-Diagramme
Anhang 9.2	Untervarianten detaillierte Aufstellungsplanung
Anhang 10.1-10.6	3D-Modelle Aufstellungsvarianten (.ifc Format nur im elektron. Anhang)
Anhang 11.1-11.6	Zeichnungsableitungen 3D-Modelle
Anhang 12	Aufstellungsplanung Turbine
Anhang 13	Platzreserven Bestandesanlage nach erfolgtem Bau der Ersatzanlage
Anhang 14	Machbarkeitsstudie Ersatzanlage KVA Turgi AFRY
Anhang 15.1-15.6	Umbauszenarien Ersatzanlage

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Luftaufnahme KVA Turgi (aktueller Stand) inkl. Verortung der wichtigsten Anlagenteile.	7
Abbildung 2: Modell bestehende Anlage (ohne RG-Wäscher, Kaminturm und Elektrofilter) ..	8
Abbildung 3: KVA Turgi mit 15 m breiter Uferschutzzone (rot eingefärbt)	9
Abbildung 4: Erweiterung Gelände KVA: Varianten 0-2 als Vorschlag des ABW	9
Abbildung 5: Feuerung und Kessel.....	14
Abbildung 6: Zweistufige Trockensorption	19
Abbildung 7: WDK-Schema für Auslegungsrechnungen.....	24
Abbildung 8: Jahresgangkurven der Fernwärmenetze FWS (inkl. RWB; links) und REFUNA (rechts).....	27
Abbildung 9: Anbindung an die Fernwärmenetze FWS und REFUNA	29
Abbildung 10: Wärmerückgewinnung aus dem Rauchgas.....	30
Abbildung 11: Schema eines wassergekühlten Oberflächenkondensators [1]	32
Abbildung 12: Einbindung Nasskühlturm in Flusswasserkühlung	34
Abbildung 13: Kühlgrenztemperatur (Approximation) in Funktion der Lufttemperatur und der relativen Luftfeuchtigkeit RH [4].....	36
Abbildung 14: Kennzahlen zur Dimensionierung von Nasskühltürmen [5]	36
Abbildung 15: Nachspeisemassenstrom zum Nasskühlturm in Funktion der Eindickung C ..	42
Abbildung 16: LUKO: Kondensationsdruck in Funktion des relativen, trockenen Massenstromes bei einer typischen LUKO-Auslegung (T_a = Umgebungstemperatur).....	42
Abbildung 17: Betriebsdatenauswertung: Lufttemperatur (links) und Abdampfdruck der Turbinen TG1 und TG2 (rechts) im Jahr 2022.	43
Abbildung 18: Grobe Abmessungen des benötigten luftgekühlten Kondensators (LUKO)	44
Abbildung 19: Fernwärmeauskopplung (links) und Stromerzeugung (rechts) der verschiedenen Betriebsfälle für den Fall mit RG-Rezirkulation und WAKO.....	50
Abbildung 20: Einlinienschema 1-Linienanlage, <i>Teil 1</i>	55
Abbildung 21: Einlinienschema 1-Linienanlage, <i>Teil 2</i>	55
Abbildung 22: Einlinienschema 2-Linienanlage, <i>Teil 1</i>	56
Abbildung 23: Einlinienschema 2-Linienanlage, <i>Teil 2</i>	56
Abbildung 24: Aufstellung Feuerung & Kessel und Elektrofilter Variante 1	61
Abbildung 25: Aufstellung Feuerung & Kessel und Elektrofilter Variante 2	61
Abbildung 26: Aufstellung Feuerung & Kessel und Elektrofilter Variante 3	62

Abbildung 27: Aufstellung Feuerung & Kessel und Elektrofilter Variante 4	62
Abbildung 28: Favorisierte Variante 1b.....	65
Abbildung 29: Favorisierte Variante 2c.....	65
Abbildung 30: Favorisierte Variante 3a.....	66
Abbildung 31: Favorisierte Variante 4a.....	66
Abbildung 32: Platzierung Transformator für Notstromdiesel (rotes Rechteck).....	69
Abbildung 33: Transformatorenräume 1-Linienanlage (grün).....	70
Abbildung 34: Transformatorenräume 2-Linienanlage (grün).....	70
Abbildung 35: Transformatorenräume bei 90° gedrehtem Nasskühlturm (Variante 4a)	71
Abbildung 36: Variante 5b: Transformatorenräume im unteren Bereich des neuen Energiegebäudes	71
Abbildung 37: EMSRL-Räume Variante 1b (hellblaue Gebäudeerweiterung mit 5 ersichtlichen Plattformen von insgesamt 7 Plattformen).....	73
Abbildung 38: EMSRL-Räume Variante 2c (violette Flächen).....	73
Abbildung 39: EMSRL-Räume Variante 3a (hellblaue Gebäudeerweiterung mit 5 ersichtlichen Plattformen von insgesamt 7 Plattformen).....	74
Abbildung 40: EMSRL-Räume Variante 4a – Teil 1 (hellblaue Gebäudeerweiterung mit 5 ersichtlichen Plattformen von insgesamt 7 Plattformen)	75
Abbildung 41: EMSRL-Räume Variante 4a – Teil 2	75
Abbildung 42: EMSRL-Räume Variante 5a (Plattformen in Magenta).....	76
Abbildung 43: EMSRL-Räume Variante 5b (Plattformen in Magenta und Plattformen in orange hinter gelber Fassade).....	77
Abbildung 44: Zeitplan Realisierung Ersatzanlage.....	100
Abbildung 45: Mülldurchsatz der einzelnen Varianten während der Umbauzeit in t/h	101
Abbildung 46: Unterschiede Betriebsergebnis während Umbauzeit (60 Monate).....	102
Abbildung 47: Sensitivitätsanalyse für Variante 5b	107

