

Adressat

KVA Linth, z.Hd. Herrn Walter Furgler
Im Fennen 1a, 8867 Niederurnen

Dokumententyp

Machbarkeitsstudie

STRATEGISCHE PLANUNG ERSATZ FEUERUNG UND KESSEL LINIE 2

KVA LINTH



**MACHBARKEITSSTUDIE ERSATZ FEUERUNG UND
KESSEL LINIE 2
KVA LINTH**

Version	110
Datum	17. November 2016
Erstellt von	STSC, KRME
Überprüft von	MBR, URSD; PEAL
Genehmigt von	MBR
Beschreibung	Machbarkeitsstudie über den altersbedingten Ersatz von Feuer- ung und Kessel Linie 2 der KVA Linth

INHALT

ZUSAMMENFASSUNG	4
1. EINLEITUNG	9
1.1 Hintergrund	9
1.2 Vorgehensweise	9
2. DEFINITION DER ZU UNTERSUCHENDEN VARIANTEN	10
2.1 Ist-Zustand KVA Linth	10
2.2 Definition Standorte und zu untersuchende Varianten	11
2.2.1 Definition Standorte Kessel und Turbine	11
2.2.2 Definition zu untersuchende Ersatzvarianten	12
3. DETAILLIERUNG DER VARIANTEN	14
4. PROZESS- UND FERNWÄRME SZENARIO	15
5. KESSELFahrweise DER VERSCHIEDENEN VARIANTEN	16
5.1 Variante C	16
5.2 Variante A	16
5.3 Variante B	16
6. DEFINITION ENDZUSTAND	19
7. INVESTITIONSSZENARIO BIS 2050	21
8. INVESTITIONEN	22
8.1 Abschätzung Investitionskosten	22
8.1.1 Kosten für Feuerung, Kessel und Turbogruppe	22
8.1.2 Kosten für Umbau- und Anpassungsarbeiten	22
8.1.3 Opportunitätskosten für Stillstandszeiten	23
8.1.4 Investitionskostentabelle	24
8.2 Investitions- und Reinvestitionskosten bis 2050	25
8.3 Abschreibungen und Kapitalkosten	26
9. BETRIEBSKOSTEN UND ERTRÄGE	27
9.1 Betriebskosten und Erträge	28
10. BEWERTUNG DER VARIANTEN	29
10.1 Zusammenfassung Kosten	29
10.2 Auswertung Betriebs- und Investitionskosten	29
10.3 Sensitivitätsanalyse	30
10.3.1 Abfallpreis 130 CHF/t; Strompreis 40 CHF/MWh	30
10.3.2 Abfallpreis 135 CHF/t und 80 CHF/t; Strompreis 40 CHF/MWh	32
11. FAZIT UND EMPFEHLUNG	33
11.1 Ausblick	Fehler! Textmarke nicht definiert.
12. ANHANG	34
12.1 Schnittstellenliste	34
12.1.1 Übersicht Schnittstellenliste	34
12.1.2 Schnittstellenliste Ersatz Kessel L2	35
12.2 Umbauszenario Variante A	39
12.3 Erläuterung Investitionskosten 2020	42
12.4 Erläuterung Investitions- und Reinvestitionskosten bis 2050	43
12.5 Betriebskosten	44
12.6 Erläuterung Abschätzung Betriebskosten und Erträge	46

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

TG	= Turbogruppe (Turbine, Getriebe, Generator, Kühler)
L1 oder L2	= Linie 1 oder 2
RGR	= Rauchgasreinigung
FW	= Fernwärme

ZUSAMMENFASSUNG

Feuerung/ Kessel der Linie 2, sowie die Turbogruppe 2 der KVA Linth müssen altersbedingt in den kommenden Jahren ersetzt werden. Die vorliegende Studie untersucht folgende Aspekte des Ersatzes:

1. Mögliche Standorte für Feuerung/ Kessel der Linie 2 und die neue Turbine
2. Konzept und Abmessungen der neuen Feuerung/ Kessel und Turbine
3. Investitionsszenario: Alle Investitionen, die zwischen 2020 und 2050 anfallen
4. Grobkostenschätzung
5. Bewertung der Varianten

1. Standorte

Untersuchungen zu möglichen Ersatzstandorten ergeben, dass Feuerung/ Kessel der Linie 2 am bestehenden Standort ersetzt werden sollten. Die Gründe dafür sind:

- Minimierung der Ausfallzeiten
- Teile der bestehenden Anlagenstruktur (Bau, Stahlbau, Verfahrenstechnik) können weiter verwendet werden
- Die Einheitlichkeit der Anlage bleibt bestehen (Kessel 1 steht neben Kessel 2)

Alternativ hätten Feuerung/ Kessel an den jetzigen Standorten von Turbine 1 oder 2 errichtet werden können. Diese Standorte werden jedoch aus folgenden Gründen ausgeschlossen:

- Zerstückelung der Anlage
- Der Umbau ist sehr aufwendig (keine geeigneten Standorte für die neue Turbine und den neuen LuKo, neu erbautes Turbinengebäude wird nicht weiterverwendet)

Aus Effizienzgründen soll in Zukunft nur noch eine grosse Turbine den Dampf beider Verbrennungslinien verstromen. Die neue Turbine wird vorzugsweise am bestehenden Standort Turbine 1 errichtet. Auch hier wird die Alternative (Errichtung am Standort bestehende Turbine 2) ausgeschlossen. Hauptgrund ist, dass die vorhandene Infrastruktur weiterbenutzt werden kann.

2. Konzept und Abmessungen

Der bestehende Kesseltyp hat sich bewährt und hat den Vorteil, dass viel der vorhandenen Anlagenstruktur erhalten bleiben kann. Der neue Kessel soll daher wieder ein 5-Zug Vertikalkessel sein. Es werden drei mögliche Ersatzvarianten untersucht, die sich in der Auslegung unterscheiden:

Variante A: **6,5 t/h, Dampfparameter unverändert (39 bar, 394°C)**

1:1-Ersatz von Feuerung/Kessel der Linie 2.

Variante B: **11,3 t/h, Dampfparameter unverändert (39 bar, 394°C)**

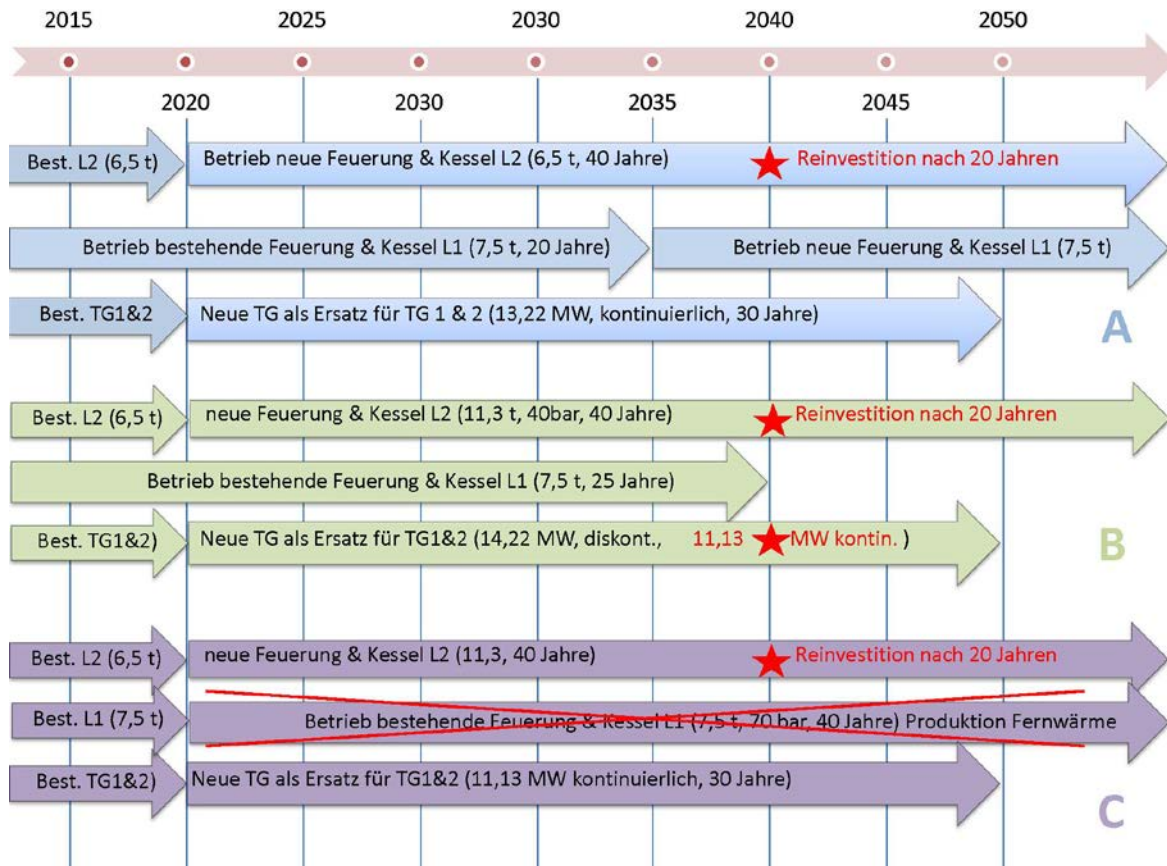
Es besteht das Risiko, dass das Abfallaufkommen in den nächsten Jahren von aktuell 115 kt auf 90 kt pro Jahr sinken wird. Es könnte daher aus Kosten- und Effizienzgründen sinnvoll sein, nur eine Linie zu betreiben, die für 90 kt/a (11,3 t/h) ausgelegt ist.

Variante C: **11,3 t/h, Dampfparameter verändert (70 bar, 425°C)**

Wie in Variante B wird ein grösserer Kessel eingesetzt. Zudem werden die Dampfparameter erhöht um die Effizienz der Stromproduktion zu steigern.

3. Investitionsszenario

Um die Varianten miteinander zu vergleichen, werden alle Investitionen betrachtet, die zwischen 2020 und 2050 für beide Verbrennungslinien und die Turbine anfallen:



Das Investitionsszenario basiert auf folgenden Annahmen (Ausgangsszenario):

Für alle Varianten gilt:

- Der Ersatz Feuerung/ Kessel der Linie 2 sowie der Turbogruppe erfolgt 2020.
- Nach 20 Jahren wird eine 100%ige Reinvestition für Feuerung/ Kessel Linie 2 fällig, um sie weitere 20 Jahre betreiben zu können.

Für Feuerung/ Kessel der Linie 1 gilt:

Variante A: Wird bis 2035 betrieben, bevor sie ersetzt werden muss.

Variante B: Durch den Betrieb in Teillast verlängert sich ihre Lebensdauer bis 2040, allerdings wird sie danach nicht ersetzt.

Variante C: Kann wegen der veränderten Dampfparameter nicht mehr zur Stromproduktion eingesetzt werden. Die notwendige Auslastung von 50% ist bei reiner Fernwärme- und Dampfproduktion zu keinem Zeitpunkt gegeben.

4. Grobkostenschätzung

Um die beste Variante zu wählen, werden die Investitionskosten, die Betriebskosten und die zu erzielenden Erträge verglichen. Folgende Investitionen fallen zum Ersatzzeitpunkt an:

Investitionskosten [Mio. CHF]	Variante A	Variante B	Variante C
Investitionskosten zum Ersatzzeitpunkt	52,2	63,6	65,8

5. Bewertung der Varianten

Der Vergleich der Varianten erfolgt mittels Kapitalwert (Nettobarwert). Für die Abschätzung der Betriebskosten und Erträge werden folgende Annahmen zu Grunde gelegt:

Detaillierung des Ausgangsszenarios	Variante A	Variante B	Variante C
Stromproduktion	+ / - 0%	+ / - 0%	+ 4%
Betrieb bestehende Linie 1	Volllast	Teillast	ausser Betrieb
Jahresdurchsatz in kt			
2020 – 2040	115	120	90
2040 – 2050	115	90	90

Für das Ausgangsszenario ergeben sich damit folgende Resultate:

Vergleich Kapitalwert [Mio. CHF]	Variante A	Variante B	Variante C
Ausgangsszenario	34,8	32,0	-10,5

Im Ausgangsszenario schneidet Variante A am besten ab. Hauptgrund dafür ist, dass fast gleich viel Abfall umgesetzt wird wie in Variante B, die Investitionskosten in 2020 jedoch deutlich geringer sind. Bei Variante C zeigt sich, dass die Stilllegung der Linie 1 den Anlagenbetrieb unrentabel werden lässt.

Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wird geprüft, wie sich Veränderungen von Abfallaufkommen, Strompreis, Abfallerlös und Investitionskosten auswirken. Dabei zeigt sich, dass die Variation von Abfallerlös und Strompreis zu keiner Veränderung der Rangfolge führt. Anders sieht es aus, wenn die Lebensdauer der Linie 1 und das Abfallaufkommen variieren:

Vergleich Kapitalwert [Mio. CHF]	Variante A	Variante B	Variante C
Veränderte Parameter:			
115 kt immer erhältlich	34,8	23,4	-10,5
90 kt ab 2020	-15,7	-11,9	-10,5
115 kt bis 2030, danach 90 kt	5,7	9,5	-10,5
115 kt bis 2040, danach 90 kt	25,1	23,4	-10,5
Feuerung/Kessel Linie 1 sind für Variante B bis 2045 einsatzfähig.	34,8	40,5	-10,5
Änderung des Abfallpreises: 0-65 kt/Jahr: 135 CHF/t, >65 kt/Jahr: 80 CHF/t			
Veränderte Parameter:			
Ausgangsszenario	-15,0	-14,5	-31,9
Feuerung und Kessel Linie 1 sind für Variante B bis 2045 einsatzfähig.	-15,0	-10,8	-31,9
Strompreis fällt von 40 auf 30 CHF/MWh	-34,3	-33,2	-47,1
Strompreis steigt von 40 auf 50 CHF/MWh	4,4	4,2	-16,7
Abfallpreis fällt von 135 auf 130 CHF/t (0-65kt/Jahr)	-22,4	-22,0	-39,2
Abfallpreis steigt von 135 auf 140 CHF/t (0-65kt/Jahr)	-7,5	-7,1	-24,6

Der Vergleich der Kapitalwerte zeigt, dass eine Umstellung auf neue Dampfparameter (Variante C) sich nur lohnt, wenn ab 2020 das Abfallaufkommen auf 90 kt pro Jahr fällt. Sind mehr als 115 kt Abfall pro Jahr erhältlich, schneidet Variante A am besten ab. Bei einem Rückgang des Abfallaufkommens im Jahr 2030 erreicht Variante B den höchsten Kapitalwert. Diese Variante schneidet zudem am besten ab, wenn Linie 1 bis 2045 im Einsatz bleiben kann.

