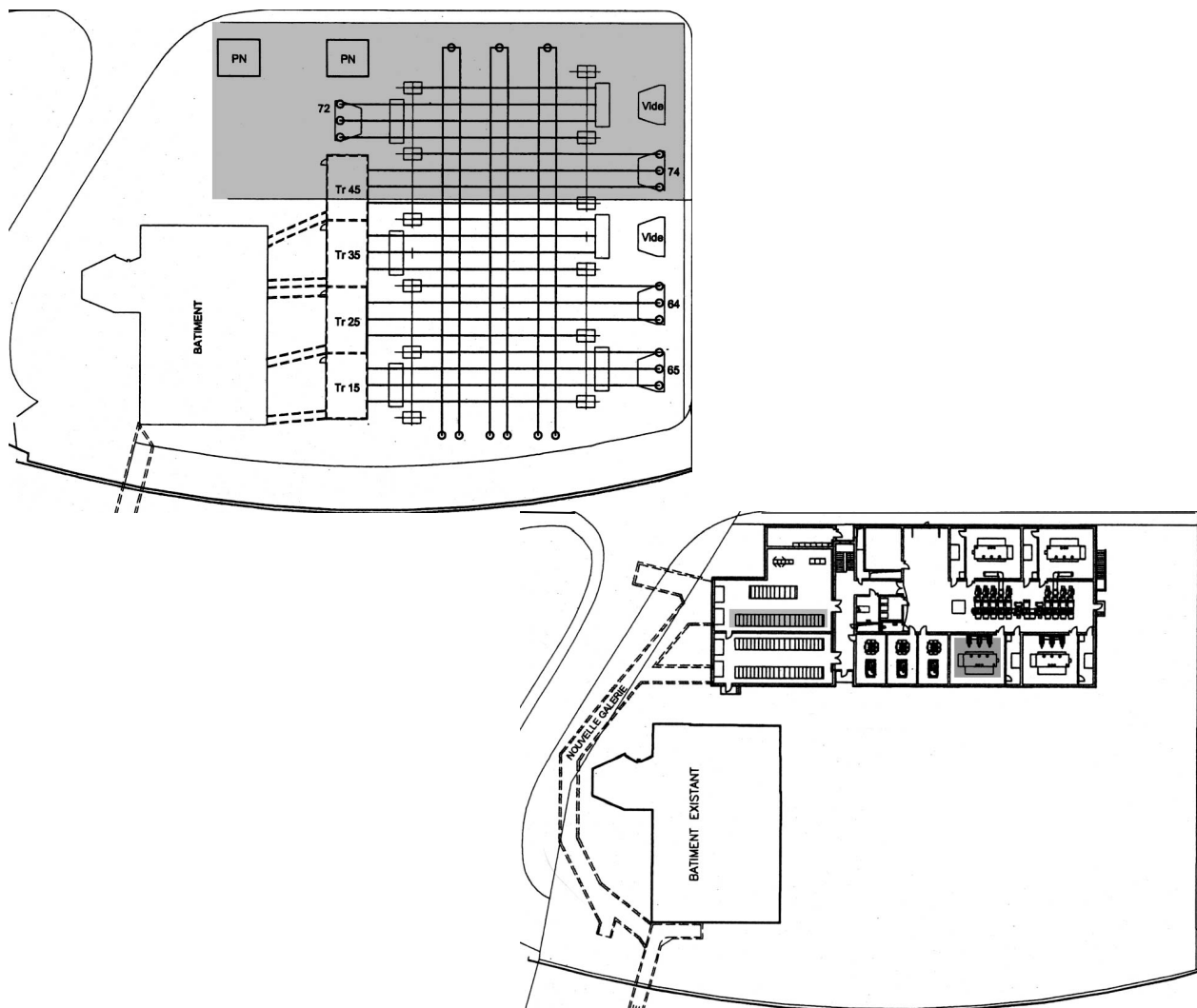


**FKH - / VSE - Fachtagung
Journée FKH / AES
15. 11. 2006**

**Hochschule für Technik und Architektur Freiburg
Ecole d'ingénieurs et d'architectes de Fribourg**

Erneuerung und Erweiterung von Hochspannungsschaltanlagen

Renouvellement et extension des postes à haute tension



**FKH - / VSE – Fachtagung
Journée FKH / AES
15. 11. 2006
Hochschule für Technik und Architektur Freiburg
Ecole d'ingénieurs et d'architectes de Fribourg**

Erneuerung und Erweiterung von Hochspannungsschaltanlagen

Renouvellement et extension des postes à haute tension

Veranstalter / organisateur:

*Fachkommission für Hochspannungsfragen, FKH
Commission d'études des questions relatives à la haute tension
Voltastrasse 9
8044 Zürich*



*Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, VSE
Association des entreprises électrique Suisse
Hintere Bahnhofstrasse 10
5001 Aarau*



VSE-Druckschrift 8.03 d/f / Imprimé ASE 8.03 d/f

FKH - / VSE – Fachtagung
Journée FKH / AES
15. 11. 2006
Hochschule für Technik und Architektur Freiburg
Ecole d'ingénieurs et d'architectes de Fribourg

Vorwort

Elektrizitätsversorgungsunternehmen wie auch Anlagenhersteller stehen in den letzten Jahren immer häufiger vor der Herausforderung, in Betrieb stehende Hochspannungsschaltanlagen erneuern und erweitern zu müssen. Aufgrund der Altersverteilung der Unterwerke im schweizerischen Elektrizitätsversorgungsnetz haben viele Schaltanlagenkomponenten die ihnen zugestandene Lebensdauer erreicht und müssen ersetzt werden. Hinzu kommt, dass der Liberalisierungsprozess im Elektrizitätsmarkt flexiblere Anforderungen an die Netzinfrastruktur stellt, welche zusätzliche Knotenpunkte aber auch funktionelle Erweiterungen notwendig machen.

Die heutigen Erneuerungsprojekte laufen unter ganz anderen Randbedingungen ab, als der vor Jahrzehnten erfolgte Bau der Anlagen. Neben technologischen Fortschritten und einem tiefgreifenden Wirtschaftswandel werden heute unvergleichlich höhere Anforderungen an die Versorgungssicherheit während den Umbauphasen gestellt. Erschwerend wirkt ausserdem, dass seit der Erstellung der Schaltanlagen ein Generationswechsel bei den verantwortlichen Projektleitern stattgefunden hat.

Im Verlaufe der Tagung werden die genannten technischen und logistischen Probleme anhand von praktischen schweizerischen Projekten aus der jüngsten Vergangenheit vorgestellt und diskutiert. Ausgangspunkt bilden die unterschiedlichen Beweggründe für einen Ersatz oder eine Erweiterung einer Schaltanlage. Ein wichtiger Tagungsschwerpunkt betrifft die Frage der Kompatibilität bei Schnittstellen zwischen bestehenden und neuen Anlagenteilen. Dabei werden neue Anlagenkonzepte und der Einsatz von Hybridtechnologien mit Kombinationen von freiluftisolierten und isoliergasgekapselten Komponenten diskutiert. Ferner wird auf die Anforderung zur Aufrechterhaltung des Betriebs in allen Projektphasen eingegangen. Die Ausführungen widmen sich schliesslich auch den ökonomischen Fragestellung im Entscheidungsprozess bei mehreren konkurrierenden Projektvarianten.

Préface

Les exploitants de réseaux et les constructeurs d'équipements électriques doivent de plus en plus concevoir un renouvellement et une extension des installations sans interrompre la disponibilité de ces dernières. Le vieillissement statistiquement de plus en plus avancé des appareils électriques dans les postes en Suisse nécessite une stratégie de renouvellement, surtout lorsque la limite de durée de vie des équipements est presque atteinte. De plus le processus de libéralisation du marché électrique pose des exigences supplémentaires qui ont trait à la flexibilité et au rendement.

Les projets de renouvellement et d'extension sont en plus soumis à des nouvelles conditions telles que les demandes d'autorisations ou les levées des oppositions, un rendement économique ciblé, un respect des délais et de la sécurité d'alimentation pendant les travaux. Le tout avec de nouvelles équipes de projets de pensée différente où la technologie disponible doit se marier de facto avec les buts économiques fixés.

Lors de cette journée des projets très récents de renouvellement ou d'extension seront présentés avec ces nouveaux aspects techniques et de logistique. On abordera ensuite la question du processus de décision : faire ou ne pas faire. Pour aller dans les détails de terrain, la question d'interface compatible entre les équipements anciens et récents sera soulevée! D'autres concepts tels que la technologie hybride reliant les installations isolées à l'air avec des composants confinés dans le gaz seront également mentionnés. On reviendra à la fin sur l'aide à la décision pour l'un ou l'autre scénario, chaque scénario mis en concurrence techniquement et économiquement : choix entre diverses technologies, minimisation de la durée d'immobilisation des installations dans le poste durant le chantier, insourcing ou outsourcing, voire leasing, etc.