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Aktuelle Betriebsdaten	10
Tabelle 2: Emissionswerte Rohgas und Reingas.....	17
Tabelle 3: WDK-Auslegungsgrundlagen	22
Tabelle 4: Übersicht der betrachteten Betriebsfälle.	25
Tabelle 5: Jährliche Betriebsdauer und Fernwärme-Leistungen der Netze FWS und REFUNA für die verschiedenen Betriebsfälle.....	27
Tabelle 6: Vorlauftemperaturen und Rücklauftemperaturen der Fernwärmenetze FWS und REFUNA für die verschiedenen Betriebsfälle	28
Tabelle 7: Umweltbedingungen im Ausnahmefall	33
Tabelle 8: Nasskühlturmauslegung: Erreichbare Leistung in Funktion der Baugrösse bei konstanter Kühlleistung von 33.8 MW	37
Tabelle 9: Nasskühlturbetrieb (100 % rel. Fläche) bei Kühlleistungen von 33.8 MW (Dampfturbine in Betrieb) und 49.5 MW (Dampfturbine ausser Betrieb)	39
Tabelle 10: Zusammenfassung der Auslegungsdaten für die Betriebsfälle BF6 und BF7	40
Tabelle 11: Benötigte Nachspeisemassenströme in den Nasskühlturm für verschiedene Betriebsfälle	41
Tabelle 12: Für die WDK-Berechnung verwendete Abdampfdrücke (und entsprechende Abdampftemperaturen) für die verschiedenen Betriebsfälle	45
Tabelle 13: Elektrische Erzeugungsleistung	46
Tabelle 14: Thermische Exportleistung (Fernwärmeauskopplung)	47
Tabelle 15: Zeitliche Gewichtung der Betriebsfälle	49
Tabelle 16: Bedarfsdeckungsgrade Fernwärmeauskopplung für Betriebspunkte BF1 bis BF5 (für den Fall mit WAKO und RG-Rezirkulation; gerundete Werte)	50
Tabelle 17: Energienutzung, Energierückgewinnung pro Tonne Abfall, ENE und R1-Faktor der Bestandsanlage (2021) und der Ersatzanlage (verschiedene Anlagenkonfigurationen).....	51
Tabelle 18: Benötigte Flächen EMSRL Technik	58
Tabelle 19: Übersicht aller freistehenden Gebäudeteile, mit einem x markiert, der Bestandesanlage nach Bau Ersatzanlage	78
Tabelle 20: Investitionskosten gemäss eBKP-H, inkl. W&S, ohne Teuerung, Preisbasis 2022	82
Tabelle 21: Kosten für Rückbau Verfahrenstechnik	84
Tabelle 22: Kosten für Provisorien, welche während der Umbauphase benötigt werden	84
Tabelle 23: Investitionskosten für Feuerung und Kessel.....	85

Tabelle 24: Investitionskosten für Rauchgasreinigung	87
Tabelle 25: Investitionskosten für Nebenanlagen	88
Tabelle 26: Investitionskosten für Energienutzung.....	90
Tabelle 27: Investitionskosten für Elektro- & Leittechnik.....	91
Tabelle 28: Genehmigungs- und Planungskosten, Unvorhergesehenes.....	92
Tabelle 29: Kosten Werterhaltungs- und Sanierungsmassnahmen Verfahrenstechnik	93
Tabelle 30: Total Investitionskosten Verfahrenstechnik und EMSRL-Technik.....	94
Tabelle 31: Vergleich Investitionskosten und Auslegung Ersatzanlage Studie 2017 versus 2023	96
Tabelle 32: Bauzeiten und Meilensteine Realisierung Ersatzanlage	100
Tabelle 33: Betriebsergebnis nach Umbau Ersatzanlage – Basis.....	103
Tabelle 34: Betriebsergebnis nach Umbau Ersatzanlage – erhöhte Energiepreise.....	106
Tabelle 35: Quantitativer und qualitativer Variantenvergleich	111

Literaturverzeichnis

- [1] K. Strauss, Kraftwerkstechnik, Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2016.
- [2] Schweizerische Eidgenossenschaft, "Gewässerschutzverordnung (GSchV) vom 28. Oktober 1998 (Stand am 1. Januar 2023; SR 814.201)".
- [3] M. Theiler and P. Zeller, "Abklärungen Flusswasserkühlung - Im Rahmen der Machbarkeitsstudie KVA Turgi 2030," 2022.
- [4] R. Stull, "Wet-Bulb Temperature from Relative Humidity and Air Temperature," *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, vol. 50, no. 11, 2011.
- [5] Chemical Engineering Site, "Cooling Tower Efficiency Calculations," [Online]. Available: <https://chemicalengineeringsite.in/cooling-tower-efficiency-calculations/>. [Accessed 16 Juni 2023].
- [6] Schweizerische Eidgenossenschaft (BAFU, BFE) und VBSA, Einheitliche Heizwert- und Energiekennzahlenberechnung der Schweizer KVA nach europäischem Standardverfahren (Resultate 2021), 2022.