Die Auswahl der geeignetsten Variante ist somit stark von den zu erwartenden Randbedingungen abhängig:

Variante A: Diese Variante empfiehlt sich, wenn davon ausgegangen wird, dass in den kommenden Jahren mindestens 115 kt Abfall pro Jahr verfügbar sind.

Weitere Vorteile:

- Geringere Risiken, da ein wesentlicher Anteil der bestehenden Anlagenstruktur weiterverwendet werden kann. Die Kosten des Umbaus können daher besser eingeschätzt werden, als in den anderen Varianten.
- Die Umbauzeit kann im Vergleich zu den anderen Varianten reduziert werden.

Variante B: Diese Variante empfiehlt sich, wenn davon ausgegangen wird, dass

- das Abfallaufkommen im Jahr 2030 fällt
- genügend Abfall vorhanden ist und Linie 1 bis 2045 betrieben werden kann.

Weitere Vorteile:

- Höhere Flexibilität; z.B. kann während dem Stillstand einer Linie die andere Linie mit voller Auslastung betrieben werden. Bei einer Erhöhung der Abfallmenge auf über 120 kt pro Jahr bietet die Anlage ausreichend Kapazität.
- Bei kurzfristigem Rückgang der Abfallmenge auf 90 kt pro Jahr schneidet sie besser ab als Variante A
- Es besteht eine Chance auf die höchsten Gewinne → Kapitalwert von 40 Mio. möglich

Variante C: Diese Variante empfiehlt sich, wenn davon ausgegangen wird, dass das Abfallaufkommen im Jahr 2020 auf 90 kt fällt.

Weitere Vorteile:

- Hohe energetische Nettoeffizienz der Gesamtanlage
- Weitere energetische Optimierungsmaßnahmen müssen nur an einer Linie vorgenommen werden. Die damit verbundenen Investitionskosten sind somit deutlich geringer.

1. EINLEITUNG

1.1 Hintergrund

Der bestehende Kessel der Linie 2 und die Turbogruppe 2 wurden 1982 errichtet. Diese Komponenten sollen in ungefähr 5 Jahren altersbedingt ersetzt werden. Zur Vorbereitung dieses Ersatzes untersucht die vorliegende Machbarkeitsstudie verschiedene Ersatzvarianten und Zukunftsszenarien für Kesselfahrweisen, Fernwärmeabsatz und Abfallaufkommen.

Grundsätzliches Ziel dieser Machbarkeitsstudie ist es, die Anlagenbetreiber der KVA Linth dabei zu unterstützen zwischen unterschiedlichen Ersatzvarianten eine strategisch sinnvolle, ökonomisch interessante wie auch energetisch effiziente Wahl zu treffen.

1.2 Vorgehensweise

Phase 1, Definition der zu untersuchenden Varianten (Kapitel 2)

Fokus der ersten Phase ist die Findung und Festlegung verschiedener zu untersuchender Ersatzvarianten. Dazu wird in einem ersten Schritt der Ist-Zustands der KVA Linth analysiert. Darauf aufbauend wird der Standort des neuen Kessels Linie 2, der Standort der neuen Turbogruppe sowie die groben technischen Spezifikationen - wie angestrebter Durchsatz und Dampfparameter - festgelegt. Diese Phase wurde mit einer gemeinsamen Sitzung der KVA Linth und Ramboll am 2.12.15. abgeschlossen.

Phase 2, Detaillierung der Varianten (Kapitel 3 bis 6)

In dieser Phase werden die in Phase 1 grob definierten Ersatzvarianten genauer ausgearbeitet und auf ihre Machbarkeit hin untersucht. Teil davon ist die Untersuchung des zukünftigen Bedarfs an Prozess- und Fernwärme sowie die Betrachtung möglicher Kesselfahrweisen. Abschluss der Phase ist die Definition des Endzustands der Varianten, auf dem alle weiteren Untersuchungen beruhen.

Phase 3, Investitionen (Kapitel 7 und 8)

Ausgangslage ist ein Investitionsszenario für 2020-2050 in dem die Ersatzzeitpunkte und die Reinvestitionszeitpunkte festgelegt werden. Basierend auf einer Schnittstellenliste und einem Umbauszenario werden die Investitionskosten abgeschätzt. Abschliessend werden die Abschreibungen der Investitionen und die Kapitalkosten berechnet.

Phase 4, Erlöse und Betriebskosten (Kapitel 9)

In dieser Phase werden die Betriebskosten und Erlöse der Varianten betrachtet, unter Berücksichtigung der variantenabhängigen Implikationen auf Kesselfahrweise, Personal und Unterhalt.

Phase 5, Bewertung der Varianten (Kapitel 10 und 11)

In dieser letzten Phase werden die Varianten mittels Kapitalwert untersucht und verglichen. Zusätzlich wird eine Sensitivitätsanalyse mit unterschiedlichen Abfallaufkommen, Strompreisen, Abfallerlösen und Investitionskosten vorgenommen. Abschliessend werden diese ausgewertet und in einem Fazit inklusive Empfehlung zusammengefasst.

Phase 1

2. DEFINITION DER ZU UNTERSUCHENDEN VARIANTEN

2.1 Ist-Zustand KVA Linth

Die KVA Linth steht in Niederurnen und behandelt auf zwei Verbrennungslinien 113'383 t Abfall pro Jahr (Stand 2014). Der Kessel von Linie 1 wurde 2001 errichtet und erreicht einen Durchsatz von 7.5 t Abfall pro Stunde. Der Kessel von Linie 2, der im Hauptfokus der vorliegenden Studie steht, wurde 1982 errichtet, 2001 und 2005 saniert und erreicht einen Durchsatz von 6.5 t/h. Bei beiden Kesseln handelt es sich um 5-Zug-Vertikal-Kessel.

Der Frischdampf der beiden Kessel wird in zwei zweistufigen Turbinen verstromt. Turbogruppe 1 (TG1) wurde 1998 errichtet und besitzt eine Wirkleistung von 7.4 MW. Turbogruppe 2 (TG2), deren Ersatz in dieser Studie ebenfalls untersucht wird, wurde 1982 errichtet und verfügt über eine Nennleistung von 5.1 MW.

Die Frischdampf-Verteiler sind zusammengeschlossen wobei ein grösserer Teil des Frischdampfes in TG1 verstromt wird. Die momentanen Frischdampfparameter beider Kessel betragen ca. 390°C und 39 bar.

Der Abdampf von TG1 wird in LUKO 1 mit 2x3 Feldern kondensiert und der Abdampf von TG2 in LUKO 2 mit 1x3 Feldern. Beide LUKOs befinden sich direkt auf dem Dach oberhalb der entsprechenden Turbine (Anordnung der Komponenten in Abbildung 1).

Im Geschäftsjahr 2014/2015 wurden 81'713 MWh Elektrizität erzeugt und 2'176 MWh Fernwärme abgegeben. Zurzeit ist die KVA Linth dabei ihr Fernwärmenetz auszubauen, sodass für die Zukunft mit einer deutlich höheren Fernwärmeabgabe zu rechnen ist.

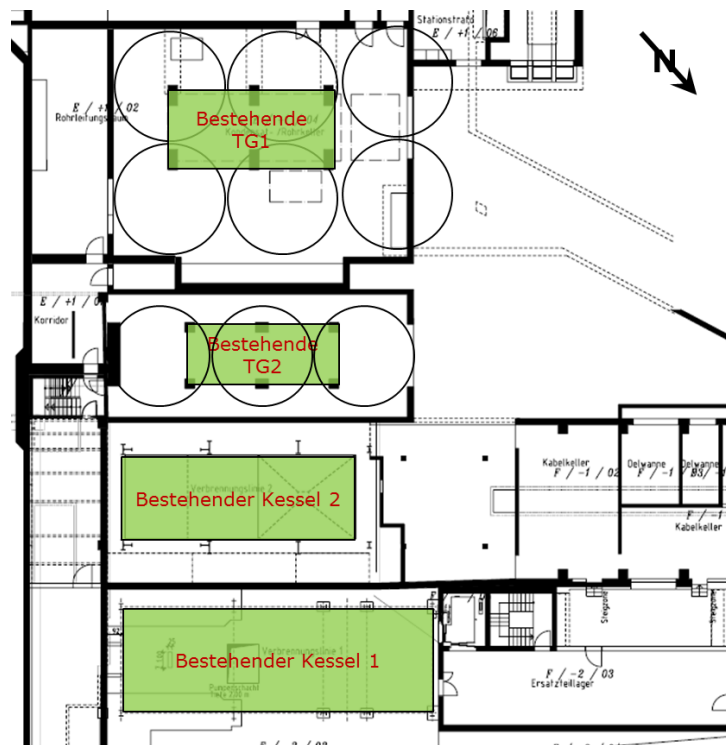


Abbildung 1: Anordnung der bestehenden Kessel und Turbogruppen der KVA Linth heute. Die beiden LUKOs sind schematisch dargestellt und befinden sich auf dem Dach des jeweiligen Turbinengebäudes.

2.2 Definition Standorte und zu untersuchende Varianten

Das folgende Kapitel beschreibt die Vorgehensweise und den Findungsprozess des Standorts und der im weiteren Verlauf untersuchten Varianten.

2.2.1 Definition Standorte Kessel und Turbine

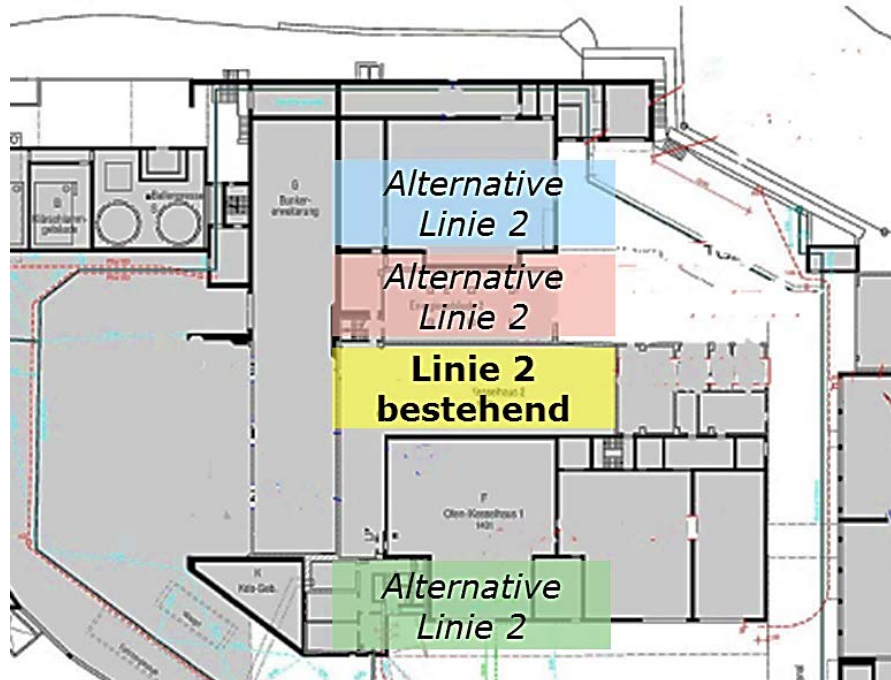


Abbildung 2: Diskutierte Standorte für den Ersatz Kessel L2

Tabelle 1: Bewertung der einzelnen Standorte in gleicher Reihenfolge wie Abbildung 2.

Standort Kessel	Bewertung	
	+	-
Turbinengebäude 1	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ausreichend Platzverhältnisse ▪ direkter Anschluss an Bunker möglich 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Abriss der grosszügig bemessenen und relativ neuen Energiezentrale erforderlich ▪ Weiterverwendung bestehender E-Filter L2 wahrscheinlich nicht möglich ▪ Neuer Standort für Turbine erforderlich
Turbinengebäude 2	<ul style="list-style-type: none"> ▪ direkter Anschluss an Bunker möglich ▪ bestehender E-Filter L2 kann weiterverwendet werden 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine ausreichenden Platzverhältnisse
Kessel Linie 2 (Entscheid für diesen Standort)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ beide Linien stehen nach wie vor nebeneinander ▪ Anschluss E-Filter leicht möglich 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Neuer Kessel kann nicht parallel zum Weiterbetrieb bestehender Kessel L2 errichtet werden
Kommandoraum		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kommandoraum, Notentschlackung und div. anderen Räume im Weg ▪ Keine direkte Beschickung von momentanen Bunker aus möglich

Abbildung 2 zeigt die möglichen Standorte für den Ersatz des Kessels Linie 2. Hierbei wird die Variante „Kommandoraum“ bereits in der ersten groben Auswertung gestrichen, da eine Kollision mit dem Kommandoraum vorliegt und die Beschickung erschwert wird.

Die verbleibenden drei Alternativen werden weiter ausgewertet und am 2. Dezember 2015 zusammen mit den Betreibern der KVA Linth diskutiert um die Standorte für den neuen Kessel und die neue Turbine festzulegen.

Aufgrund der Auswertungen und Argumente (siehe Tabelle 1) wurden folgende Standort gewählt:

▪ **Standort Kessel**

Hier wurde **die Variante „Kessel Linie 2“** gewählt. Das heisst, der neue Kessel wird am bisherigen Standort ersetzt.

Die beiden anderen Standorte werden vor allem verworfen, da der Umbau sehr aufwändig ist und zu einer weiteren gebäudetechnischen Zerstückelung der Anlage führen würde. Für den Standort „Turbinengebäude 1“ hätte die relativ neue und grosszügig bemessene Energiezentrale entfernt und neu aufgebaut werden müssen. Dies hätte auch die Schwierigkeit zur Folge, dass es für diesen Neubau nur mangelhaft geeignete Standorte gibt. Beim Standort „Turbinengebäude 2“ hingegen sind die Platzverhältnisse nur sehr knapp ausreichend gewesen. Zudem würden in beiden ausgeschlossenen Standorten die Kessel nicht mehr nebeneinander stehen. Angestrebt ist ein einzelnes grosses Kesselhaus und eine einzelne Energiezentrale.

▪ **Standort Turbine**

Die neue Turbine soll am **Standort „Turbinengebäude 1“** errichtet werden und wird die zwei bestehenden TG1 und TG2 ersetzen. TG2 soll vollständig rückgebaut und soweit möglich sowohl TG2 als auch TG1 verkauft werden. Das Beibehalten einer zweiten Turbine als Redundanz wird aus Kostengründen und mangels Bedarf ausgeschlossen.

2.2.2 Definition zu untersuchende Ersatzvarianten

Zudem wurden auch die weiter zu untersuchenden Ersatzvarianten definiert (siehe Tabelle 2).

Tabelle 2: Übersicht über die definierten und im Folgenden ausgewerteten Ersatzvarianten.