Dr. Reinhold Bräunlich
Geschäftsleiter der FKH

Prof. Hubert Sauvain
Directeur de congrès
Ecole d'ingénieurs et d'architectes de Fribourg

Tagungsprogramm

Datum: Mittwoch, 15. November 2006, Beginn 09¹⁵

Ort: Hörsaal E. Gremaud, Hochschule für Technik und Architektur Freiburg

Titel: **Erneuerung und Erweiterung von Hochspannungsschaltanlagen**

Tagungsleitung: Prof. Hubert Sauvain, Hochschule für Technik und Architektur Freiburg

	Titel / Inhalt	Referent
09 ¹⁵ -09 ³⁰	Begrüssung durch den FKH-Präsidenten und den VSE	Dr. Thomas Aschwanden, KWO Hansjörg Holenstein, VSE
09 ³⁰ -09 ⁴⁵	Einführung in das Thema der Fachtagung	Prof. Hubert Sauvain, Hochschule für Technik und Architektur Freiburg
09 ⁴⁵ -10 ¹⁵	„Neue“ Schaltanlagenkonzepte und der daraus entstehende Nutzen für den Betreiber	Dieter Fücksle, ABB High Voltage Products, Zürich
10 ¹⁵ -10 ⁴⁵	Strategie und Umsetzung bei Erneuerung der Sekundärtechnik in Schaltanlagen	Claude Racine, NOK, Baden
10 ⁴⁵ -11 ¹⁵	Kaffeepause	
11 ¹⁵ -11 ⁴⁵	Zustandsdiagnose an Schaltanlagenkomponenten als Entscheidungsgrundlage für Erneuerungen	Dr. Reinhold Bräunlich FKH, Zürich
11 ⁴⁵ -12 ¹⁵	Unterbruchsfreier Ersatz einer luftisolierten Innenraumschaltanlage durch eine moderne kompakte 72.5-kV-SF ₆ -Gas-isolierte Schaltanlage	Endre G. Mikes, AREVA T&D AG, Gas Insulated Substations, Oberentfelden Claus Jörg, EBS Elektrizitätswerk des Bezirks Schwyz
12 ¹⁵ -12 ⁴⁵	Poste de Praille: rénovation d'un poste HT/MT <i>Erneuerung einer Hoch- und Mittelspannungsschaltanlage am Beispiel des Unterwerks Praille</i>	Olivier Bissat, SIG, Genève
12 ⁴⁵ -14 ⁰⁰	Mittagessen	
14 ⁰⁰ -14 ³⁰	Beispiele von Anforderungen bei Erneuerungen von Schaltanlagen aus der Sicht der Projektleitung	Peter Bircher BKW FMB Energie AG, Bern
14 ³⁰ -15 ⁰⁰	Applications des condensateurs à haute tension, hier et aujourd'hui <i>Einsatz von Hochspannungskondensatoren, gestern und heute</i>	Etienne Savary, Maxwell Technologies SA, Rossens
15 ⁰⁰ -15 ³⁰	Erneuerung von Hochspannungs-Kabelanlagen	Andreas Meier, Brugg Kabel AG
15 ³⁰ -15 ⁴⁵	Diskussion	Prof. Hubert Sauvain
15 ⁴⁵ -17 ⁰⁰	Besichtigung des Hochspannungs- und Netzsimulationslabors der FH Fribourg oder alternativ Besichtigung des Instituts IIMT der neuen Universität Fribourg	Prof. Hubert Sauvain

Ausklang der Veranstaltung mit Aperitif

Programme de la journée d'information

Date: Mercredi, 15 novembre 2006, début 09¹⁵
 Lieu: Auditoire E. Gremaud, Ecole d'ingénieurs et d'architectes de Fribourg
 Titre: **Renouvellement et extension des postes à haute tension**
 Animateur: Prof. Hubert Sauvain, Ecole d'ingénieurs et d'architectes de Fribourg

	Titre / sujet	Conférencier
09 ¹⁵ -09 ³⁰	Bienvenue par le président de la FKH et par l'AES	Dr. Thomas Aschwanden, KWO Hansjörg Holenstein, VSE
09 ³⁰ -09 ⁴⁵	Introduction du sujet de la journée	Prof. Hubert Sauvain, Ecole d'ingénieurs et d'architectes de Fribourg
09 ⁴⁵ -10 ¹⁵	„Neue“ Schaltanlagenkonzepte und der daraus entstehende Nutzen für den Betreiber <i>Nouveaux concepts pour les postes et avantages qui en résultent pour les exploitants</i>	Dieter Fücksle, ABB High Voltage Products, Zürich
10 ¹⁵ -10 ⁴⁵	Strategie und Umsetzung bei Erneuerung der Sekundärtechnik in Schaltanlagen <i>Renouvellement des installations secondaires: stratégie et réalisation</i>	Claude Racine, NOK, Baden
10 ⁴⁵ -11 ¹⁵	Pause café	
11 ¹⁵ -11 ⁴⁵	Zustandsdiagnose an Schaltanlagenkomponenten als Entscheidungsgrundlage für Erneuerungen <i>Diagnostic des composants dans les postes pour l'aide à la décision d'un renouvellement</i>	Dr. Reinhold Bräunlich FKH, Zürich
11 ⁴⁵ -12 ¹⁵	Unterbruchsfreier Ersatz einer luftisolierten Innenraumschaltanlage durch eine moderne kompakte 72.5-kV-SF ₆ -Gas-isolierte Schaltanlage GIS <i>Remplacement sans interruption d'une installation intérieure isolée à l'air par une installation compacte de 72.5 kV isolée au gaz SF₆</i>	Endre G. Mikes, AREVA T&D AG, Gas Insulated Substations, Oberentfelden Claus Jörg, EBS Elektrizitätswerk des Bezirks Schwyz
12 ¹⁵ -12 ⁴⁵	Poste de Praille: rénovation d'un poste HT/MT	Olivier Bissat, SIG, Genève
12 ⁴⁵ -14 ⁰⁰	Repas	
14 ⁰⁰ -14 ³⁰	Beispiele von Anforderungen bei Erneuerungen von Schaltanlagen aus der Sicht der Projektleitung <i>Des exigences lors du renouvellement d'installations à haute tension: point de vue de la direction du projet</i>	Peter Bircher BKW FMB Energie AG, Bern
14 ³⁰ -15 ⁰⁰	Applications des condensateurs à haute tension : hier et aujourd'hui	Etienne Savary, Maxwell Technologies SA, Rossens
15 ⁰⁰ -15 ³⁰	Erneuerung von Hochspannungs-Kabelanlagen <i>Renouvellement des installations à câbles à haute tension</i>	Andreas Meier Brugg Kabel AG
15 ³⁰ -15 ⁴⁵	Discussion	Prof. Hubert Sauvain
15 ⁴⁵ -17 ⁰⁰	Visite des laboratoires de haute tension et de réseaux électriques de l'EIF ou visite de l'institut iimt de l'Université de Fribourg	Prof. Hubert Sauvain

Un apéritif mettra fin à cette journée

Zusammenfassung der Referate

Résumés des exposés

Inhaltsverzeichnis

Table des matières

	Seite
Einführung in das Thema der Fachtagung <i>Introduction du sujet de la journée</i> Prof. Hubert Sauvain, <i>Ecole d'ingénieurs et d'architectes de Fribourg</i>	1
„Neue“ Schaltanlagenkonzepte und der daraus entstehende Nutzen für den Betreiber <i>Nouveaux concepts pour les postes et avantages qui en résultent pour les exploitants</i> Dieter Fücksle, ABB High Voltage Products, Zürich	5
Strategie und Umsetzung bei Erneuerung der Sekundärtechnik in Schaltanlagen <i>Renouvellement des installations secondaires: stratégie et réalisation</i> Claude Racine, NOK, Baden	17
Zustandsdiagnose an Schaltanlagenkomponenten als Entscheidungsgrundlage für Erneuerungen <i>Diagnostic des composants dans les postes pour l'aide à la décision d'un renouvellement</i> Dr. Reinhold Bräunlich, FKH, Zürich	43
Unterbruchsfreier Ersatz einer luftisolierten Innenraumschaltanlage durch eine moderne kompakte 72.5-kV-SF ₆ -Gas-isolierte Schaltanlage GIS <i>Remplacement sans interruption d'une installation intérieure isolée à l'air par une installation compacte de 72.5 kV isolée au gaz SF₆</i> Endre G. Mikes, AREVA T&D AG, Gas Insulated Substations, Oberentfelden Claus Jörg, EBS Elektrizitätswerk des Bezirks Schwyz	57
Erneuerung einer Hoch- und Mittelspannungsschaltanlage am Beispiel des Unterwerks Praille <i>Poste de Praille: rénovation d'un poste HT/MT</i> Olivier Bissat, SIG, Genève	77
Beispiele von Anforderungen bei Erneuerungen von Schaltanlagen aus der Sicht der Projektleitung <i>Des exigences lors du renouvellement d'installations à haute tension: point de vue de la direction du projet</i> Peter Bircher, BKW FMB Energie AG, Bern	99 103
Einsatz von Hochspannungskondensatoren, gestern und heute <i>Applications des condensateurs à haute tension, hier et aujourd'hui</i> Etienne Savary, Maxwell Technologies SA, Rossens	131
Erneuerung von Hochspannungs-Kabelanlagen <i>Renouvellement des installations à câbles à haute tension</i> Andreas Meier, Brugg Kabel AG	153
Teilnehmerverzeichnis sortiert nach Namen / Liste des participants par nom	171
Teilnehmerverzeichnis sortiert nach Firmen / Liste des participants par entreprises	175
Referentenadressen / adresses des conférenciers	179
Notiz / notes	181

FKH - / VSE – Fachtagung

15. November 2006

***Erneuerung und Erweiterung von
Hochspannungsschaltanlagen***

***Renouvellement et extension
des postes à haute tension***

**Bienvenue sur le Plateau de Pérolles
Thèmes et objectifs de la journée par le Président de
la conférence**

**Willkommen am Ausbildungsplatz Pérolles
Einführung in das Tagungsthema durch den
Tagungsleiter**

Prof. Hubert Sauvain
EIA-FR, Pérolles 80, 1705 Fribourg, Suisse

Formation académique

1974 Diplôme d'ingénieur-électricien EPF Lausanne

Formation continue Executive Program at the Haas School of Business at the University of Berkeley
(California)

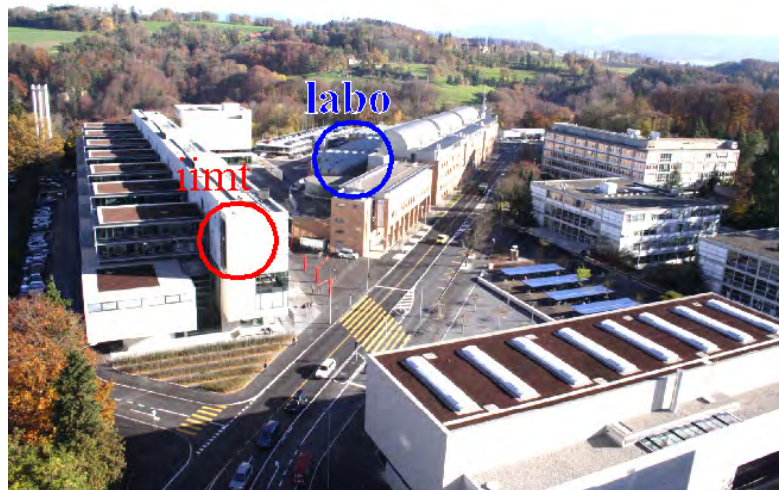
Activités actuelles

- Professeur à l'Ecole d'ingénieurs de Fribourg en énergie électrique et en économie
- Administrateur de sociétés

Activités antérieures

1974 - 1977 ABB-Sécheron Genève
1977 - 1978 EBE Essen/Düsseldorf
1978 - 1998 Montena EMC/Rossens : start-up, directeur et administrateur

Plateau de Pérolles Fribourg: > 5000 étudiants



FKH - / VSE – Fachtagung 2006: Erneuerung und und Erweiterung von HS-Schaltanlagen

Labo HT (EIA-Fr)



FKH - / VSE – Fachtagung 2006: Erneuerung und und Erweiterung von HS-Schaltanlagen

iimt (Uni-Fr): MBA in Utilities



FKH - / VSE – Fachtagung 2006: Erneuerung und und Erweiterung von HS-Schaltanlagen

Renouvellement et extension des postes à haute tension

Mots clefs de la journée:

- Ne pas immobiliser les installations en exploitation
- Retour sur l'investissement
- Compatibilité des interfaces
- Processus de décision: faire / ne pas faire
- Insourcing-Outsourcing et Leasing
- Nouvelle équipe de projet technico-économique

Erneuerung und Erweiterung von Hochspannungsschaltanlagen

Stichworte zur Fachtagung:

- Unterbrechungsfreie Energieversorgung
- « Return on Investment »
- Kompatibilität bei Schnittstellen
- Entscheidungsprozess: « go / no go »
- Insourcing-Outsourcing und Leasing
- Generationenwechsel bei der Projektleitung

FKH - / VSE – Fachtagung 2006: Erneuerung und und Erweiterung von HS-Schaltanlagen

FKH - / VSE – Fachtagung

15. November 2006

Erneuerung und Erweiterung von Hochspannungsschaltanlagen

Renouvellement et extension des postes à haute tension

„Neue“ Schaltanlagenkonzepte und der daraus entstehende Nutzen für den Betreiber

Dieter Fücksle
ABB Schweiz, Zürich

CURRICULUM VITAE:

CAREER DEVELOPMENT

2000 – ...	Product Manager Gas Insulated and Hybrid Switchgear, ABB Switzerland Ltd.
1995 – 2000	Head of Development for Hybrid Application Gas Insulated Switchgear, ABB Switzerland Ltd.
1994 – 1995	Technical Assistant Life Tank Circuit Breaker, ABB High-Voltage Technologies Ltd.
1993 – 1994	Application Engineer ABB Canada Ltd.
1989 – 1993	Development Engineer

EDUCATION

1992 – 1996	Technical University Munique Munique, Germany Diploma: Electrical Engineer
1982 – 1983	Military
1973 – 1982	High school Wertingen, Germany
1982	High school Diploma
1969 – 1973	Primary school Wertingen, Germany

„Neue“ Schaltanlagenkonzepte und der daraus entstehende Nutzen für den Betreiber

Dieter Fücksle

ABB Schweiz, Zürich

1. Einleitung

Der Beitrag handelt über die Modernisierung von einer konventionellen AIS Hochspannungsschaltanlage mittels hybrider Schaltanlagentechnik anhand eines konkreten Beispiels der Schaltanlage Laufenburg. Hierbei wurde nicht nur die die Primärtechnik ausgetauscht, sondern auch ein komplettes Konzept für die Modernisierung des Steuer- und Leitsystems erstellt.

2. Entscheidungsfindung

Zur Entscheidungsfindung über die einzusetzende Technologie, wurde vom Kunden eine Voll-Kosten Analyse durchgeführt, unter Berücksichtigung eines Lebenszyklus von 40 Jahren. Es wurden 2 Hauptalternativen untersucht:

- Ersatz von Komponenten versus
- Einsatz hybrider Schaltmodule

Das Ergebnis der Untersuchung war:

Hybride Schaltmodule mit integrierten Trennschaltern, Erdungsschaltern, Leistungsschaltern, Messwandlern (CT, VT) bieten, unter Berücksichtigung der Platzerparnis, eine konkurrenzfähige Lösung gegenüber einem 1:1 Ersatz mit Einzelgeräten. Mit dem Einsatz von zukünftigen nicht-konventionellen Wandlern können sogar weitere zusätzliche Einsparungen erwartet werden.

3. Modernisierungsphasen mit Hybriden Modulen

Der Haupttreiber für die Auswahl der Technologie des Kunden war, die Kompatibilität mit existierenden und neuen Technologien sicherzustellen, und zwar nicht nur für die Primärtechnik sondern vor allem auch hinsichtlich der Sekundärtechnik.

Bei der Auswahl der Primärtechnologie standen folgende Anforderungen im Vordergrund:

- Geräte, welche während ihrem gesamten Lebenszyklus repariert, ersetzt oder erweitert werden können.
- Standardmodule für alle Feldtypen
- Einsatz von Hybriden Modulen unterschiedlicher Hersteller sind möglich
- Kombination hybrider Schalt-Module mit anderen Schaltapparaten (z.B. AIS-Geräten) ist möglich
- Option, konventionelle Strom- und Spannungswandler (CT/VT) durch nicht konventionelle Strom-/Spannungs-Sensoren zu einem späteren Zeitpunkt zu ersetzen.