Variante A	Variante B	Variante C
1:1-Ersatz 6,5 t/h Kessel, Dampfparameter unverändert (39 bar, 394°C)	11,3 t/h Kessel, Dampfparameter unverändert (39 bar, 394°C)	11,3 t/h Kessel + Dampfparameter verändert (70 bar, 425°C)

Bei **Variante A** handelt es sich um einen 1:1-Ersatz mit einem Kessel gleicher Kapazität.

Variante B beinhaltet einen grösseren Kessel. Die KVA Linth rechnet langfristig mit einer Reduktion des Abfallaufkommens und möchte daher eine Ersatzvariante betrachten, bei der die Gesamtkapazität der Anlage bei ca. 90 kt liegt.

Variante C basiert auf denselben Kesseldimensionen wie Variante B. Zusätzlich werden die Dampfparametern optimiert um bei gleichem Abfalldurchsatz die Effizienz der Turbine deutlich zu steigern.

Aufgrund der Platzverhältnisse und der guten Erfahrung mit den aktuellen Kesseln, soll der neue Kessel wieder ein 5-Zug-Vertikal-Kessel sein. Die Vorteile eines Horizontalkessels – bessere Abreinigung und entsprechend längere Reisezeiten - hätten die damit verbundenen Nachteile - eventuell Verschieben von E-Filter und Druckluftzentrale sowie höhere Investitionskosten - nicht aufgewogen.

Die Anordnungen der neuen Komponenten zueinander sind in der folgenden Abbildung 3 dargestellt. In allen drei Varianten wird TG2 rückgebaut und TG1 durch eine neue Turbogruppe ersetzt.



Abbildung 3: Schematische Darstellung der Umsetzung der Varianten. Variante A links und breiterer Kessel der Varianten B und C rechts im Bild. Bestehende TG2 wird rückgebaut.

Phase 2

3. DETAILLIERUNG DER VARIANTEN

Um die definierten Varianten A, B und C genauer zu untersuchen werden diese weiter spezifiziert. Diese Spezifikationen sind in der unten stehenden Tabelle erfasst.

Relevanteste Festlegung hierbei ist die Turbinengrösse für Variante B, die neben dem gesamten Frischdampf der neuen Linie 2 auch 50 % der maximal möglichen Frischdampfproduktion der bestehenden Linie 1 aufnehmen kann. Das langfristige Ziel für Variante B ist, den Abfalldurchsatz auf insgesamt 90 kt Abfall pro Jahr zu reduzieren und somit Linie 1 in Zukunft nicht mehr zu ersetzen. Daher wird die Turbinengrösse nicht grösser gewählt obwohl weitere Kesselkapazität vorhanden wäre.

In Variante C kann der Dampf der bestehenden Linie 1 auf Grund der angepassten Dampfparameter nicht verstromt werden.

Tabelle 3: Spezifizierte Varianten A bis C.

Variante A		Variante B	Variante C
1:1-Ersatz, 6,5t/h Kessel		11,3 t/h Kessel	11,3 t/h Kessel + Änderung Dampfparameter
Feuerung und Kessel	<ul style="list-style-type: none">Der bestehende Kessel L2 wird durch einen neuen 5-Zug-Vertikal-Kessel ersetzt.		
	<ul style="list-style-type: none">Die Dimensionen des Kessels bleiben gleich.	<ul style="list-style-type: none">Der neue Kessel ist breiter als der bestehende Kessel.	
	<ul style="list-style-type: none">Der neue Kessel ermöglicht weiterhin einen Durchsatz von 6.5 t/h.	<ul style="list-style-type: none">Der neue Kessel ermöglicht einen höheren Durchsatz von 11, 3 t/h.	
	<ul style="list-style-type: none">Kessel L1 bleibt bestehen.		
Turbine /WDK	<ul style="list-style-type: none">Die bestehende TG1 wird durch eine neue Turbine ersetzt.		
	<ul style="list-style-type: none">Die bestehende TG2 wird vollständig rückgebaut.		
	<ul style="list-style-type: none">Die aktuellen Dampfparameter werden bei 39 bar 394°C beibehalten oder nur leicht angepasst.		<ul style="list-style-type: none">Die Dampfparameter werden auf 70 bar und 425°C erhöht.
	<ul style="list-style-type: none">Die neue Turbine kann den kombinierten Dampf von Kessel L1 und L2 vollständig verstromen.	<ul style="list-style-type: none">Die neue Turbine kann den gesamten Dampf vom neuen Kessel L2 und 50% vom alten Kessel L1 vollständig verstromen.	<ul style="list-style-type: none">Die neue Turbine kann den Dampf vom neuen Kessel L2 vollständig verstromen.

Phase 2

4. PROZESS- UND FERNWÄRME SZENARIO

Im folgenden Kapitel wird der prognostizierte Bedarf an Fern- und Prozesswärme beschrieben.

Dabei wird davon ausgegangen, dass

- 1.) in Zukunft ca. 25 GWh Fernwärme im Jahr abgesetzt werden.
Zur Modellierung werden hierfür die Jahresganglinien der Fernwärmeabgabe vom Geschäftsbericht 2014/2015 verwendet und auf 25 GWh/a hochskaliert (Juli – Dezember auf Basis Daten 2014, Januar – Juni auf Basis Daten 2015).
- 2.) in der Anlage das ganze Jahr Wärme- und Dampfverbraucher mit einer Leistung von 3.3 MW bedient werden müssen (Wert basierend auf Rytec Untersuchung für 2009). Bei einem konstanten Bedarf über das gesamte Jahr resultiert daraus ein Energiebedarf von 28 GWh_{th}/a.

Daraus ergibt sich der in Abbildung 4 aufgezeigte Bedarf an Prozess- und Fernwärme. Der Bedarf hat einen Höhepunkt im Februar mit ungefähr 9.25 MW aufgrund der benötigten Heizenergie. Im Sommer sinkt der Bedarf auf ca. 4 MW ab, wobei es sich hier vor allem um KVA-internen Wärmeverbraucher handelt.

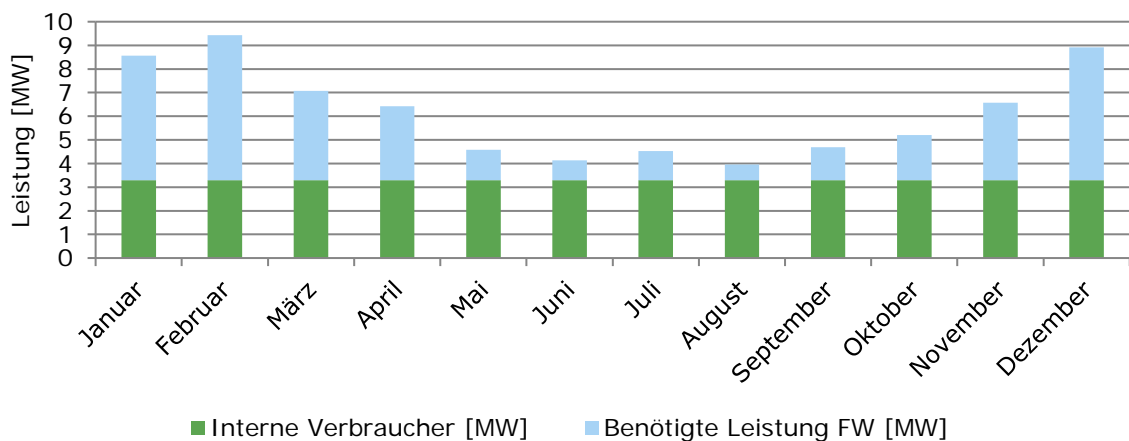


Abbildung 4: Benötigte Leistung zur Erzeugung von Prozess- und Fernwärme über das Jahr.

Phase 2

5. KESSELFahrweise DER VERSCHIEDENEN VARIANTEN

Im folgenden Kapitel werden die möglichen Kesselfahrweisen der jeweiligen Variante untersucht.

5.1 Variante C

In dieser Variante kann Kessel L1 aufgrund der neu gewählten Dampfparameter nur für die Bereitstellung von Fern- und Prozesswärme verwendet werden. Daraus ergibt sich folgende Fahrweise, die auf den Ergebnissen des Prozess- und Fernwärme-Szenarios Abbildung 4 beruht:

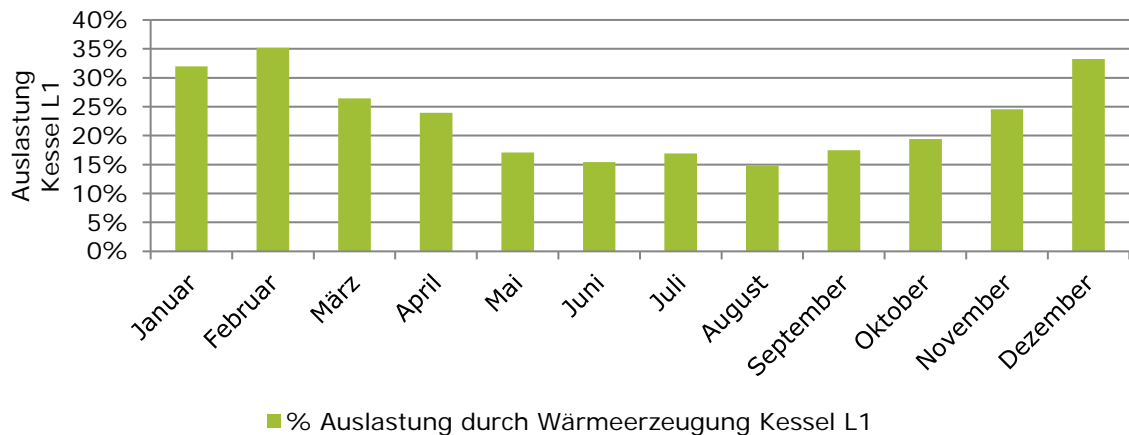


Abbildung 5: Auslastung Kessel L1 bei Bereitstellung gesamter Prozess- und Fernwärme über das Jahr.

Abbildung 5 zeigt, dass bei diesem Szenario der Kessel L1 (26.8 MW_{th} maximale Leistung) nie in einem Teillastbereich von über 40% fährt. Da das Fahren eines Kessels unter 50% nicht empfohlen ist, schliesst sich die Weiternutzung des Kessels L1 in dieser Variante aus.

5.2 Variante A

Es wird davon ausgegangen, dass beide Kessel das ganze Jahr, soweit keine Revision vorgenommen werden muss, gefahren werden. Die beiden Kessel erzeugen auch die benötigte Prozess- und Fernwärme wobei im Gegensatz zur Variante C beide Kessel ihren Dampf verstromen können und es somit nicht relevant ist, von welchem Kessel die Energie für die Prozess- und Fernwärme stammt.

Der maximale Abfalldurchsatz dieser Variante beträgt 14 t/h bzw. 112 kt/a bei einer angenommenen Verfügbarkeit von 8000 h. Der Abfalldurchsatz lässt sich ohne das Abstellen eines Kessels stufenlos auf 9.8 t/h (70% Teillastbetrieb) regulieren.

5.3 Variante B

Für Variante B wird eine Turbine installiert, die sowohl den gesamten Dampf des neuen Kessels L2 als auch 50% der maximalen Leistung des Kessels L1 verstromen kann.

Limitiert durch die LUKO- und Turbinenkapazität können die beiden Kessel nie gleichzeitig in Vollast betrieben werden. Zudem können bei einem nicht speziell modifizierten Kessel die Frischdampfparameter nur für einen Teillastbetrieb von $\geq 70\%$ eingehalten werden können.

Daher beträgt der maximale Abfalldurchsatz der Anlage mit der oben beschriebenen Turbine 15.05 t/h (11.3 t/h + 7.5/2 t/h).

Da beide Kessel für gleiche Dampfparameter ausgelegt sind, ergeben sich die folgenden möglichen Fahrweisen:

In Abbildung 6 ist eine Fahrweise dargestellt, in der **beide Kessel das ganze Jahr in einem Teillastbereich** von 80% fahren. Dies ergibt einen durchschnittlichen Durchsatz von 15.04 t/h und somit einen Jahresdurchsatz von 120 kt bei einer angenommenen Verfügbarkeit von 8000 h.

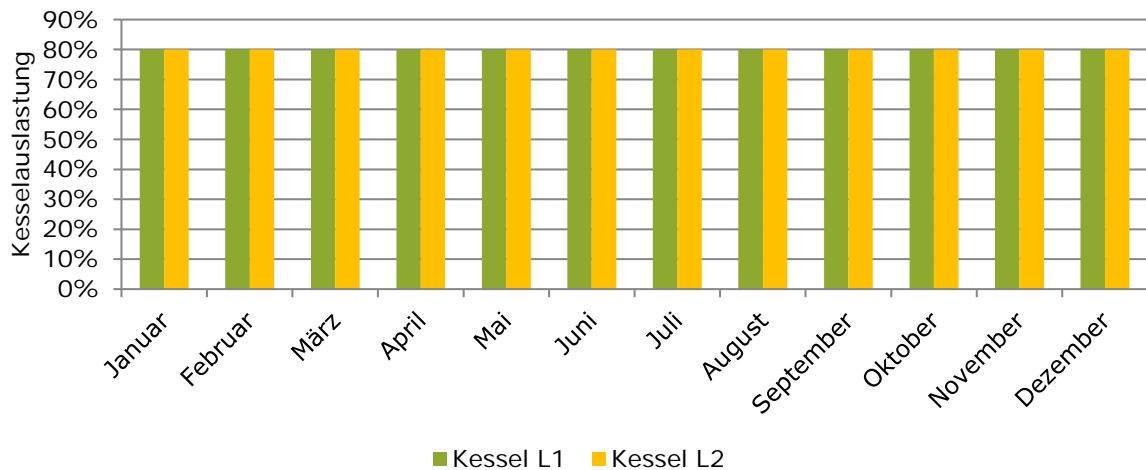


Abbildung 6: Mögliche Kesselfahrweise, in der beide Kessel das ganze Jahr in 80% Teillastbetrieb laufen.

Abbildung 7 zeigt eine Fahrweise, in der **beide Kessel für ein bzw. zwei Monate still stehen**. In dieser Zeit kann die jeweils andere Linie auf Vollastbetrieb gefahren werden. Trotz einer Reduzierung der durchschnittlichen Verfügbarkeit pro Linie sinkt der Jahresabfalldurchsatz dadurch nicht.