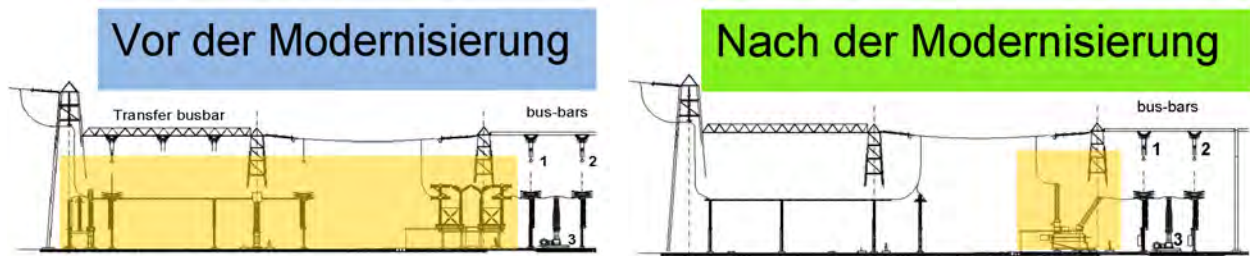


Abbildung 1: Vergleich einer AIS vor und nach der Modernisierung mit hybriden Schaltgeräten auf der Primärseite

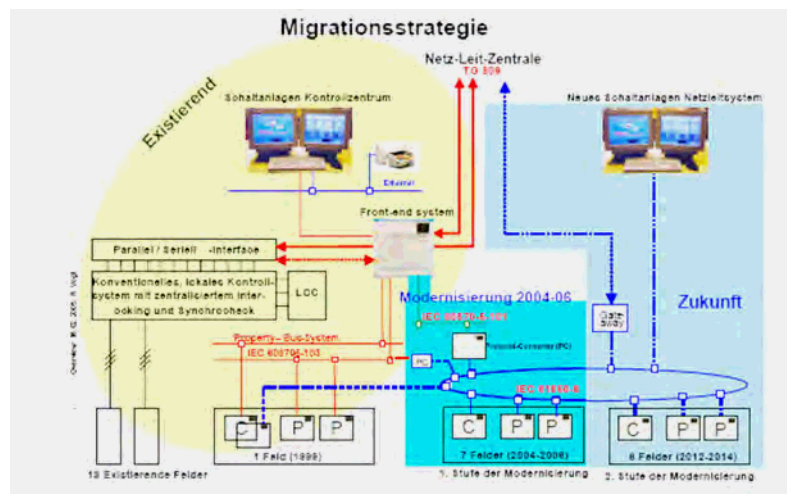


Abbildung 2: Migrationsstrategie der Sekundärtechnik

4. Schlussfolgerung

Durch den Einsatz von hybriden Schaltgeräten ergeben sich folgende Vorteile und Nutzen für den Anwender:

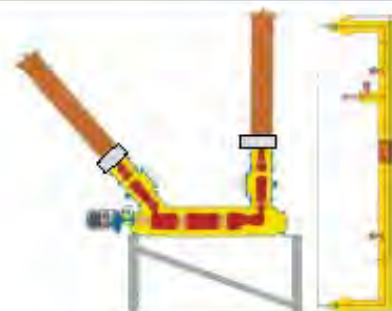
- Vereinfachung von Schaltanlagen-Layout (Z.B. Verzicht auf eine U-Schiene)
 - Vereinfachte Betriebsführung
 - Reduzierung der Unterhaltskosten
 - Deutliche Vereinfachung der Verriegelungs-Bedingungen und der gesamten Sekundärtechnik und damit Reduzierung der Kosten
- Signifikante Platzersparnis
 - Durch kompakte Anordnung (z.B. In-Line Layout)
 - kombiniert mit der hohen Flexibilität von gas-isolierten Schaltgeräten
- Kombination der Vorteile von GIS (hohe Zuverlässigkeit) mit der von AIS (kurze Reparaturzeiten)
 - Voraussetzung: Reparatur von „Major-Failure“ innerhalb 24 h
 - Dies wird durch einen vorgetesteten Ersatz-Pol realisiert

- Vereinfachung von Schaltanlagen-Layout (Z.B. Verzicht auf eine U-Schiene)
- Vereinfachte Betriebsführung
- Reduzierung der Unterhaltskosten
- Deutliche Vereinfachung der Verriegelungs-Bedingungen und der gesamten Sekundärtechnik -> Reduzierung der Kosten
- Signifikante Platzersparnis
- Durch kompakte Anordnung (z.B. In-Line Layout)
- kombiniert mit der hohen Flexibilität von gas-isolierten Schaltgeräten
- Kombination der Vorteile von GIS (hohe Zuverlässigkeit) mit der von AIS (kurze Reparaturzeiten)
- Voraussetzung: Reparatur von „Major-Failure“ innerhalb 24 h, welches z.B. durch einen vor-getesteten Ersatz-Pol realisiert wird

Dieter Fücksle, ABB

FKH Fachtagung
2006„Neue“
Schaltanlagenkonzepte
und der daraus entstehende
Nutzen für den Betreiber© Copyright 2004 ABB
All rights reserved - 1 -
06/09/2006

ABB

FKH
Fachtagung
2006**Hybrid Installationen****Basis:**

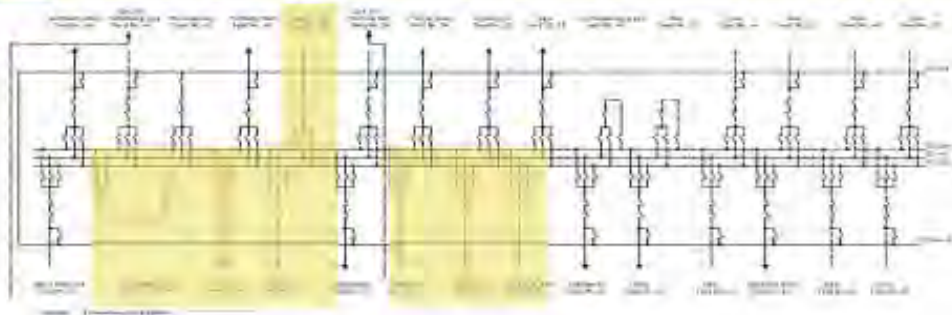
- Flexibilität für alle Anlagen-Layouts
- Standard GIS Komponenten mit
- Mehr als 30 Jahren Freiluft-GIS Erfahrung

ABB

© Copyright 2004 ABB
- 2 -

FKH
Fachtagung
2006

Anwendungsbeispiel: SA Laufenburg



- • 420 kV Substation, 14 Leitungsfelder, 3 Kuppelfelder
- • Ursprünglich 1967 als AIS in DSS-Konfiguration mit U-Schiene gebaut
- • 1981, Erweiterung mit einer dritten GIS Sammelschiene
- • Aufgrund des Lebensalters der AIS Geräte (>35 Jahre) war eine Erneuerung der Schaltanlage innerhalb der nächsten 10 Jahre unabdingbar

© Copyright 2004 ABB
- 3 -

ABB

FKH
Fachtagung
2006

Auswahl der Technologie bei Laufenburg

Der Haupttreiber für die Auswahl der Technologie war:

Kompatibilität mit existierenden und neuen Technologien

- • Primärtechnik
- • Sekundärtechnik

© Copyright 2004 ABB
- 4 -

ABB

FKH
Fachtagung
2006

Modernisierung der Primär-Geräte



Anforderung des Kunden:

- Geräte, welche während ihren gesamten Lebenszyklus repariert, ersetzt oder erweitert werden können.
- Standardmodule für alle Feldtypen
- Einsatz von Hybriden Modulen unterschiedlicher Hersteller ist möglich
- Kombination hybrider Schalt-Module mit anderen Schaltoperaten (z.B. AIS-Geräten) ist möglich
- Option, konventionelle Strom- und Spannungswandler (CT/VT) durch nicht konventionelle Strom-/Spannungs-Sensoren zu einem späteren Zeitpunkt zu ersetzen.

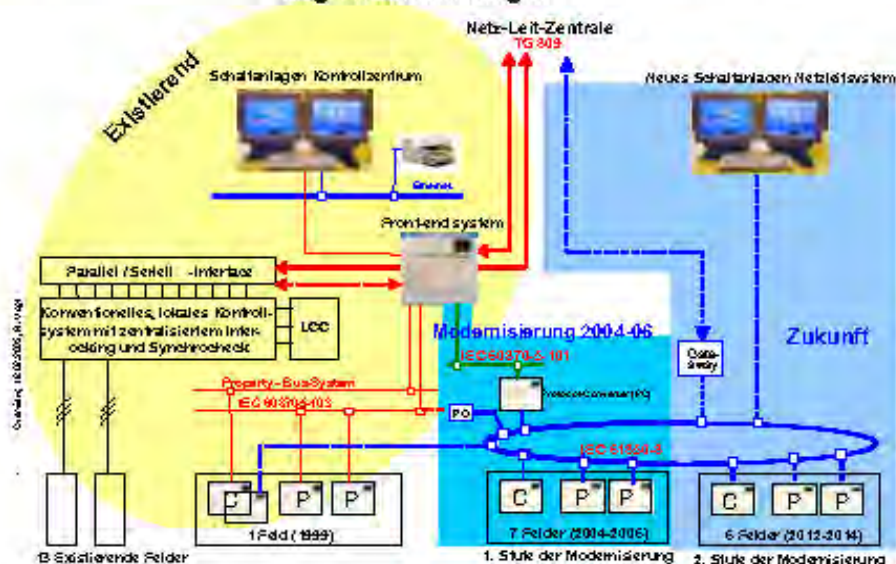
© Copyright 2004 ABB
- 5 -

ABB

FKH
Fachtagung
2006

Modernisierung der Sekundärtechnik

Migrationsstrategie

© Copyright 2004 ABB
- 6 -

ABB

Kosten Analyse: SA Laufenburg

- 2 Hauptalternativen wurden untersucht:
 - Ersatz von Komponenten versus
 - Einsatz hybrider Schaltmodule
- Eine Voll-Kosten Analyse wurde für beide Varianten vom Kunden durchgeführt unter Berücksichtigung von
 - Erwarteten Lebenszyklus Kosten von 40 Jahren

Ergebnis der Untersuchung:

Hybride Schaltmodule mit integrierten Trennern, Erdungsschaltern, Leistungsschaltern, Messwandlern (CT, VT) bietet, unter Berücksichtigung der Platzersparnis, eine konkurrenzfähige Lösung gegenüber einem 1:1 Ersatz mit Einzelgeräten.

Mit dem Einsatz von zukünftiger nicht konventioneller Wandler werden weitere zusätzliche Einsparungen erwartet.

Vorteile der Hybriden Schaltanlagentechnik (1)

- Vereinfachung von Schaltanlagen-Layout (Z.B. Verzicht auf eine U-Schiene)
 - Vereinfachte Betriebsführung
 - Reduzierung der Unterhaltskosten
 - Deutliche Vereinfachung der Verriegelungs-Bedingungen und der gesamten Sekundärtechnik -> Reduzierung der Kosten
- Signifikante Platzersparnis
 - Durch kompakte Anordnung (z.B. In-Line Layout) 
 - kombiniert mit der hohen Flexibilität von gas-isolierten Schaltgeräten
- Kombination der Vorteile von GIS (hohe Zuverlässigkeit) mit der von AIS (kurze Reparaturzeiten)
 - Voraussetzung: Reparatur von „Major-Failure“ innerhalb 24 h
 - Dies wird durch einen vor-getesteten Ersatz-Pol realisiert

Vorteile der Hybriden Schaltanlagentechnik (2)

- • Hohe Zuverlässigkeit und niedrige Lebenszykluskosten für 40-50 Jahre Lebensdauer für eine nahezu wartungsfreie GIS Geräte von mehr als 35 Jahren Betriebserfahrung
- • Alle schaltende Elemente befinden sich in geschützter SF6 Umgebung
- • Vermeiden von Sekundärschäden durch explodierende Porzellane
 - • Durch konsequenten Einsatz von Durchführungen mit silikonbeschirmten Verbundisolatoren
 - • Bedeutende in strategisch wichtige Anlagen, als auch Anlagen mit hoher Komponentendichte
- • Alle Geräte werden komplett fabrikgeprüft spediert.
 - • Es ist nur noch minimaler Montageaufwand vor Ort notwendig.
- • Die Inbetriebsetzungszeit kann durch komplette Funktionstests während den Abnahmeprüfung in der Fabrik signifikant reduziert werden.



Hohe Personensicherheit

Betreiber haben ein starkes Interesse an Personensicherheit. Hybride Schaltgeräte erfüllen dies in hohem Masse

- • Die komplette Feldfunktionalität befindet sich innerhalb eines gasisolierten, metallgekapselten Moduls.
- • Es gibt keine Notwendigkeit für manuelles Erden
- • Der konsequente Einsatz von Durchführungen mit silikonbeschirmten Verbundisolatoren vermeidet mögliche Schäden durch Explosionen aufgrund von:
 - • Fehler,
 - • Beschädigungen,
 - • Vandalismus oder
 - • Terrorismus

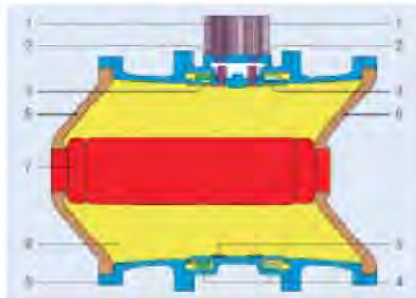


Wartung

Die Betreiber haben ein starkes Interesse zur Reduktion der Unterhaltskosten.

- • Silikon Verbundisolatoren sind weniger empfindlich (susceptible) gegenüber Beschädigungen
- • Die Hybrid Schaltmodule basieren auf Standard GIS Komponenten
 - • Geringe Wartungsbedarf
 - • Ersatzteilgarantie
 - • Synergieeffekt
 - • Volle Flexibilität
- • Geringe Gasverluste und Vermeiden von Korrosion durch
 - • >30-jährige Freiluft GIS Erfahrung
 - • Geringe Anzahl von Flanschverbindungen
 - • Effiziente Flanschbehandlung

Einsatz Zukünftiger Sensor Technology



- 1 Secondary converter
- 2 Memory with calibration data
- 3 Gas density sensor
- 4 Rogowski coil
- 5 Voltage sensing electrode
- 6 Support or barrier insulator
- 7 High-voltage conductor
- 8 Encapsulation
- 9 SF₆-gas



- • **Zusätzliche Möglichkeiten** durch den Einsatz von nicht konventionellen Wandlern (NCITs), in Verbindung mit der neuesten Stationsleittechnik Architektur nach IEC 61850:
- • **Erhöhte Zuverlässigkeit** der kombinierten Strom-/Spannungs-Messfunktion durch ein einfaches, robustes Design des Sensors
- • **Erhöhte Sicherheit** aufgrund der metallgekapselten GIS Technologie
- • **Vereinfachung** in
 - • Engineering,
 - • Dimensionierung und
 - • Projekt Realisierung,
 im Vergleich zu konventionellen Strom- und Spannungswandlern, aufgrund seiner **grossen dynamischen Bandbreite**

FKH
Fachtagung
2006

Verfügbarkeitsbetrachtung

- Konventionelle VTs in der GIS



- MTBMF ungefähr 1000 ... 1500 Jahre

- Alternative: Redundante NCITs



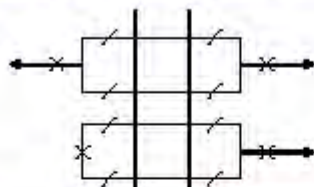
- "Secondary converter" (Elektronik) MTBF 300 Jahre, redundant, einfach während des Betriebes auszutauschen
- Primärapparat: MTBMF sind mindestens eine Potenz höher als konventionelle VTs

- Erhöhung der Verfügbarkeit und der Zuverlässigkeit des Gesamtsystems!

ABB

© Copyright 2004 ABB
- 13 -FKH
Fachtagung
2006

Doppelsammelschiene: In-Line Bauweise



- Reduktion des Platzbedarfs um bis zu 60% gegenüber AIS
- Verwendung von Trennmodulen für Schnelldemontagezwecke zwischen den Sammelschienen

< Folie 9

ABB

© Copyright 2004 ABB
- 14 -

FKH - / VSE – Fachtagung

15. November 2006

Erneuerung und Erweiterung von Hochspannungsschaltanlagen

Renouvellement et extension des postes à haute tension

Strategie und Umsetzung bei Erneuerung der Sekundärtechnik in Schaltanlagen

Claude Racine
NOK Netze, Baden

1975	Diplom als Elektroingenieur HTL, Fachhochschule Biel
1975 – 92	BBC, ABB Baden; Projektierung, Inbetriebsetzung von Netzleitsystemen
seit 1992	NOK Baden; Ressortleiter Leitsysteme Anlagen

Strategie und Umsetzung bei Erneuerung der Sekundärtechnik in Schaltanlagen

Claude Racine

NOK Netze, Baden

1. Die NOK Netze

Die NOK planen und betreiben in der Nordostschweiz drei verschiedene Netze, für die sie auch die Instandhaltung besorgt. Das 380/220-kV-Übertragungsnetz (siehe Abbildung 1) dient dem Transport grosser Energiemengen über grössere Distanzen, während das 110/50-kV-Verteilnetz die überregionale und das 16-kV-Netz die regionale Verteilung ermöglicht. Der Betrieb dieser Netze wird von der Energie- und Netzleitstelle (ENL) in Baden sichergestellt.