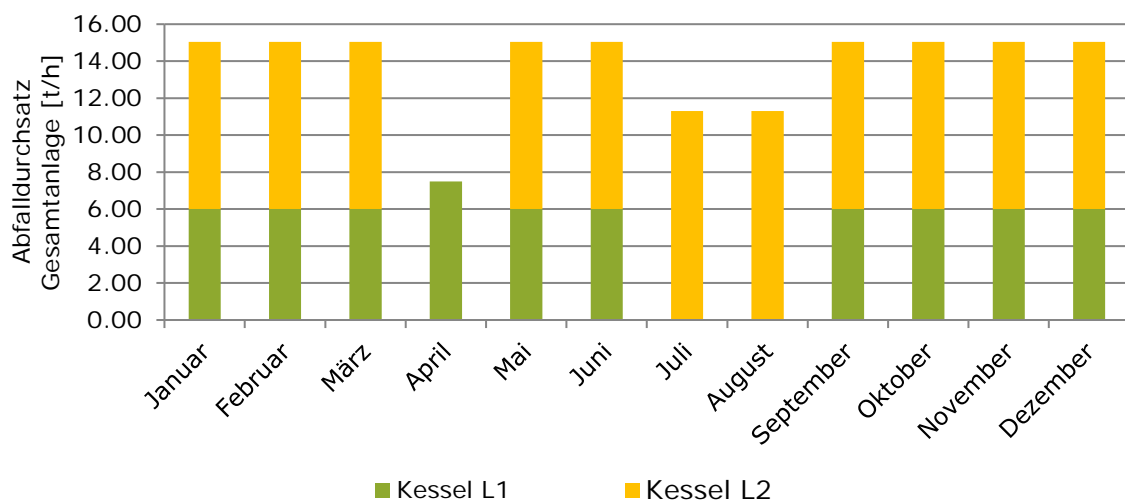


Abbildung 7: Mögliche Kesselfahrweise mit grösseren geplanten Stillstandszeiten von beiden Kesseln.

Es wird angenommen, dass keine Arbeiten im Wasser-Dampf-Kreislauf durchgeführt werden müssen und dass die oben gezeigten Stillstandszeiten von 30 Tagen Kessel L2 und 62 Tagen Kessel L1 für die Instandhaltung der Kessel und Rauchgasreinigung ausreichen. Somit würde trotz grosszügiger Stillstandszeit ein Jahresdurchsatz von 120.7 kt erreicht werden.

Eine Fahrweise mit geplanten längeren Stillstandszeiten hat den Vorteil, dass Revisionsarbeiten nicht mehr unter grossem Zeitdruck durchgeführt werden müssen. Dadurch können die Kosten für Revisionsarbeiten reduziert werden, da sie nicht im Schichtbetrieb erfolgen müssen.

Mit Betrieb beider Linien ergibt sich ein stufenlos regulierbarer Abfalldurchsatz von maximal 15.05 t/h bis minimal 13.16 t/h (70%). Bei Stillstand von L1 reduziert es sich auf maximal 11.3 t/h bis minimal 7.97 t/h (70%).

Obwohl die Bandbreite des stufenlos regulierbaren Abfalldurchsatzes in dieser Variante kleiner ist als in Variante A (max. 14 t/h bis min. 9.8 t/h) gibt diese Kessel-Turbinen Konstellation dem Anlagenbetreiber eine sehr grosse Flexibilität im Betrieb seiner Anlage. Je nach anfallender Abfallmenge oder erforderlichen Stillständen von Kessel oder Rauchgasreinigung kann ein Kessel auf einer höheren Last/Volllast betrieben oder sogar ein Kessel vollständig abgestellt werden.

Der Betrieb der Kessel im Teillastbereich wird hierbei als ähnlich effizient angesehen wie der Betrieb Volllastbereich. Zwar bleiben viele Verbraucher des Kessels auch bei geringerem Abfalldurchsatz gleich. Aber die Kessel/Überhitzer-Fläche nimmt im Verhältnis zum Abfalldurchsatz zu.

Eine weitere Möglichkeit besteht darin, die Überhitzerflächen von Kessel Linie 1 zu vergrössern. Dies würde ermöglichen, dass die Frischdampfparameter auch bei einem Teillastbetrieb <70% erreicht werden können. Problematisch hierbei könnte es dann werden, wenn Linie 1 auf Volllast betrieben wird (wie bei einem Revisionsstillstand Linie 2 in Abbildung 7), da dann die Gefahr besteht, dass die Einspritzkühler die angestrebte Frischdampf Temperatur nicht mehr einhalten können.

Phase 2

6. DEFINITION ENDZUSTAND

Basierend auf den Untersuchungen des Prozess- und Fernwärmeszenarios und der möglichen Kesselfahrweisen werden nun die Endzustände der Varianten definiert, welche die Grundlage für die restliche Untersuchung bilden.

Diese definierten Endzustände sind in Tabelle 4 auf Seite 20 zusammengefasst. Dabei handelt es sich um eine Erweiterung der ersten Detaillierungsstufe der Varianten von Kapitel 4. Zur besseren Übersicht werden die verschiedenen Detaillierungen den entsprechenden Bereichen Feuerung/Kessel (rot), Rauchgasreinigung (orange), Wasser-Dampf-Kreislauf (blau) und Masterplan Energie (grün) zugeordnet.

Die Gesamtkapazität der Anlagen setzt sich zusammen aus dem neuen Kessel L2 und dem bestehenden Kessel L1 beziehungsweise der Turbinen- und LUKO-Kapazität.

Als eine der wichtigeren Erkenntnisse ist hervorzuheben, dass wie in Kapitel 6.1 beschrieben, Kessel L1 in Variante C nicht mehr verwendet werden kann.

An der Rauchgasreinigung (orange) müssen für keine der Varianten Änderungen vorgenommen werden. Die Rauchgasmenge der grösseren Kessel (Variante B und C) können von den bestehenden RGR-Linien aufgenommen werden, da diese überdimensioniert errichtet wurden (Kapazität 70'000-75'000 m³/h und pro Linie, nach Aussagen Stefan Ringmann 2.12.15).

Die angegebenen Turbinenleistungen sind in dieser Zusammenfassung nicht absolut zu sehen sondern nur relativ zueinander. Die gesamte Rauchgasreinigung mit ihren Verbrauchern ist für die Turbinenauslegung zwar sehr entscheidend, wurde aber in diesem Bericht für alle Varianten als gleich angesehen. Gleiches gilt für den definierten Abdampfdruck der LUKOs.

Überlegungen zur energetischen Effizienz der Varianten sind im Bereich Masterplan (grün) kurz erfasst. Grundsätzlich ist die Variante C aufgrund der angepassten Dampfparamater die energetisch effizienteste und Variante A und B sehr ähnlich auf einem leicht tieferen Niveau.

Die energetische Gesamteffizienz der Anlage ist stark von der Rauchgasreinigung abhängig. Eine signifikante Verbesserung wäre durch einen grösseren Umbau der Rauchgasreinigung möglich. Daher ist hervorgehoben, dass in Variante A immer beide RGR-Linien benötigt werden, für Variante B nur bis zur Ausserbetriebnahme des bestehenden Kessels L1 beide RGR-Linien benötigt werden und für Variante C nur eine RGR-Linie erforderlich ist.

Tabelle 4: Definierter Endzustand der drei Varianten nach Umbau.

	Variante A 1:1-Ersatz, 6,5t/h Kessel	Variante B 11,3 t/h Kessel	Variante C 11,3 t/h Kessel + Änderung Dampfparameter
Feuerung und Kessel	• Der bestehende Kessel L2 wird durch einen neuen 5-Zug-Vertikal-Kessel ersetzt.		
	• Die Dimensionen des Kessels bleiben gleich.	• Der neue Kessel ist breiter als der bestehende Kessel.	
	• Der neue Kessel ermöglicht weiterhin einen Durchsatz von 6.5 t/h.	• Der neue Kessel ermöglicht einen höheren Durchsatz von 11, 3 t/h.	
	• Kessel L1 bleibt bestehen.		
	• Kessel L1 produziert wie heute zusammen mit L2 FW, Dampf und Strom.	• Der Dampf beider Linien kann verstromt werden.	• L1 kann weder für Stromproduktion noch für Wärmeproduktion mit gewähltem Szenario verwendet werden.
	• Max. Anlagenkapazität 112 kt/a. 8000*(7.5+6.5)	• Max. Anlagenkapazität 150 kt/a. 8000*(11.3+7.5/2)	• Max. Anlagenkapazität 90 kt/a (8000*11.3) [siehe dazu Kapitel 6.1]
RGR	• Bestehende RGR bleibt wie gehabt.		• Bestehende RGR bleibt wie gehabt, wobei nur eine Linie benötigt wird.
Turbine /WDK	• Die bestehende TG1 wird durch eine neue Turbine ersetzt.		
	• Die bestehende TG2 wird vollständig rückgebaut.		
	• Die Dampfparameter werden bei 39 bar, 394°C beibehalten oder nur leicht angepasst.		• Die Dampfparameter werden auf 70 bar, 425°C erhöht.
	• Die neue Turbine kann den kombinierten Dampf von Kessel L1 und L2 vollständig verstromen.	• Die neue Turbine kann den Dampf vom neuen Kessel L2 und 50% vom alten Kessel L1 vollständig verstromen.	• Die neue Turbine kann den Dampf vom neuen Kessel L2 vollständig verstromen.
	• Der Abdampfdruck wird auf 60 mbar reduziert.		
	• Turbinenleistung 13.22 MW (14 t/h, 50.6 MW)	• Turbinenleistung 14.22 MW (15.05 t/h 54.35 MW)	• Turbinenleistung 11.13 MW (11,26 t/h, 40.65 MW)
Masterplan	• Varianten ähnlich effizient.		• Energetisch effizienteste Variante
	• Es werden mit der geplanten Fahrweise immer 2 RGR-Linien benötigt.	• Für den Betrieb bei Ausserbetriebnahme Kessel L1 wird nur eine RGR-Linie benötigt.	• Es wird immer nur eine RGR Linie-benötigt.

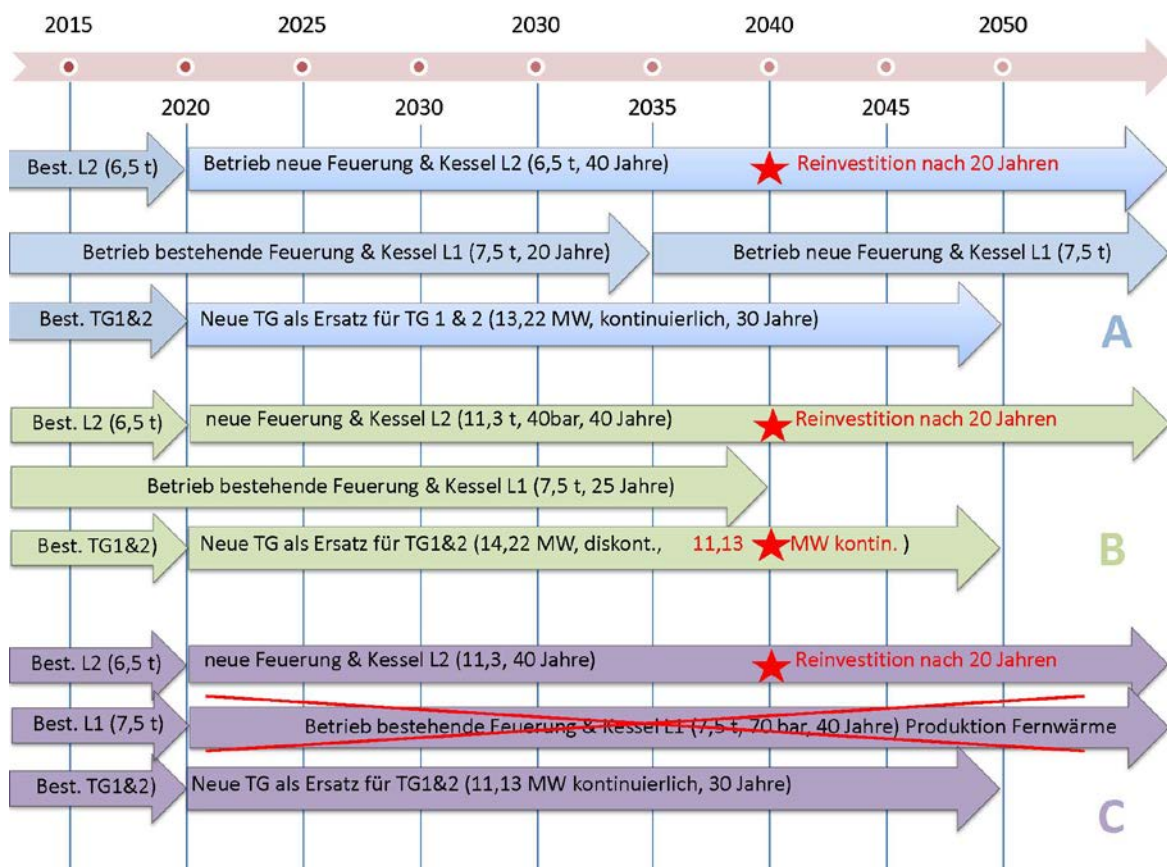
Phase 3

7. INVESTITIONSSZENARIO BIS 2050

Um die Varianten miteinander zu vergleichen, werden sowohl die Investitionskosten betrachtet, die für den Ersatz von Feuerung/Kessel L2 anfallen, als auch die Kosten, die in Zukunft anfallen werden. Mittels folgender Annahmen wird ein Investitionsszenario erstellt:

- Das Investitionsszenario umfasst alle Investitionen beider Verbrennungslinien und der Turbogruppe, die zwischen 2020 und 2050 anfallen werden.
- Der Ersatz von Feuerung/Kessel L2 und TG wird 2020 erfolgen. In der tatsächlichen Abfolge wird zunächst die TG ersetzt und danach Feuerung/Kessel L2. Dieser Unterschied kann an dieser Stelle jedoch vernachlässigt werden.
- Feuerung/Kessel L1 wird bis 2035 betrieben, bevor sie in Variante A ersetzt werden muss. Bei einem Teillast-Betrieb verlängert sich die Lebensdauer bis 2040 (Variante B), allerdings wird sie nicht ersetzt werden.
- Nach 20 Jahren wird eine 100%-ige Reinvestition für Feuerung/Kessel fällig, um beide Linien weitere 20 Jahre betreiben zu können (die Reinvestition ist für die Abschätzung auf einen Zeitpunkt gelegt, in der Realität wird sie sich auf die gesamte Betriebsdauer verteilen).
- Die TG und die übrigen Investitionskosten (z.B. für den Abbruch von Wänden) werden über den gesamten Betrachtungszeitraum von 30 Jahren abgeschrieben. In dieser Zeit fallen keine Reinvestitionskosten für die Turbine an.

Das Investitionsszenario sieht folgendermassen aus:



Phase 3

8. INVESTITIONEN

Dieses Kapitel beschreibt sowohl die erwarteten Investitionskosten der einzelnen Varianten als auch zukünftige Reinvestitionen, Abschreibungen und Kapitalkosten.