Das Übertragungsnetz (Höchstspannungsnetz) wird mit 380 resp. 220 kV betrieben und erfüllt drei Hauptaufgaben:

- Rückgrat der schweizerischen Elektrizitätsversorgung
- Abtransport der Energieproduktion von den Kraftwerken in die Verbraucherzentren
- Energieaustausch mit dem benachbarten Ausland

Die NOK sind Eigentümerin von nahezu 25 % des Übertragungsnetzes in der Schweiz. Im Weiteren dienen zwei eigene und fünf Gemeinschafts-Unterwerke als Knotenpunkte auf dieser Netzebene.

Das 110/50-kV-Verteilnetz (Hochspannungsnetz), stellt die überregionale Elektrizitätsversorgung im Versorgungsgebiet der NOK sicher. Zurzeit werden Teile dieses Netzes mit 110 resp. 50 kV betrieben. Die NOK verfolgen das Ziel, im Verlaufe der nächsten 20 Jahre das noch bestehende 50-kV-Netz ebenfalls für einen 110-kV-Betrieb umzubauen.

Die Transformation der Spannung von 220 kV auf 110(50) kV erfolgt in dreiundzwanzig 220/110(50)-kV-Unterwerken, die über das ganze NOK-Versorgungsgebiet verteilt sind. Im Versorgungsgebiet March / Glarnerland betreibt die NOK zudem fünf 50/16-kV-Unterwerke. Für die Elektrizitätsverteilung auf den Spannungsebenen 110-, 50- und 16-kV stehen über 2000 Strang-km Leitungen zur Verfügung.

Die NOK übergeben die Elektrizität auf der Spannungsebene 110 resp. 50 kV an die Kantonswerke, resp. 16 kV an die Endverteiler March / Glarnerland, welche ihrerseits die Verteilung auf den Spannungsebenen 16 und 0,4 kV sicherstellen.

Die NOK verfügen über eine jahrzehntelange Erfahrung in der Planung, Projektierung und Realisierung von Frei- und Kabelleitungen, Unterwerken und Schaltanlagen von 380 bis 16 kV, einschliesslich der dazugehörenden Leit- und Schutztechnik. Die enge Verknüpfung zwischen interner Planung und Betrieb der Anlagen erlaubt bei der Projektierung neuer oder beim Umbau bestehender Anlagen den Einbezug betrieblicher Erfahrungen und Erkenntnisse. Dieses betriebsnahe Engineering ist eine Spezialität der NOK und bietet Gewähr für praxiserprobte, wirtschaftliche Lösungen.

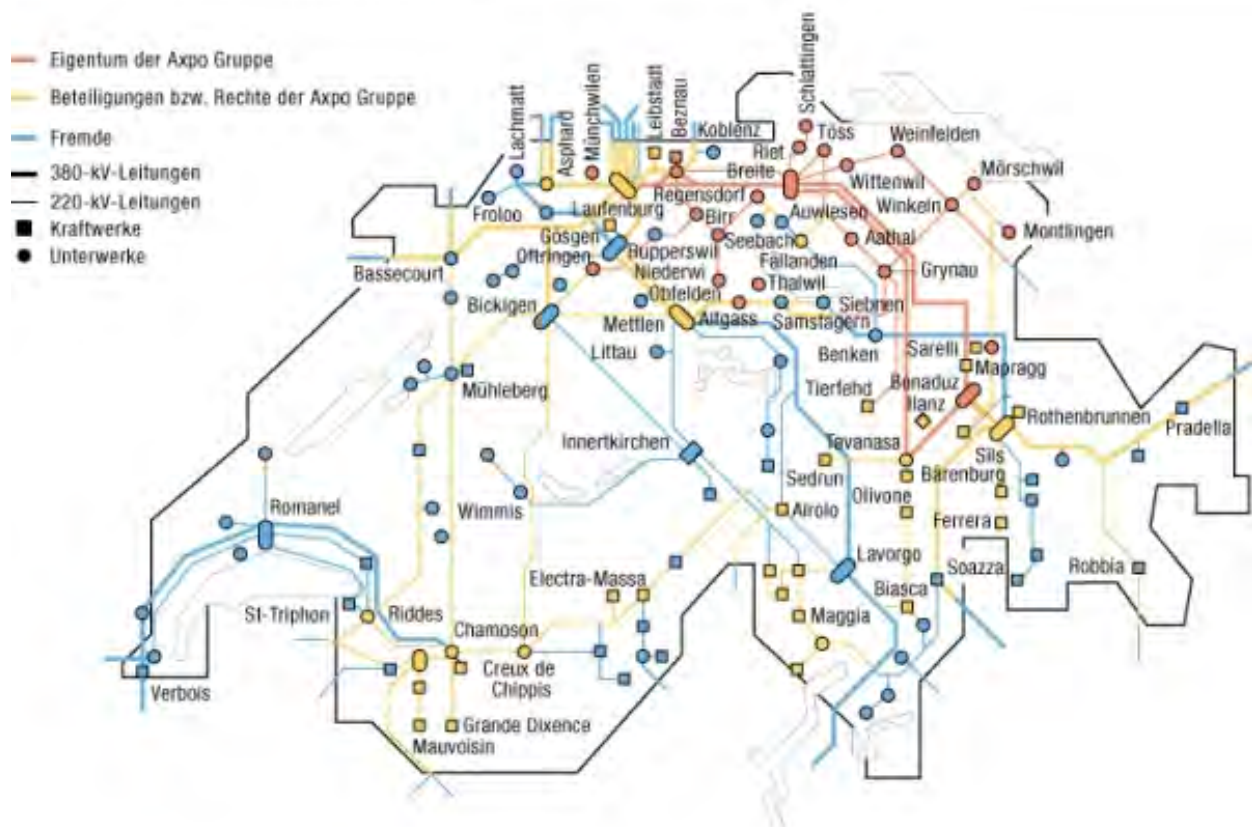


Abbildung 1: Apxo / NOK Netz

2. Zustandsanalyse der Sekundäranlagen

Die für die Steuerung der Unterwerke notwendigen Lokalsteuerungen sind teilweise bereits über 40 Jahre im Einsatz. Die Anlagen laufen grösstenteils störungsfrei. Diese Komponenten werden von den Lieferanten nicht mehr unterstützt und externer Support ist nur in Einzelfällen verfügbar.

Damit die Unterwerke zentral – ab der Energie und Netzleitstelle (ENL) in Baden – ferngesteuert und –überwacht werden können, müssen die notwendigen Daten durch Fernwerk-Unterstationen (FW-US) angekoppelt werden. Diese FW-US sind schon bis zu 30 Jahre im Einsatz. Die Unterstützung durch die Lieferanten ist nicht mehr vorhanden.

Das Know-how bei den Lieferanten – wie auch zunehmend in der NOK – nimmt durch Pensionierungen kontinuierlich ab. Jüngere Mitarbeiter kennen sich mit der „alten“ Relais-technik nicht mehr entsprechend aus. Sowohl für die Lokalsteuerungen wie auch für die FW-US ist bei den NOK noch Reservematerial vorhanden.

Störungen mit diesen älteren Komponenten der Lokalsteuerungen treten eher selten auf, doch ergeben sich bei Anlagenerweiterungen und –anpassungen zunehmend Probleme (Know-how, Reservematerial usw.). Daher drängt sich aus technischer und wirtschaftlicher Sicht ein sukzessives erneuern der bestehenden alten Anlagen auf. Bedenkt man zudem die grosse Anzahl von Anlagen, muss aus Investitions- und Ressourcenüberlegungen ein gestaffeltes Vorgehen gewählt und ein angepasstes Erneuerungsprogramm eingeleitet werden.

Damit die Risiken je Unterwerk besser quantifizierbar sind, wurde im Jahre 2002 für alle eingesetzten Produkte der Sekundärtechnik eine so genannte Risikoanalyse durchgeführt. Diese Risikoanalyse hatte zum Ziel, die verschiedenen kritischen

Einflussgrößen zu beurteilen und dabei abzuschätzen, mit welcher Wahrscheinlichkeit ein Störfall eintreten kann und welche Tragweite einem Störfall beigemessen werden muss. Aus diesen Faktoren konnte ein kurzfristiger, ein mittelfristiger oder ein langfristiger Handlungsbedarf für die einzelnen Unterwerke aufgezeigt werden. Für das zu initialisierende Erneuerungsprogramm soll die Priorität auf die Unterwerke mit kurzfristigem Handlungsbedarf, d. h. mit einem Ablösehorizont von 7 Jahren, gesetzt werden. Es handelt sich dabei um sieben Unterwerke. Alle anderen Unterwerke befinden sich in der mittel- bis langfristigen Ablösungsplanung, die in den nächsten 7 – 15 bzw. ab 15 Jahren realisiert werden soll.

Um ein Optimum an Synergien in den Belangen Engineering, Betrieb und Instandhaltung auszuschöpfen, soll für die erste Umbauetappe in allen sieben Unterwerken (ca. 90 Leitungs- / Trafofelder) die identische Technologie eingesetzt werden.

Eine weitere Vorgabe betrifft die Standardisierung auf Feldebene, hier ist das angestrebte Ziel eine Lösung einzusetzen, mit der min. 90 % der Leitungs- und Trafofelder ausgerüstet werden können.

Nach Abschluss der ersten Umbauetappe wird eine Beurteilung notwendig sein um die gemachten Erfahrungen und den schnellen Technologiewandel zu bewerten und so die Erfahrungen für die zweite Umbauetappe optimal zu nutzen.

3. Neues Konzept Sekundärtechnik

Ein 1 zu 1 Ersatz der zu erneuernden Komponenten (Steuerung, Kommunikation) ist nicht sinnvoll und effektiv. Mittels moderner, rechnergestützter Technik lassen sich bei einer Erneuerung die Funktionalitäten Schutz und Messung ebenfalls integrieren. Dies entspricht dem heutigen Stand der Sekundärtechnik. Sämtliche Aufgaben, die für das Steuern, Schützen, Messen und Überwachen von Unterwerken notwendig sind, sollen ganzheitlich betrachtet und zwecks optimaler Synergien gemeinsam erneuert werden.

Das Erfassen der Prozessdaten sowie das Steuern der Primärkomponenten in den Unterwerken soll in bestehender Technik belassen werden. Dies bedeutet, dass jeder Prozessdatenpunkt mittels einer Kupferverbindung (Punkt - Punkt) zum Vorortsteuerschrank (Feldebene) geführt wird. Diese Verbindungen sind bereits heute vorhanden und können für die neue Sekundärtechnik weiter verwendet werden. Im Vorortsteuerschrank werden sämtliche feldbezogenen Funktionen ausgeführt. Ein solcher Schrank beinhaltet Schutz, Steuerung, Messung und die Spannungsregulierung des jeweiligen Feldes sowie die Kommunikation zum übergeordneten Stationsleitsystem (Stationsebene). Zudem werden auf dieser Ebene die softwaremässigen Feldverriegelungen realisiert (z.B. Leistungsschalter EIN, nur wenn Erdtrenner AUS). Versagt diese Steuerung Vorort, besteht zudem die Möglichkeit, jederzeit mittels einem Not-AUS-Taster den Leistungsschalter zu bedienen und die entsprechende Leitung freizuschalten. Auf eine separate Mimik wurde verzichtet.

Die Stationsebene kommuniziert neu seriell (IEC-Protokoll) mit sämtlichen Feldern des Unterwerkes. Dies ist eine wesentliche Vereinfachung, so reicht künftig für die Anbindung eines Feldes ein Lichtwellenleiter (LWL). Heute sind dies bis zu zweihundert Kupferverbindungen auf Längen von bis zu dreihundert Metern. Die Kommunikation zur Netzebene (Energie und Netzleitstelle Baden) erfolgt heute bereits seriell über "schnelle" Datenverbindungen.

Zu den Hauptaufgaben der Stationsleittechnik gehören sämtliche feldübergreifende Aufgaben wie Informationspräsentation, Datenverarbeitung (Meldungen, Messwerte, usw.), Archivierung (Messwerte, Störschreibungen Schutz, usw.), Systembetreuung sowie die Bedienung und Steuerung aller Felder des gesamten Unterwerkes.

Für das Layout der Vorortsteuerschränke sind zwei Standards vorgesehen. Der eine Standard dient der Steuerung und Überwachung der Transformatoren, der andere soll für die Leitungs-, Trafo- und Kuppelfelder verwendet werden können. Diese Standardisierung ist eine Grundvoraussetzung, um – wie bereits erwähnt - die Kosten für das Engineering, die Instandhaltung (inkl. Reservematerial), aber auch das Handling für die Betriebsleute Vorort zu optimieren. Mit dem vorliegenden Konzept soll eine Harmonisierung der unterschiedlichen Anlagentopologien im Bereich Sekundärtechnik erzielt werden.

4. Ausschreibung, Auswertung

Um den Vorgaben einer einheitlichen Technologie für die erste Umbauetappe einerseits und den Beschaffungsrichtlinien andererseits gerecht zu werden, wurde dieses erste Packet nach den WTO-Richtlinien im selektiven Verfahren ausgeschrieben.

Anfang 2004 begann das Ausschreibe- und Evaluationsverfahren. Die Ausschreibung wurde in zwei Lieferlose aufgeteilt. Los 1 bildete die Stationsebene, Los 2 bezog sich auf die Feldebene (Vorortsteuerschränke). Neben der von NOK beschriebenen Lösung bestand für jeden Lieferant die Möglichkeit seine spezifische Lösung anzubieten.

Von den 8 Unternehmen, welche sich für eine Teilnahme beworben haben, erhielten 5 Lieferanten die Ausschreibungsunterlagen. Ein entsprechendes Angebot wurde von 3 Lieferanten fristgerecht eingereicht, wobei 1 Lieferant nur das Los 1 anbot. Hinsichtlich den technischen Vorgaben, Referenzen und Leistungsnachweisen für Los 1 hatten die 3 Lieferanten ein vergleichbares Angebot abgegeben. Preislich unterschieden sich die Angebote sehr stark. Die Preisspanne zwischen dem günstigsten und dem teuersten Anbieter lag bei über 40 %. Für das Los 2 betrug die Preisdifferenz 5 %. Eine Lieferantenlösung wurde von keinem der 3 Anbieter offeriert. Die Vergabe erfolgte anschliessend an die Firma SAT (Los 1) und die Firma Siemens (Los 2).

5. Umsetzung

Im August 2004 wurden der entsprechende Kredit und die Vergabe bewilligt. Die erste Anlage, welche mit der neuen Sekundärtechnik ausgerüstet wurde, war das Unterwerk Bonaduz. Die Projektierung begann im Oktober 2004 und endete mit der Ausserbetriebnahme des ersten 380-kV-Feldes am 9. Mai 2005. Nach 4 Wochen Montage- und Prüfarbeiten konnte am 3. Juni 2005 die erste Leitung wieder in Betrieb genommen werden. Für die folgenden Felder der 380- und der 220-kV-Anlage wurden anschliessend nur noch 3 Wochen Umbauzeit benötigt. Dank gestaffelte Ausserbetriebnahmen war bereits am 7. Oktober 2005 das letzte der neun Felder umgebaut und in Betrieb. Die gesamten sekundärtechnischen Einrichtungen sind erneuert und die Dokumentationen komplett ersetzt worden.

6. Erfahrungen

Die gewonnenen Erkenntnisse werden in weiteren sechs Unterwerken eingesetzt und helfen auch diese Anlagen rationell umzubauen.

Die Erfahrungsschwerpunkte sehen wie folgt aus:

Positive Erfahrungen:

- Eine WTO-Ausschreibung für mehrere Anlagen (geringerer Aufwand)
- Deutlich tiefere Kosten (Skaleneffekt)
- Effiziente Abwicklung Lieferant und Kunde (identisches Projektteam)
- Einheitliche Lösung in mehreren Schaltanlagen (minimale Reservematerialhaltung, Know-how usw.)
- Einheitliche Ausrüstungen für Betriebspersonal (Schulung, Instandhaltung, Pikett usw.)
- Vereinfachte Projektierung durch Standardlösungen
- Schrankfabrikation weitgehend unabhängig vom Detailengineering
- Ein Lieferant für Steuerung und Schutz (Feldgeräte)
- Kürzere Umbauphasen
- Sekundärtechnik kann unabhängig von Primärtechnik erneuert werden (die Schnittstelle ist der Rangierverteiler)
- Keine kostspieligen Provisorien (Einbindungen von alten Technologien)

Negative Erfahrungen:

- Durchsetzbarkeit einer Standardlösung
(u. a. unterschiedliche Transformatoren, unterschiedliche Schalteransteuerungen, Spezialitäten die während der Umbauphase auftauchen, Sonderwünsche des Betriebes)
- Handling der technischen Schnittstellen

7. Weiteres Vorgehen

Seit dem Umbau des Unterwerkes Bonaduz wurde der Ersatz der Sekundärtechnik in zwei weiteren Unterwerken (Winkeln, Niederwil) abgeschlossen; in einem weiteren Unterwerk (Breite) wurde der Umbau gestartet. Die gewählte Lösung hat sich bewährt und die Termine wurden und können eingehalten werden. Geplant ist, die erste Etappe (Umbau von 7 Unterwerken) im 2008 abzuschliessen.