8.1 Abschätzung Investitionskosten

Es werden folgende Investitionskosten abgeschätzt:

1. Kosten für Feuerung/Kessel und TG inklusive Planung und Montage
2. Kosten für Umbau- und Anpassungsarbeiten (z.B. Rückbau von Wänden, Errichtung Ballenlager)
3. Opportunitätskosten für Stillstandszeiten (Ausfall Stromerzeugung und Abfallerlöse)

8.1.1 Kosten für Feuerung, Kessel und Turbogruppe

Auf der Basis bekannter Neubaukosten von Referenzanlagen wird mittels folgender Formel auf die erforderliche Anlagendimension umgerechnet:

$$\frac{\text{Preis 1}}{\text{Preis 2}} = \left(\frac{\text{Durchsatz 1}}{\text{Durchsatz 2}} \right)^{\frac{2}{3}}$$

Abhängig davon, wie viele vorhandene Anlagenteile weitergenutzt werden können, wird der ermittelte Preis mit einem Faktor von 0.8 bis 1.1 multipliziert. Die Abschätzung, wie viele vorhandene Anlagenteile weitergenutzt werden können, erfolgt auf Basis der Schnittstellenliste (siehe Anhang).

8.1.2 Kosten für Umbau- und Anpassungsarbeiten

Die Abschätzung der Umbau- und Anpassungsarbeiten erfolgt auf Basis der Schnittstellenliste und des Umbauszenarios (siehe Anhang).

Für alle wesentlichen Positionen werden die Kosten grob geschätzt. Einige Schnittstellen werden zum jetzigen Zeitpunkt nicht berücksichtigt, da sie im Verhältnis zur Gesamtinvestition klein ausfallen. Sie müssen im Rahmen einer detaillierten Machbarkeitsstudie genau ermittelt werden.

Das in der Folge zusammengefasste Umbauszenario ist nur soweit ausgearbeitet, wie es für den momentanen Zeitpunkt sinnvoll ist. Eine weitere Detaillierung ist erst im Rahmen einer genaueren Kostenabschätzung notwendig.

Umbauszenario

1. Rückbau TG1 und Neubau TG (ca. 5 Monate):
 - Ausserbetriebnahme von TG1
 - Abbau TG1, Neubau TG und Erweiterung LuKo Fläche
 - „Verheiraten“ LuKos und Wasserdampfkreislauf (während 3 Wochen Revisionsstillstand)
 - Inbetriebnahme TG und beide Verbrennungslinien
2. Rückbau TG2 (ca. 3 Monate)
 - Rückbau Turbine, Generator, Ölkühler und Dampfleitungen
3. Errichtung Abfall-Ballen-Lager

4. Ersatz Feuerung/Kessel L2 (ca. 8 Monate¹⁾)
 - Ausserbetriebnahme L2
 - Abbruch von Feuerung/Kessel und Wand zwischen TG2 alt und Kessel 2
 - Aufbau neue Feuerung/Kessel
 - Inbetriebnahme Kessel

8.1.3 Opportunitätskosten für Stillstandszeiten

Während dem Umbau der Anlage kommt es zu Stillstandszeiten und zu damit verbundenen Erlösausfällen. Auf Basis des unter 8.1.2 vorgestellten Umbauszenarios können diese wie folgt abgeschätzt werden:

1. Rückbau TG1 und Neubau TG (ca. 5 Monate):
 - Reduktion Stromproduktion um 60% ab Ausserbetriebnahme von TG1 und bis Inbetriebnahme TG
2. Rückbau TG2 (ca. 3 Monate)
 - Keine Ausfälle von Einnahmen
3. Errichtung Abfall-Ballen-Lager
 - Keine Ausfälle von Einnahmen
4. Ersatz Feuerung und Kessel L2 (ca. 8 Monate)
 - Reduktion Abfallaufkommen um 25 kt/a während 8 Monaten
 - Die Abfalldifferenz von 30 kt/a wird eingelagert und zu einem späteren Zeitpunkt verbrannt. Es werden daher keine weiteren Ausfälle berücksichtigt, obwohl die Anlage während 8 Monaten nur mit der Kapazität von L1 gefahren wird.

Erlösausfälle 2020 in Mio. CHF			
	Variante A	Variante B	Variante C
	1:1 Ersatz 6.5t/h Kessel	11.3 t/h Kessel	11.3 t/h Kessel + Änderung Dampf- parameter
Rückbau TG1 und Neubau TG 2 – Ausfälle Stromproduktion	1,0	1,0	1,0
Rückbau TG2 – keine Ausfälle	-	-	-
Errichtung Abfall-Ballen Lager – keine Ausfälle	-	-	-
Ersatz Feuerung/Kessel L2 – Ausfälle Abfallerlöse	2,2	2,2	2,2
Opportunitätskosten 2020	3,2	3,2	3,2

Die erwartete Stillstandszeit der Linie 2 wird statt der 8 Monate mit 12 Monaten angenommen. Die Berechnungen in diesem Bericht wurden jedoch auf der Basis von 8 Monaten durchgeführt.

8.1.4 Investitionskostentabelle

Die Investitionskosten sind nach zeitlichem Ablauf sortiert in der folgenden Tabelle aufgeführt. Im Anhang sind zudem die hinterlegten Rechnungen zu finden.

Investitionskosten 2020 in kCHF			
	Variante A	Variante B	Variante C
	1:1 Ersatz, 6.5t/h Kessel	11.3 t/h Kessel	11.3 t/h Kessel + Änderung Dampf- parameter
Rückbau TG1 und Neubau TG 2 5 Monate			
Abbau Turbine (grob geschätzt)	500	500	500
Investition Turbine, WDK und Montage (110% von Referenzan- lage)	13'693	14'375	12'209
Investition LuKos und Montage (80% von Referenzanlage)	4'077	4'280	3'635
Investition Maschinenhauskran	0	0	0
Ersatz/ Aufrüstung Leitungen und Speisewasserpumpen (grob ge- schätzt)			5'000
Reduktion Stromproduktion um 60%	1'042	1'042	1'042
Rückbau TG2 3 Monate:			
Demontage TG2 und Leitungen	405	405	405
Errichtung Abfall-Ballen-Lager 1 Monat			
Investition und Bau Ballen-Lager	1'000	1'000	1'000
Ersatz Feuerung/Kessel L2 8 Monate			
Ausfälle Abfallerlöse - Reduktion Abfallaufkommen um 25 kt/a während 8 Monaten	2167	2167	2167
Abbau bestehender Kessel (grob geschätzt)	2'000	2'000	2'000
Gebäudeerweiterung (grob ge- schätzt)	1'500	1'500	1'500
Investition und Montage Feuerung und Kessel (110% von Referenz- anlage)	24'896	35'995	35'995
Anpassung Rückkühlsystem (grob geschätzt)		200	200
Anpassung Einfülltrichter (grob geschätzt)		100	100
Investitionskosten gesamt	52'179	63'563	65'752

8.2 Investitions- und Reinvestitionskosten bis 2050

Es werden folgende Investitions- und Reinvestitionskosten bis 2050 abgeschätzt. Die zugrunde liegenden Berechnungen sind im Anhang aufgeführt.

Investitionskosten 2035 in kCHF			
	Variante A	Variante B	Variante C
Ersatz Feuerung/Kessel L1 8 Monate		Wird nicht ersetzt	Wird nicht ersetzt
Abbau bestehender Kessel - Grob abgeschätzt (höher als Abbau L2 wegen schlechterer Zugänglichkeit)	3'000	-	-
Investition und Montage Feuerung und Kessel (110% von Referenzanlage) Neubau L1	27'388	-	-
Investitionskosten gesamt	30'388	-	-

Reinvestitionskosten 2040 in kCHF			
	Variante A	Variante B	Variante C
Feuerung/Kessel L2	24'896	35'995	35'995

8.3 Abschreibungen und Kapitalkosten

Die Abschreibungen und Kapitalkosten verbunden mit den Investitionen sind im folgenden Kapitel aufgeführt.

Kosten in kCHF			
	Variante A	Variante B	Variante C
Investitionskosten 2020	52'179	63'563	65'752
Abschreibung Investition über 30 Jahre (ohne Feuerung/Kessel)	909	919	992
Kapitalkosten Investition 2% über 30 Jahre (ohne Feuerung/Kessel)	273	276	298
Abschreibung Investition Feuerung/Kessel über 20 Jahre	1'245	1'800	1'800
Kapitalkosten Investition 2% Feuerung/Kessel über 20 Jahre	249	360	360
Investitionskosten 2035	30'388		
Abschreibung Investition über 20 Jahre	1'519	-	-
Kapitalkosten Investition 2% über 20 Jahre	304	-	-
Reinvestitionskosten 2040	24'896	35'995	35'995
Abschreibung Investition über 20 Jahre	1'245	1'800	1'800
Kapitalkosten Investition 2% über 20 Jahre	249	360	360

Phase 4

9. BETRIEBSKOSTEN UND ERTRÄGE

Auf Basis der Detaillierung der Varianten, der Abfallszenarien und Fernwärmeszenarien werden für die verschiedenen Ersatzvarianten die Betriebskosten und die Erträge abgeschätzt. Diese sind in den folgenden Tabellen aufgeführt.

Die Grundlage für die Abschätzung der Betriebskosten ist, neben den bereits oben erwähnten möglichen Kesselfahrweisen und der Grösse der Turbine, der Geschäftsbericht 2014/2015 der KVA Linth. Um einen realistischen Vergleich zu erstellen, werden aus diesem Werte wie Abfallerlös und durchschnittliche Lohnkosten verwendet.

Beim Vergleich der Erträge fällt auf, dass diese vor allem vom Abfalldurchsatz abhängig sind und nur gering vom Stromerlös. So fällt der Ertrag für Variante B in den Jahren vor der Ausserbetriebnahme von L1 am höchsten aus, da dort am meisten Abfall umgesetzt werden kann. Für die Vergleiche wird davon ausgegangen, dass immer so viel Abfall vorhanden ist wie verbrannt werden kann (Abfallszenario optimistisch).

Da der Stromerlös prozentual nur ca. 18 % vom Gesamtertrag ausmacht, fällt die effizientere Turbine der Variante C finanziell kaum auf.

Bezüglich der Aufwände fällt auf, dass die Unterhaltskosten neben den Personalkosten den grössten Kostenfaktor darstellen. Da die Unterhaltskosten sehr schwer abzuschätzen sind, sollte dieser Punkt in einer späteren Analyse noch etwas genauer untersucht werden.

Erläuterungen zu den verschiedenen Berechnungen und ausführliche Versionen der nachfolgenden Tabellen sind im Anhang enthalten.

9.1 Betriebskosten und Erträge

Tabelle 5: Abgeschätzte Erträge der Betriebskosten für jeweilige Ersatzvariante

Vergleich Ertrag vs. Aufwand im Betrieb	2020 - 2040			ab 2040 nach Stilllegung L1
	Variante A	Variante B	Variante C	Variante B
Ertrag				
Stromerlös [kCHF]	3'280	3'555	2'725	2'580
Abfallerlös [kCHF]	14'560	15'652	11'752	11'752
FW-Erlös [kCHF]	750	750	750	750
Gesamt Ertrag [kCHF]	19'077	19'957	15'227	15'082
Aufwand				
Personalkosten [kCHF/a]	-4'194	-4'194	-3'979	-3'979
Deponie/ Schlackentransport/ Altmetallkosten [kCHF/a]	-2'464	-2'649	-1'989	-1'989
Entsorgung Reststoffe Kosten	-728	-783	-588	-588
Prognostizierte Unterhaltskosten	-4'313	-4'515	-3'390	-3'390
Zusammenfassung von Kapitalkosten (.3 Mio.), Versicherung (.4 Mio.), Miete Strom Diverses (.1 Mio.), Verwaltungsaufwand (.4 Mio.), Übriger Betriebsaufwand (.2 Mio.) [kCHF]	-2'300	-2'300	-2'300	-2'300
Gesamt Aufwand	-14'084	-14'440	-12'245	-12'245
Deckungsbeitrag (Ertrag – Aufwand)	4'993	5'517	2'982	2'837

Phase 5

10. BEWERTUNG DER VARIANTEN

10.1 Zusammenfassung Kosten

kCHF	Variante A	Variante B	Variante C
2020 - 2034			
Ertrag	19'077	19'957	15'227
Aufwand	-14'084	-14'440	-12'245
Abschreibungen	-2'154	-2'719	-2'792
Kapitalkosten	-522	-636	-658
Gewinn	2'317	2'120	-458
2035 – 2039	(Ersatz L1)		
Ertrag	unverändert	unverändert	unverändert
Aufwand	unverändert	unverändert	unverändert
Abschreibungen	-3'674	unverändert	unverändert
Kapitalkosten	-826	unverändert	unverändert
Gewinn	494	unverändert	unverändert
2040 - 2050		(Abschalten L1)	
Ertrag	unverändert	15'082	unverändert
Aufwand	unverändert	-12'245	unverändert
Abschreibungen	unverändert	unverändert	unverändert
Kapitalkosten	unverändert	unverändert	unverändert
Gewinn	unverändert	-517	unverändert

10.2 Auswertung Betriebs- und Investitionskosten

Mittels Kapitalwert (Nettobarwert) werden die drei Varianten verglichen. Der Kapitalwert ist die Summe aller auf das Jahr 2020 abgezinsten Gewinne und Verluste, die zwischen 2020 und 2050 erzielt werden.

Der Vorteil des Kapitalwerts ist hierbei, dass die Sensitivitätsanalyse der Investitionskosten ohne zusätzliche Rechnung möglich ist (z.B. Feuerung/Kessel L2 um CHF 5 Mio. teurer, Kapitalwert verschlechtert sich um 5 CHF Mio.)

Vergleich Kapitalwert [kCHF]	Variante A	Variante B	Variante C
Abfallszenario optimistisch	34'762	31'958	-10'466

10.3 Sensitivitätsanalyse

Für die Sensitivitätsanalyse werden folgende Szenarien definiert:

1. Abfallszenario optimistisch (120 kt, Ausgangsszenario)

In diesem Szenario ist bis 2040 eine Jahresmenge von 120 kt am Markt erhältlich. In Variante A werden 115 kt verbrannt was einer 103% Kesselauslastung entspricht wie heute. In Variante B werden bis 2040 120 kt verbrannt und ab 2040 90 kt. In Variante C können lediglich 90 kt angenommen werden.

2. Abfallszenario real (115 kt)

In diesem Szenario liegt der maximal erhältliche Abfall bei 115 kt pro Jahr, soviel Stand 2014 ca. umgesetzt wird. In Variante A werden konstant 115 kt angenommen, in Variante B werden bis 2040 115 kt und ab 2040 90 kt verbrannt. In Variante C werden konstant 90 kt verbrannt.

3. Abfallszenario pessimistisch ab 2020 (90 kt)

In diesem Szenario sinkt das Abfallaufkommen massiv, wobei von einer maximal möglichen erhältlichen Menge von 90 kt pro Jahr ausgegangen wird. Für Variante A bedeutet das, dass bis im Jahr 2040 90 kt pro Jahr verbrannt werden und danach der Ersatz für L1 nicht mehr rentabel sein wird und nur noch 60 kt verbrannt werden. In Variante B und C werden konstant 90 kt verbrannt. Es werden für Variante A und B zusätzliche Anpassungen in den Betriebskosten vorgenommen: Der Personalaufwand reduziert sich von 39 auf 37 Personen.

4. Abfallszenario pessimistisch ab 2030 (115 kt / 90 kt)

Wie „pessimistisch ab 2020“ allerdings sinkt das Abfallaufkommen erst im Jahr 2030, davor sind 115 kt pro Jahr erhältlich.

5. Abfallszenario pessimistisch ab 2040 (115 kt / 90 kt)

Wie „pessimistisch ab 2020“ allerdings sinkt das Abfallaufkommen erst im Jahr 2040, davor sind 115 kt pro Jahr erhältlich.

6. Abfallszenario pessimistisch ab 2040 (120 kt / 90 kt)

Wie „pessimistisch ab 2020“ allerdings sinkt das Abfallaufkommen erst im Jahr 2040, davor sind 120 kt pro Jahr erhältlich.

10.3.1 Abfallpreis 130 CHF/t; Strompreis 40 CHF/MWh

Analyse des Kapitalwerts der drei Varianten in den Szenarien verschiedener Abfallaufkommen (bei einem Abfallpreis von 130 CHF/t und einem Strompreis von 40 CHF/MWh):

Vergleich Kapitalwert [kCHF]	Variante A	Variante B	Variante C
Abfallszenario			
optimistisch (120 kt, Ausgangsszenario)	34'762	31'958	-10'466
real (115 kt)	34'762	23'436	-10'466
pessimistisch 2020 (90 kt)	-15'675	-11'869	-10'466
pessimistisch ab 2030 (115 kt / 90 kt)	5'650	9'457	-10'466
pessimistisch ab 2040 (115 kt / 90 kt)	25'084	23'436	-10'466
pessimistisch ab 2040 (120 kt / 90 kt)	25'084	31'958	-10'466

Auswirkungen bei Veränderung des Strompreises:

Vergleich Kapitalwert kCHF	Variante A	Variante B	Variante C
Strompreis [CHF 30/ MWh]	15'396	13'177	-25'723
Strompreis [CHF 40/ MWh] (Ausgangsszenario)	34'762	31'958	-10'466
Strompreis [CHF 50/ MWh]	54'128	50'740	4'791

Auswirkung bei Veränderung des Abfallpreises:

Vergleich Kapitalwert kCHF	Variante A	Variante B	Variante C
Abfallpreis [120 CHF/t]	8'549	6'483	-30'550
Abfallpreis [130 CHF/t] (Ausgangsszenario)	34'762	31'958	-10'466
Abfallpreis [140 CHF/t]	60'975	57'434	9'619

Im Folgenden wird untersucht wie sich der Kapitalwert verändert, wenn L1 in Variante B weitere 5 Jahre im Einsatz ist (weil sich der Teillastbetrieb positiver auf die Lebensdauer auswirkt als kalkuliert).

Vergleich Kapitalwert kCHF	Variante A	Variante B	Variante C
Feuerung/Kessel L1 sind für Variante B bis 2040 einsatzfähig (Ausgangsszenario)	34'762	31'958	-10'466
Abfallszenario real, Feuer- ung/Kessel L1 sind für Variante B bis 2045 einsatzfähig.	34'762	40'461	-10'466

In einem nächsten Schritt wird berechnet wie es sich auswirkt falls der komplexere Umbau für die Varianten B und C weitere CHF 5 Mio. teurer ist als Variante A:

Vergleich Kapitalwert kCHF	Variante A	Variante B	Variante C
Varianten B ca. 11 Mio. teurer als A und C ca. CHF 13 Mio. teurer als A (Ausgangsszenario)	34'762	31'958	-10'466
Varianten B ca. 16 Mio. teurer als A und C ca. CHF 18 Mio. teurer als A	34'762	26'989	-15'318

10.3.2 Abfallpreis 135 CHF/t und 80 CHF/t; Strompreis 40 CHF/MWh

Analyse des Kapitalwerts der drei Varianten in den Szenarien verschiedener Abfallaufkommen bei einem Abfallpreis von 135 CHF/t für die ersten 0-65 kt/Jahr und 80 CHF/t >65 kt/Jahr und einem Strompreis von 40 CHF/MWh:

Vergleich Kapitalwert [kCHF]	Variante A	Variante B	Variante C
	1:1 Ersatz Kessel, 6.5t/h	11.3 t/h Kessel	11.3 t/h Kessel + Anpassung Dampfparameter
Abfallszenario optimistisch (120 kt, Ausgangsszenario)	-15'000	-14'500	-31'900

Auswirkungen bei Veränderung des Strompreises:

Vergleich Kapitalwert kCHF	Variante A	Variante B	Variante C
Strompreis [CHF 30/ MWh]	-34'300	-33'200	-47'100
Strompreis [CHF 40/ MWh] (Ausgangsszenario)	-15'000	-14'500	-31'900
Strompreis [CHF 50/ MWh]	4'400	4'200	-16'700

Auswirkung bei Veränderung des Abfallpreises:

Vergleich Kapitalwert kCHF	Variante A	Variante B	Variante C
Abfallpreis [0-65 kt/Jahr: 130 CHF/t; >65 kt/Jahr: 80 CHF/t]	-22'400	-22'000	-39'200
Abfallpreis [0-65 kt/Jahr: 135 CHF/t; >65 kt/Jahr: 80 CHF/t] (Ausgangsszenario)	-15'000	-14'500	-31'900
Abfallpreis [0-65 kt/Jahr: 140 CHF/t; >65 kt/Jahr: 80 CHF/t]	-7'500	-7'100	-24'600

Im Folgenden wird untersucht wie sich der Kapitalwert verändert, wenn L1 in Variante B weitere 5 Jahre im Einsatz ist (weil sich der Teillastbetrieb positiver auf die Lebensdauer auswirkt als kalkuliert).

Vergleich Kapitalwert kCHF	Variante A	Variante B	Variante C
Feuerung/Kessel L1 sind für Variante B bis 2040 einsatzfähig (Ausgangsszenario)	-15'000	-14'500	-31'900
Abfallszenario real, Feuerung/Kessel L1 sind für Variante B bis 2045 einsatzfähig.	-15'000	-10'800	-31'900

Phase 5

11. FAZIT UND EMPFEHLUNG

Es zeigt sich, dass die Auswahl der geeignetsten Variante stark von den zu erwartenden Randbedingungen abhängig ist:

Variante A: Diese Variante sollte gewählt werden, wenn davon ausgegangen wird, dass in den kommenden Jahren mindestens 115 kt Abfall pro Jahr verfügbar sind.

Weitere Vorteile:

- Geringere Risiken, da ein wesentlicher Anteil der bestehenden Anlagenstruktur weiterverwendet werden kann. Die Kosten des Umbaus können daher besser eingeschätzt werden, als in den anderen Varianten.
- Die Umbauzeit kann im Vergleich zu den anderen Varianten reduziert werden.

Variante B: Diese Variante sollte gewählt werden, wenn davon auszugehen ist, dass

- das Abfallaufkommen ca. im Jahr 2030 fällt
- genügend Abfall vorhanden ist und Linie 1 bis 2045 betrieben werden kann.

Weitere Vorteile:

- Variante B bietet eine höhere Flexibilität (z.B. während dem Stillstand einer Linie kann die andere mit voller Auslastung betrieben werden, bei einer Erhöhung der Abfallmenge auf über 120 kt pro Jahr bietet die Anlage ausreichend zusätzliche Kapazität)
- Bei kurzfristigem Rückgang der Abfallmenge auf 90 kt pro Jahr schneidet sie besser ab als Variante A (Kapitalwert von CHF -11 Mio. wird nicht unterschritten)
- Es besteht eine Chance auf die höchsten Gewinne (Kapitalwert von 40 Mio. möglich)

Variante C: Diese Variante schneidet am besten ab, wenn damit zu rechnen ist, dass das Abfallaufkommen im Jahr 2020 auf 90 kt fällt.

Weitere Vorteile:

- Höhere Energetische Nettoeffizienz der Gesamtanlage
- Weitere energetische Optimierungsmassnahmen müssen nur an einer Linie vorgenommen werden. Die damit verbundenen Investitionskosten sind somit deutlich geringer.

Fazit:

Nach der Entscheidung welche Variante gewählt werden soll, empfehlen wir zur weiteren Detaillierung der Kosten, Umbauszenarien und Termine eine Machbarkeitsstudie durchzuführen.

12. ANHANG

Auf den anschliessenden Seiten sind in folgender Reihenfolge die Anhänge zu dieser Studie aufgeführt:

1. Schnittstellenliste
2. Umbauszenario Variante A
3. Erläuterung der Investitionskosten
4. Erläuterung Investitions- und Reinvestitions-kosten
5. Detaillierte Betriebskostenabschätzung
6. Erläuterung Betriebskostenabschätzung

12.1 Schnittstellenliste

Folgendes Kapitel beschreibt die grobe Abschätzung der Schnittstellen für den Ersatz des Kessels Linie 2. „Schnittstelle“ soll in diesem Fall die Stelle aufzeigen, an welchem alle Komponenten vor der Schnittstelle erneuert oder angepasst werden müssen und alle Komponenten nach der Schnittstelle nicht verändert werden müssen. Diese Schnittstellen sind soweit möglich auch in den entsprechenden R+Is markiert welche im Anhang zu diesem Bericht zu finden sind.

In Abschnitt 13.1 befindet sich eine Übersicht über die beschriebenen Schnittstellen welche in der Tabelle in Abschnitt 13.2 genauer beschrieben sind.

Wichtig zu erwähnen ist, dass es sich bei den formulierten Schnittstellen um eine erste grobe Abschätzung handelt welche dazu dient, die verschiedenen Ersatzvarianten untereinander zu vergleichen. Die Schnittstellen werden im weiteren Verlauf dazu verwendet die Investitionskosten der einzelnen Varianten abzuschätzen.

12.1.1 Übersicht Schnittstellenliste

- | | |
|---|---------------------------------|
| 1. Trichter Einfüllschacht | 11. Ableitung Sattdampf zu LUVO |
| 2. Rost Hydraulik / Stössel | 12. Frischdampfleitung |
| 3. Rostkühlung | 13. Rohgas Leitung nach Kessel |
| 4. Schurre mit Kühlung | 14. Druckluft |
| 5. Primärluftversorgung | 15. Elektrotechnik |
| 6. Sekundärluftversorgung | 16. Leittechnik |
| 7. Entschlackung / Rost Entaschung | 17. Bau |
| 8. Flugascheförderband /Kessel Entaschung | 18. Primärstahlbau |
| 9. Zuleitung Speisewasser | 19. Sekundärstahlbau |
| 10. Ableitung Sattdampf zu DeNOx | 20. Bauphase |

12.1.2 Schnittstellenliste Ersatz Kessel L2

Variante A	Variante B	Variante C
1. Trichter Einfüllschacht		
Schnittstelle zwischen Trichter und bestehendem Bau. (Nr. 1 in R+I Verbrennungsluftsystem)	Hierbei muss Öffnung im bestehenden Bau für grösseren Trichter erweitert werden so dass Schnittstelle im bestehenden Bau liegt. Dabei muss geprüft werden, ob Verbreiterung Trichter und Einfüllschacht mit weiteren Komponenten kollidiert.	
2. Rost Hydraulik / Stössel		
Schnittstelle liegt bei Wärmetauscher Hydraulik - Rückkühlsystem. (Nr. 2 in R+I Hydraulik)		
Bei 1:1 Ersatz sollte geprüft werden, ob bestehende Komponenten weiter verwendet werden können und wo somit die Schnittstelle liegt. Da der neue Rost mehr ansteuerbare Zonen haben soll, sind Veränderungen in der Rosthydraulik zu erwarten.	Bei einem grösseren Rost und mehr ansteuerbaren Zonen als bestehender Rost muss geprüft werden, ob das Rückkühlsystem noch ausreichend ist. - Da sowohl der Rost als auch der Stössel breiter werden, muss geklärt werden, ob diese Komponenten mit anderen kollidieren.	
3. Rostkühlung		
Schnittstelle liegt bei Wärmetauscher zum Rückkühlsystem. (Nr.3 in R+I Kühlwasserschema Pumpenkreis) Abzuklären ist, ob Druckhaltesystem und Pumpengruppe des bestehenden Systems evtl. beibehalten werden können, so dass sich die Schnittstelle zu Zu- und Ab-Leitung Rost verschiebt.	Abzuklären, ob bei Vergrösserung Rost die Kühlleistung des Rückkühlsystems noch ausreichend ist. Falls nicht muss auch das Rückkühlsystem ersetzt werden und die Schnittstelle verschiebt sich.	
4. Schurre mit Kühlung		
<ul style="list-style-type: none">• Zulauf und Ablauf Überlauf Kühlwasser.• Wärmetauscher Rückkühlsystem.		
5. Primärluftversorgung		
Verbrennungsluftversorgung momentan energetisch sehr ineffizient daher wird in allen Fällen ein kompletter Umbau erwartet. Schnittstelle befindet sich bei Luftansaugung in Bunker und Kesselhaus. (Nr. 4a, b in R+I Verbrennungsluftsystem) LUVO ist an sich keine Schnittstelle, da momentan mit Sattdampf aus Kesseltrommel betrieben. Falls Umstellung auf andere Wärmequellen wird LUVO doch wieder Schnittstelle nach aussen. Schnittstelle aber bei LUVO Rücklauf ins Kondensatsystem. (wo genau ins Kondensatsystem der ehemalige Sattdampf wieder eingespeist wird ist unklar)		
6. Sekundärluftversorgung		
Verbrennungsluftversorgung momentan energetisch sehr ineffizient daher wird in allen Fällen ein kompletter Umbau erwartet. Brüden-Absaugung Entschlacker und Abgang Verbrennungsluft-Ansaugung keine Schnittstelle da beide Komponenten Teil des zu ersetzenden Systems sind.		

Variante A	Variante B	Variante C
7. Entschlackung / Rost Entaschung		
Schnittstelle Zuleitung und Ableitung Industriewasser. (6b, 6c in R+I Entaschung/Entschlackung) - Schnittstelle Schlacke befindet sich nach Austritt Entschlacker vor Rüttel-/Förder-band. (6a in R+I Entaschung/Entschlackung)	Schnittstelle wenn möglich wie bei VA. - Für Industriewasser Entschlacker muss geklärt werden, ob Leitung und Industrieabwasserschacht gross genug sind für grösseren Schlackedurchsatz bzw. grösseren Entschlacker. - Bezüglich Schnittstelle Schlacke muss abgeklärt werden, ob Rüttel-/Förder-band für grösseren Schlackedurchsatz geeignet ist.	
Schnittstelle für Rost Entaschung ist Druckluft-Leitung vor Absperrhahn. (6d in R+I Entaschung/Entschlackung)		
8. Flugascheförderband /Kessel Entaschung		
Es ist nicht genau klar, ob es eine Schnittstelle mit der Flugascheförderung der E-filter gibt. Dies muss geklärt werden.		
Schnittstellen nach Ausgang Kessel vor Förderband so dass Förderbänder im Idealfall beibehalten werden können. Räumliche Verhältnisse sind jedoch unklar. (Nr. 7a, b, c in R+I Kessel-Entaschung)	Es muss abgeklärt werden, ob Schnittstellen wie in VA gewählt werden können, da mit grösserem Kessel und mehr Flugasche gegebenenfalls grössere Förderbänder nötig sind.	
9. Zuleitung Speisewasser		
Schnittstelle vor Abzweig Einspritzkühler. (Nr. 8 in R+I Wasser-Dampf-Rauchgas)	Schnittstelle auch vor Abzweig Einspritzkühler wie in R+I markiert wobei abzuklären ist, ob Leitungen und Speisewasserpumpen auch für einen grösseren Zufluss geeignet sind. Es muss auch abgeklärt werden, ob bestehende Speisewasserbehälter für geringeren total-Durchsatz so beibehalten werden kann.	Schnittstelle ist (nicht in R+I markiert) vor Zufluss Speisewasserpumpen da Pumpen als auch Leitung zum Kessel auf grösseren Druck und Durchfluss umgerüstet werden müssen. Es muss auch abgeklärt werden, ob bestehende Speisewasserbehälter für geringeren total-Durchsatz so beibehalten werden können.
10. Ableitung Sattdampf zu DeNox		
• Schnittstelle entfällt falls auf Rohgas SCR umgestellt wird. Falls nicht:		
Schnittstelle Sattdampfleitung nach Abzweig LUVU. (Nr. 9 in R+I Wasser-Dampf-Rauchgas)	Schnittstelle Sattdampfleitung nach Abzweig LUVU wie in R+I markiert wobei abzuklären ist, ob Leitung und Wärmetauscher bei DeNOx für geänderte Dampfparameter geeignet. Falls Druckreduzierventil nicht möglich oder Leitung erhöhte Temperatur nicht standhält muss auch Wärmetauscher bei DeNOx ersetzt und somit auch die Schnittstelle verschoben werden.	
11. Ableitung Sattdampf zu Luvo		
• Schnittstelle entfällt wenn gesamtes Verbrennungsluftsystem inkl. LUVU auch ausgetauscht wird bzw. auf andere Wärmequelle umgestellt wird.		
• Schnittstelle bei Austritt LUVU Richtung Kondensatsystem. (Nr. 10 in R+I Dampf- und		

Kondensatsystem LUV0) Nicht klar wo sich Eintritt ins Kondensatsystem befindet.		
Variante A	Variante B	Variante C
12. Frischdampfleitung		
Schnittstelle nach Abzweigung Überdruckventil wie in R+I vermerkt. (Nr. 11 in R+I Was-ser-Dampf-Rauchgas)	Schnittstelle bei Eingang HD-Schiene (nicht in R+I markiert). Schnittstelle wie VA wahrscheinlich nicht möglich da grösserer Durch-fluss.	Schnittstelle eigentlich erst nach Turbine (nicht in R+I markiert) da gesamte Lei-tungen und Schienen und Turbine für höheren Druck ausgelegt werden muss. Zudem müssen alle HD Lei-tungen und HD Verbraucher (z.B. Turbopumpe) gegeben-enfalls ersetzt werden.
13. Rohgas Leitung nach Kessel		
Schnittstelle nach Austritt Kes-sel vor Eintritt E-Filter. (Nr. 12 R+I Verbrennungsluftsystem)	Zu überprüfen, ob Schnittstelle nach Kessel wie VA oder, da grösserer RG-Strom, Schnittstelle erst nach E-Filter wobei E-Filter umgebaut werden muss und weitere Schnittstellen entstehen. Es muss zudem abgeklärt werden ob bei grösse-rem Kessel mit nur einer RGR-Linie oder mit beiden gefah-ren wird. Dort entstehen wahrscheinlich auch weitere Schnittstellen.	
14. Druckluft		
<ul style="list-style-type: none">Schnittstellen unklar.Eine Schnittstelle ist zumindest bei der Rostentaschung und ist dort vermerkt.		
15. Elektrotechnik		
<ul style="list-style-type: none">Schnittstellen unklar. Es wird vereinfacht davon ausgegangen, dass alle Li-nien ähnlich betroffen sind.		
16. Leittechnik		
In allen Fällen müssen neue Komponenten ins PLS eingebunden werden. In wie weit neue Leitungen gezogen werden müssen ist noch unklar.		
17. Bau		
In allen Fällen muss für den Umbau das Dach über dem bestehenden Kessel L2 entfernt wer-den, um die neuen Rohrbündel einzuheben. Je nachdem, ob der Entschlacker und Rost auch von oben eingehoben werden können muss die Zwischenwand zwischen Kesselhaus L2 und Turbinenhaus TG2 abgebrochen werden um den neuen Rost und Entschlacker von der Seite einzuschieben.		
	Für diese Varianten muss die Wand zum Turbinengebäude TG2 zwangsläufig versetzt werden, wobei dadurch auch das Dach betroffen ist. <ul style="list-style-type: none">Es bleibt abzuklären wieweit die Verbreiterung Trichter, Einfüllschacht und Stössel mit dem bestehenden Trep-penhaus kollidieren.Bei Vergrößerung Kessel und Erweiterung Gebäude ist LUKO2 im Weg. Dieser muss entfernt oder ersetzt wer-den. (neue Fundamente Kesselstützen bei Primärstahlbau er-wähnt)	
18. Primärstahlbau		
Schnittstelle zwischen neuem Kessel und bestehendem Stahlbau. Es bleibt abzuklären, ob der bestehende Primär-stahlbau weiter verwendet werden kann.	Da die Kesselstützen für die Erweiterung des Kessels neu gebauten werden müssen liegt die Schnittstelle beim beste-henden Bau und neuen Fundamenten. Abzuklären ist, wie-welt zumindest die eine Seite der Kesselträger inkl. Funda-mente gegebenenfalls weiter verwendet werden können. Weiter ist zu klären welche, Komponenten gegebenenfalls	

	für die Erweiterung der Fundamente vorübergehend entfernt werden müssen.
19. Sekundärstahlbau	
Wartungs-Ebenen sollen an die Ebenen von Kessel Linie 1 angepasst werden, somit müssen alle komplett neu erstellt werden. Schnittstelle sind Ebenen Kessel Linie 1, vorhandener Bau und gegebenenfalls bei VA der weiter verwendete Primärstahlbau	
20. Bauphase	
<ul style="list-style-type: none"> • Montageplatz und Errichtung Kran für alle Varianten notwendig. • Schaffung Lagerfläche und Ballierung während Bauzeit für alle Varianten notwendig. • Stillstandszeit ist grob abgeschätzt für VA < VB < VC 	

12.2 Umbauszenario Variante A

Das Umbauszenario, das im Folgenden aufgeführt ist, wird dazu verwendet eine erste grobe Abschätzung der Kosten und der Stillstandszeit zu machen, welche im Folgekapitel 15 zu finden ist. Die Punkte, die mit einem „?“ markiert sind, sind noch genauer zu untersuchen, ob und in welcher Form sie zutreffen.

Punkte mit einem „+“ oder „-“ markiert bedeuten, dass für die KVA Einnahmen entstehen (+) oder Kosten anfallen bzw. Einnahmen wegfallen (-).

1. Errichtung neue TG

- 1.1. Ausserbetriebnahme TG1
 - Reduktion Stromproduktion ca. 60%
 - Abschaltung einer Linie oder Dampf über Bypass?
- 1.2. Abbau alte TG1, Aufbau neue TG, Erweiterung LUKO-Fläche
 - Bestehendes Fundament ausreichend ?
 - Bestehende Zuleitung HD-Dampf ausreichend ?
 - Abdampfleitung ausreichend ?
 - Leitung ND-Entnahme und –Anzapfung ausreichend?
 - Bestehender Kran Energiezentrale für neue TG ausreichend ?
 - Kann die LUKO Fläche erweitert werden, während dem die bestehenden LUKOs voll betrieben werden?
- 1.3. Ausserbetriebnahme TG2 und LUKO2
 - Stromproduktion = 0
- 1.4. „Verheiraten“ der neuen LUKO Fläche mit der alten
 - Machbarkeit?
- 1.5. Verbindung Wasserdampfkreislauf
- 1.6. Anschluss Elektrik
- 1.7. Einbindung PLS
- 1.8. Funktionstests LUKOs, neue TG
- 1.9. Inbetriebnahme neue TG
 - + Volle neue Stromproduktion

2. Rückbau TG2

- 2.1. Rückbau Turbine
- 2.2. Rückbau Generator
- 2.3. Rückbau Ölkühler
- 2.4. Rückbau Dampfleitungen, von Frisch- bis Ab-Dampf

3. Ersatz Kessel

Grundsätzliche Frage, ob Ersatz Kessel in einem oder in mehreren sukzessiven Schritten geschehen soll bzw. kann?

- 3.1. Errichtung Abfall-Ballen-Lager
- 3.2. Installation Abfall-Ballierungs-System
- 3.3. Errichtung Baukran
- 3.4. Abdecken Dach Kesselhaus 2
- 3.5. Abbruch Zwischenwand Kessel Linie 2 und TG2 notwendig ?

Rückbauphase:

- 3.6. Ausserbetriebnahme Kessel L2
 - Stromproduktion ca. 50%
 - Mindereinnahme Abfall durch reduzierte Annahme
 - Ballierungskosten
 - *Folgende Reihenfolge unklar-*
- 3.7. Ausheben alte Kesseltrommel
- 3.8. Zerlegung und Entfernen Kessel
- 3.9. Entfernen Rost
- 3.10. Entfernen Entschlacker
- 3.11. Entfernen Verbrennungsluftversorgung
- 3.12. Entfernen Eindüsung flüssige Abfälle
 - Gibt es das überhaupt noch?
- 3.13. Entfernung Einfülltrichter und Schlackeschacht
- 3.14. Entfernen Ebenen Sekundärstahl-konstruktion (unklar, wird Kessel erst ersetzt und dann Ebenen neu erstellt oder werden erst Ebenen neu erstellt und dann Kessel ersetzt?)
- 3.15. Kann Primärstahlbau weiter verwendet werden?

Neubauphase:

- 3.16. Erstellung neue Arbeitsbühnen Sekundärstahlbau
- 3.17. Erstellung neuer Einfülltrichter und Schlackeschacht
- 3.18. Einheben neuer Entschlacker
- 3.19. Einheben neuer Rost
- 3.20. Einheben und Zusammenbau neuer Kessel
 - 3.20.1. Überhitzer
 - 3.20.2. Ecos
 - 3.20.3. Verdampfer
 - 3.20.4. Kessel-Abreinigungs-Systeme
 - 3.20.5. Einspritzkühler
- 3.21. Einheben neue Kesseltrommel
- 3.22. Installation neuer Kessel
 - 3.22.1. Anschluss Speisewassersystem
 - 3.22.2. Anschluss Frischdampf-Leitung
 - 3.22.3. Anschluss Kesselaustritt -> E-Filter
 - 3.22.4. Anschluss Leitung zu Rauchgasaufheizung DeNOx
 - 3.22.5. Anschluss LUVU ?
- 3.23. Installation Rost
 - 3.23.1. Installation Rosthydraulik
 - 3.23.1.1. Anpassung Schaltschrank
 - 3.23.1.2. Einbindung Kühlkreislauf
 - 3.23.2. Installation Rostkühlung
 - 3.23.2.1. Einbindung Kühlkreislauf
 - 3.23.3. Installation Rost Entaschung
 - 3.23.3.1. Anschluss Druckluft
- 3.24. Errichtung und Installation neues Verbrennungsluftsystem
 - 3.24.1. Neue Ventilatoren

- 3.24.2. Neuer LUV0
 - 3.24.2.1. Mit welcher Wärmequelle wird neuer LUV0 verbunden?
 - 3.24.2.2. LUV0 für Primär- und Sekundär-luft ?
- 3.25. Installation Rauchgas-Rezirkulations-System
- 3.26. Einbindung Entschlacker
 - 3.26.1. Anbindung Schlacke zu Rüttel- / Förder-Band
 - 3.26.2. Zu- und Ab-Leitung Wasser
- 3.27. Einbindung Flugascheförderung
 - 3.27.1. Unklar ob Entaschung E-filter mit Entaschung Kessel zusammenhängt. ?
 - 3.27.2. Unklar wie weit bestehendes Kessel-Entaschungs-System weiter verwendet werden kann ?
- 3.28. Anschluss Druckluft
- 3.29. Elektrischer Anschluss aller neuen Systeme
 - 3.29.1. Ziehen von Kabeln
 - 3.29.2. Anpassung Schaltschränke
- 3.30. Einbindung in das PLS alle neuen Systeme
- 3.31. Druckprobe neuer Kessel
- 3.32. Inbetriebnahme neuer Kessel Linie 2
 - + volle Stromproduktion
 - + volle Einnahmen von Abfallannahme
 - + Wegfall Ballierungskosten
- 3.33. Wiederherstellung Aussenwand ?
- 3.34. Wiederherstellung Dach
- 3.35. Abbau Baukran
- 3.36. Abbau Ballierungs-System
- 3.37. Aufbrauchen Abfall-Ballen-Lager
- 3.38. Rückbau Abfall-Ballen-Lager

12.3 Erläuterung Investitionskosten 2020

Vergleich Investitionskosten 2020 in kCHF			
Investitionskosten mit Montage	Variante A	Variante B	Variante C
	1: 1-Ersatz, 6.5 t/h Kessel	11.3 t/h Kessel	11.3 t/h Kessel + Änderung Dampf- parameter
Ersatz TG – 5 Monate (Rückbau TG1 und Neubau TG 2):			
Abbau Turbine	Grob abgeschätzt		
Investition Turbine, WDK, und Montage	110% der Neubaukosten für Referenzanlage: 20 Mio. für 26 MW Turbine (inkl. Dampfsystem, Dampfturbinen-Anlage, Speisewassersystem, Kühlwassersystem, Medienanbindung, Probenahmesystem, EMSR Technik) => $20 \text{ Mio.} / (26/\text{Leistung neu})^{2/3} => XX$ Referenzanlage 2: 10 Mio. für 12 MW Turbine (inkl. Steuerung, Kühlkreislauf Turbine / Generator) => $10 \text{ Mio.} / (12/\text{Leistung neu})^{2/3} => XX$		
LuKos	80% der Neubaukosten für Referenzanlage: 8 Mio. für 26MW Turbine (inkl. Kondensatsystem) => $8 \text{ Mio.} / (25/\text{Leistung neu})^{2/3} => XX$ (Plausibilitätscheck mittels Referenzanlage 2: 7,2 Mio. für 12 MW Turbine => $7,2 \text{ Mio.} / (11,25/\text{Leistung neu})^{2/3} => XX$)		
Maschinenhauskran und Hebezeug	0% Referenzanlage: 0,54 Mio. für 26 MW Turbine Referenzanlage 2: 0.11 Mio. für 12 MW Turbine		
Ersatz/ Aufrüstung Leitungen und Speisewasserpumpen	Nicht relevant	Nicht relevant	Relevant
Reduktion Stromproduktion	um 60% für die gesamte Umbauzeit von 5 Monaten: $5/12 \times 62507 \text{ MWh/ Jahr} \times 40 \text{ CHF/MWh}$		
Rückbau TG2 – 3 Monate:			
Demontage TG2 und Leitungen (5 Mann, 3 Monate)	(5 Mann, 3 Monate CHF 1000 pro Tag)		
Errichtung Abfall-Ballen Lager – 3 Monate			
Investition und Bau Ballen-Lager	Grob abgeschätzt		
Ersatz Feuerung und Kessel Linie 2 – 8 Monate			
Ausfälle Abfallerlöse	$8/12 \times 25000 \text{ t/a} \times \text{CHF } 130$		
Abbau bestehender Kessel	Grob abgeschätzt		
Investition und Montage Feuerung und Kessel Linie 2	110% der Neubaukosten für Referenzanlage: 60,5 Mio. für $2 \times 12,5 \text{ t} => \text{ca. } 35 \text{ Mio.}$ für $1 \times 12,5 \text{ t} => 35 \text{ Mio.} / (12,5/\text{Durchsatz neu})^{2/3}$ (Plausibilitätscheck mittels Referenzanlage 2: (inkl. Feuerungssystem, Verbrennungsluftsystem, Drucklufterzeugung Feuerung, Dampfkessel, Überhitzerbündel, Kesselarmaturen und – leitungen, Speisewasserpumpen, Kesselablassentspanner, Rohrleitungen, Armaturen, Pumpen etc. Economiser)		

	32,7 Mio. für 11,25 t => 32,7 Mio. / (11,25/Durchsatz neu) ^ 2/3)		
Gebäudeerweiterung		Kosten grob geschätzt für Abbruch Zwischenwand KL2 und TG2	
Anpassung Rückkühlsystem		Kosten grob geschätzt	
Anpassung Einfülltrichter		Kosten grob geschätzt	
Kosten weiterer Schnittstellen?			
Investitionskosten gesamt	Summe auf Basis von Referenzanlage, Referenzanlage 2 nur als Vergleichswert		
Abschreibung Investition pro Jahr	Investition gesamt / Dauer Abschreibung		
Kapitalkosten Investition pro Jahr	2% * Investitionskosten/(2*Dauer Abschreibung)		

12.4 Erläuterung Investitions- und Reinvestitionskosten bis 2050

Vergleich Investitionskosten ab ca. 2035			
Ersatz Feuerung und Kessel Linie 1 – 8 Monate		Wird nicht ersetzt	Wird nicht ersetzt
Abbau bestehender Kessel	Grob abgeschätzt (höher als Abbau L2 wegen schlechte- rer Zugänglichkeit)		
Investition und Montage Feue- rung und Kessel (Basis Refe- renzanlage 2) Neubau Linie 1	110% der Neubaukosten für Referenzanlage: 60,5 Mio. für 2 x 12,5 t => ca. 35 Mio. für 1 x 12,5 t => 35 Mio. / (12,5/Durchsatz neu)^2/3		
Abschreibung Investition (ohne Feuerung und Kessel)	Investition gesamt / Dauer Abschreibung		
Kapitalkosten Investition (ohne Feuerung und Kessel)	2% * Investitionskosten/(2*Dauer Abschreibung)		
Abschreibung Investition Feue- rung und Kessel	Investition gesamt / Dauer Abschreibung		
Kapitalkosten Investition Feue- rung und Kessel	2% * Investitionskosten/(2*Dauer Abschreibung)		
Vergleich Reinvestitionskosten ab ca. 2040			
Reinvestition Feuerung und Kessel Linie 2	Selber Wert wie oben „Investition und Montage Feue- rung und Kessel Linie 2“		
Abschreibung Investition	Investition gesamt / Dauer Abschreibung		
Kapitalkosten Investition	2% * Investitionskosten/(2*Dauer Abschreibung)		

12.5 Betriebskosten

Tabelle 6: Abgeschätzte Erträge der Betriebskosten für jeweilige Ersatzvariante. Links die Jahre 2020 bis 2040. Rechts die Jahre nach 2040 nach Stilllegung Kessel Linie 1.

Vergleich Ertrag vs. Aufwand im Betrieb 2020 - 2040				ab ca. 2040 nach Stilllegung Linie 1
Ertrag	Variante A	Variante B	Variante C	Variante B
Verfügbarkeit Stromproduktion [Volllaststunden]	8'000	8'000	8'000	6'007
Generatorleistung Volllast [MW]	13.22	14.22	11.13	14.22
Abfallmenge für Turbinenauslegung [t/a]	112'000	120'400	90'400	120'400
Turbineneffizienz [MWh el / t Abfall]	0.94	0.94	0.98	0.94
Interne Wärmeverbraucher [MW th]	3.3	3.3	3.3	3.3
ETV [MW th/MW el]	6			
Strom-Minderproduktion durch Prozess und FW-Bereitstellung durch ETV [MWh el]	8'985	8'985	8'985	8'985
Stromeigenverbrauch [MWh/t] Mittelwert gemäss Abfallwirtschaftsbericht 08	0.132	0.132	0.132	0.132
Stromproduktion [MWh/a]	96'775	104'775	80'055	76'430
Verkaufte Menge Strom [MWh el]	81'991	88'883	68'123	64'497
Strompreis [CHF / MWh]	40	40	40	40
Stromerlös [kCHF]	3'280	3'555	2'725	2'580
Verbrennungskapazität L2 [t/h]	6.5	11.3	11.3	11.3
Verbrennungskapazität L1 [t/h]	7.5	7.5	7.5	
Max. Abfalldurchsatz t/Jahr	112'000	120'400	90'400	90'400
Tatsächlicher Jahresabfalldurchsatz [t/a]	115'000	120'400	90'400	90'400
Abfallpreis [CHF/t] (Geschäftsbericht 2014/2015 inkl. Metallverkauf)	130	130	130	130
Abfallerlös [kCHF]	14'560	15'652	11'752	11'752
FW Szenario [MWh/a]	25'000	25'000	25'000	25'000
FW-Preis [CHF/MWh]	30	30	30	30
FW-Erlös [kCHF]	750	750	750	750
Gesamt [kCHF]	19.077	19.957	15.227	15.082

Tabelle 7: Abgeschätzte Aufwände der Betriebskosten für jeweilige Ersatzvariante und am Ende der Tabelle (blau hinterlegt) der Deckungsbeitrag aus Ertrag und Aufwand.

	2020 - 2040			ab ca. 2040 nach Stilllegung Linie 1
Aufwand	Variante A	Variante B	Variante C	Variante B
Personal	39	39	37	37
Personalkosten [CHF / Mitarbeiter und Jahr] (Geschäftsbericht 2014/2015)	107'530	107'530	107'530	107'530
Personalkosten [kCHF/a]	-4'194	-4'194	-3'979	-3'979
Deponie/ Schlackentransport/ Altmetall [CHF/t] (Geschäftsbericht 2014/2015)	22	22	22	22
Deponie/ Schlackentransport/ Altmetallkosten [kCHF/a]	-2'464	-2'649	-1'989	-1'989
Entsorgung Reststoffe [CHF/t]	6.5	6.5	6.5	6.5
Entsorgung Reststoffe Kosten	-728	-783	-588	-588
Unterhalt [kCHF/a] (Geschäftsbericht 2014/2015) (nicht verwendet)	6'000	6'000	6'000	6'000
Unterhaltskosten in [CHF/t Abfall] (Durchschnitt aus CHF 25 für Kessel im Alter von 0-15 Jahren und CHF 50 für Kessel im Alter grösser 15)	38	38	38	38
Prognostizierte Unterhaltskosten	-4'313	-4'515	-3'390	-3'390
Zusammenfassung von Kapitalkosten (.3 Mio.), Versicherung (.4 Mio.), Miete Strom Diverses (.1 Mio.), Verwaltungsaufwand (.4 Mio.), Übriger Betriebsaufwand (.2 Mio.) [kCHF]	-2'300	-2'300	-2'300	-2'300
Gesamt [kCHF]	14'084	14'440	12'245	12.245
Deckungsbeitrag (Ertrag – Aufwand)	4'993	5'517	2'982	2'837

12.6 Erläuterung Abschätzung Betriebskosten und Erträge

Tabelle 8: Erläuterung der abgeschätzten Erträge der Betriebskosten von Tabelle auf vorheriger Seite.

Vergleich Ertrag vs. Aufwand im Betrieb			
Ertrag	Variante A	Variante B	Variante C
Verfügbarkeit Stromproduktion [Volllaststunden]	Annahme, dass Verfügbarkeit Stromproduktion bei allen Varianten gleich ist.		
		Theoretische könnte man mit den Kesseln Variante B noch mehr Abfall verbrennen, jedoch sind diese durch die Turbine limitiert.	Von einer geringeren Verfügbarkeit auf Grund von schnellerem Verschleiss des Überhitzers für 425°C FD wird nicht ausgegangen.
Generatorleistung Volllast [MW]	Dies wird durch den maximal möglichen Abfalldurchsatz der Variante ermittelt.		
Abfallmenge für Turbinenauslegung [t/a]	Abfalldurchsatz in t/h für den bei 8000 Betriebsstunden die Turbine ausgelegt ist.		
Turbineneffizienz [MWh el / t Abfall]	Quotient von Stromproduktion und Abfalldurchsatz. Variante A + B fast identisch, Variante C höherer Wirkungsgrad.		
Interne Wärmeverbraucher [MW th]	Hierfür wird nach Rechnungen Rytec 3.3 MW vereinfacht für alle Varianten angenommen.		
ETV [MW th/MW el]	Umrechnungsfaktor von MW elektrisch zu MW thermisch.		
Strom-Minderproduktion durch Prozess und FW-Bereitstellung durch ETV [MWh el]	Menge an Strom die nicht produziert wird auf Grund von Bereitstellung von Fern und Prozesswärme.		
Stromeigenverbrauch [MWh/t]	Der Stromeigenverbrauch wird fix pro Tonne Abfall gerechnet, mit dem Mittelwert gemäss Abfallwirtschaftsbericht 08.		
Stromproduktion [MWh/a]	Die Stromproduktion ergibt sich aus dem Produkt von Generatorleistung und Verfügbarkeit Stromproduktion.		
verkaufte Menge Strom [MWh el]	Die Menge des effektiv verkauften Stroms. Stromproduktion minus Eigenverbrauch.		
Strompreis [CHF / MWh]	Der Strompreis wird tiefer als heute mit 40 CHF/MWh angenommen.		
Stromerlös	Der Stromerlös ergibt sich aus Stromproduktion minus Eigenverbrauch.		
Verbrennungskapazität L2 [t/h]	Verbrennungskapazität gemäss Varianten Ersatz Kessel L2.		
Verbrennungskapazität L1 [t/h]	Verbrennungskapazität gemäss momentaner Kapazität Kessel L1.		
Max. Abfalldurchsatz t/Jahr	Maximal möglicher Abfalldurchsatz der Variante in Abhängigkeit von Grösse Kessel, Turbinen und LUKO.		
Tatsächlicher Jahresabfalldurchsatz [t/a]	Maximal möglicher Durchsatz Kessel L1+L2.	Maximal verfügbare Abfallmenge.	Vollauslastung Kessel L2 und maximal möglicher Betrieb Kessel L1.
Abfallpreis [CHF/t]	Durchschnitt aus Geschäftsbericht 2014/2015 inkl. Metallverkauf		
Abfallerlös [kCHF]	Der Abfallerlös ergibt sich durch den Abfalldurchsatz pro Jahr.		
FW Szenario [MWh/a]	Prognostizierter Absatz von Fernwärme pro Jahr.		
FW-Preis [CHF/MWh]	Angenommener Erlös für Absatz Fernwärme.		

FW-Erlös [kCHF]	Erlös durch Fernwärme aus Produkt von Szenario und Preis.
------------------------	---

Tabelle 9: Erläuterung der abgeschätzten Aufwände der Betriebskosten von Tabelle 7.

Aufwand	Variante A	Variante B	Variante C
Personal	Für das Betreiben von zwei Linien über das ganze Jahr wird ein Personalbedarf von 39 Personen angenommen.		Da Kessel L1 nicht betrieben wird ist angenommen, dass sich der Personalbedarf reduziert.
Personalkosten [CHF / Mitarbeiter und Jahr]	Die Personalkosten entsprechen dem Mittelwert aus dem Geschäftsbericht 2014/2015.		
Personalkosten [kCHF/a]	Die Personalkosten ergeben sich aus dem Personalbedarf und Personalkosten.		
Deponie/ Schlacken-transport/ Altmetall [CHF/t] (Geschäftsbericht 2014/2015)	Die Kosten für Deponie/ Schlackentransport und Altmetall entsprechen dem Mittelwert vom Geschäftsbericht 2014/2015		
Deponie/ Schlacken-transport/ Altmetall kosten [kCHF/a]	Die Kosten hängen vom jährlichen Abfalldurchsatz der Anlage ab.		
Entsorgung Reststoffe [CHF/t]	Die Kosten für Entsorgung Reststoffe entsprechen dem Mittelwert des Jahresberichts 2014/2015		
Entsorgung Reststoffe Kosten	Die Kosten hängen vom jährlichen Abfalldurchsatz der Anlage ab.		
Unterhalt [kCHF/a] (Geschäftsbericht 2014/2015)	Wert aus budgetierten Unterhaltskosten für 2014 und 2015 und tatsächlichen Unterhaltskosten. (ist nicht verwendet)		
Unterhaltskosten in [CHF/t Abfall]	Durchschnitt aus CHF 25 für Kessel im Alter von 0-15 Jahren und CHF 50 für Kessel im Alter grösser 15		
Unterhaltskosten	Erwartete anfallende Unterhaltskosten		
Vernachlässigung von Kapitalkosten (.3 Mio), Versicherung (.4 Mio), Miete Strom Diverses (.1 Mio), Verwaltungsaufwand (.4 Mio), Übriger Betriebsaufwand (.2 Mio)	Die Kosten, die bei allen Varianten gleich sind, wurden vernachlässigt, da sie für den Vergleich nicht relevant sind.		
Deckungsbeitrag (Ertrag – Aufwand)	Der Deckungsbeitrag ist der Ertrag minus den Aufwand.		