Im Laufe vom 2007 wird das Konzept für die zweite, mittelfristige Umbauetappe erstellt. Dies wird natürlich die neuen Aspekte der Stationsautomatisierung (z. B. IEC 61850) berücksichtigen. Anschliessend ist vorgesehen diese Umbauetappe in ähnlicher Form wie die erste Umbauetappe nach WTO auszuschreiben. Um wiederum den gewünschten Mehrwert zu erzielen, ist vorgesehen ca. neun Unterwerken innerhalb der Jahre 2008 – 2013 zu erneuern.

Strategie und Umsetzung bei Erneuerung der Sekundärtechnik in Schaltanlagen

Claude Racine, NOK Netze Baden

Netze

15.11.2006 / Seite 1

NOK Ein Unternehmen der **apo**

Inhaltverzeichnis

Die NOK Netze

Zustandsanalyse der Sekundäranlagen

Neues Konzept Sekundärtechnik

Ausschreibung, Auswertung

Umsetzung

Erfahrungen

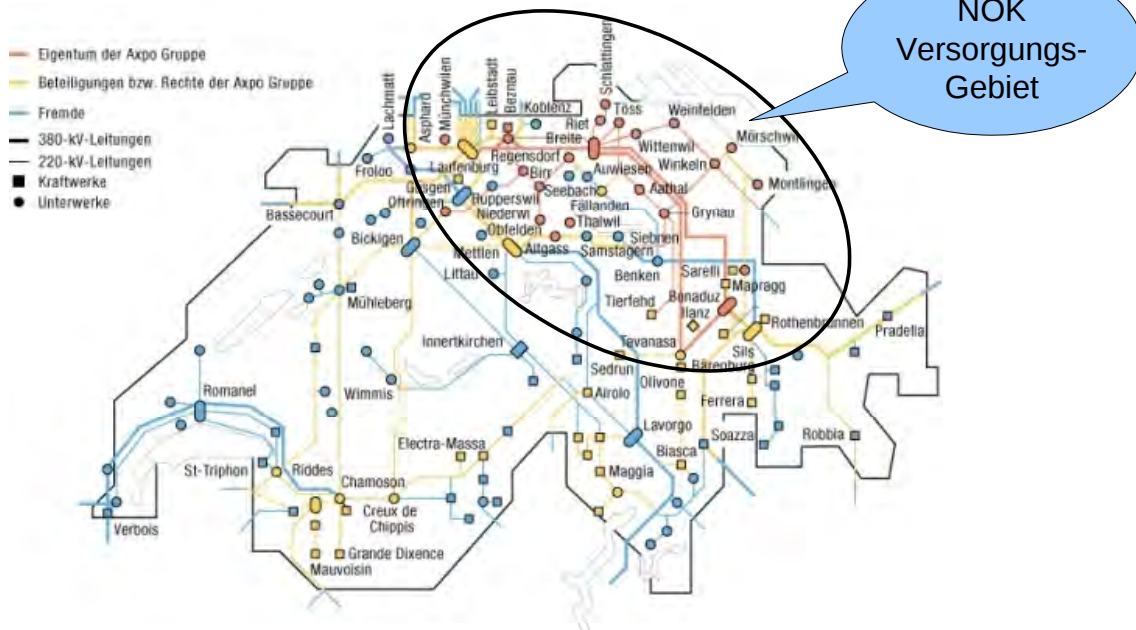
Weiteres Vorgehen

Netze

15.11.2006 / Seite 2

NOK Ein Unternehmen der **apo**

Die NOK Netze (1)



Netze

15.11.2006 / Seite 3

NOK Ein Unternehmen der **axpo**

Die NOK Netze (2)

Übertragungsnetz (380 bzw. 220 kV):

- Eigentümerin von ca. 25% des Übertragungsnetzes
- 2 eigene und 5 Gemeinschafts-Unterwerke

Verteilnetz (110/50 kV):

- über 2000 Strang-km Leitungen
- 23 220/110(50)-kV- und 5 110(50)/16-kV-Unterwerke

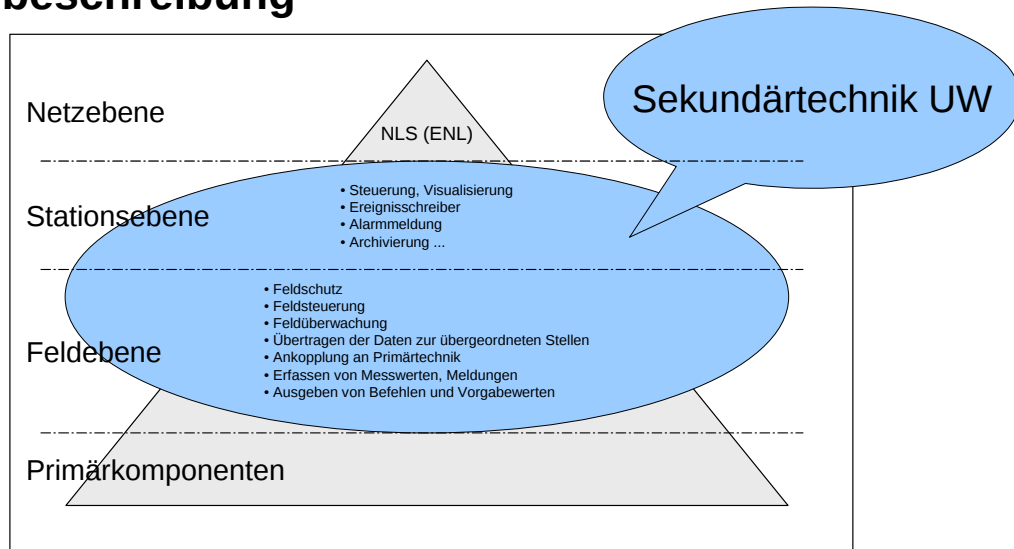
Netze

15.11.2006 / Seite 4

NOK Ein Unternehmen der **axpo**

Zustandsanalyse der Sekundäranlagen (1)

Systembeschreibung



Netze

15.11.2006 / Seite 5

NOKEin Unternehmen der **apo**

Zustandsanalyse der Sekundäranlagen (2)

Kritische Komponenten (1)

- Lokalsteuerungen (Relaistechnik)
 - Alter 10 ... 40 Jahre
 - „pensioniertes“ Know-how beim NOK und Lieferanten
 - Ersatzmaterial teilweise verfügbar oder sehr teuer
- Fernwirk-Unterstationen (RTU)
 - Alter 3 ... 30 Jahre
 - Lieferanten-Support teilweise abgekündigt
 - Ersatzmaterial nur noch Inhouse verfügbar

Netze

15.11.2006 / Seite 6

NOKEin Unternehmen der **apo**

Zustandsanalyse der Sekundäranlagen (3)

Kritische Komponenten (2)

- Schutzeinrichtungen
 - Alter 15 ... 40 Jahre
 - El. mech. Einrichtungen
 - IH, Support und Ersatzmaterial nur noch Inhouse verfügbar
 - Fehlende Funktionalitäten
 - Hohe Instandhaltungskosten
- Bauliche Gegebenheiten
 - Vereinzelt korrodierte Sek. Verkabelungen

Netze

15.11.2006 / Seite 7

NOK Ein Unternehmen der **aspo**

Zustandsanalyse der Sekundäranlagen (4)

Risikobewertungen (1)

- Lokalsteuerungen

Problem / Risiko	Hersteller											
	Lieferant 1			Lieferant 2			Lieferant 3			Lieferant 4		
	W [0...1]	T [0...10]	WxT	W [0...1]	T [0...10]	WxT	W [0...1]	T [0...10]	WxT	W [0...1]	T [0...10]	WxT
Störanfälligkeit	0.1	3	0.3	0.1	3	0.3	0.2	3	0.6	0.1	3	0.3
Ersatzteilbeschaffung	0.1	4	0.4	0.1	9	0.9	0.1	9	0.9	0.1	9	0.9
Erweiterbarkeit der Anlage	0.2	7	1.4	0.2	7	1.4	0.2	7	1.4	0.2	7	1.4
Support Lieferant	0.3	1	0.3	0.3	5	1.5	0.3	9	2.7	0.3	9	2.7
Gesamtrisiko			2.4			4.1			5.6			5.3
												4.8

- Bestimmen der Wahrscheinlichkeit W des Eintretens (W: 0 ... 1)
- Abschätzen der Tragweite T im Falle eines Eintretens (T: 0 ... 10)
- Berechnen des Risikowertes R = W x T
- Bestimmen des Gesamtrisikos aus der Summe der Risikowerte

Netze

15.11.2006 / Seite 8

NOK Ein Unternehmen der **aspo**

Zustandsanalyse der Sekundäranlagen (5)

Risikobewertungen (2)

- Weitere Bewertungen für:
 - Fernwirk-Unterstationen
 - Schutzeinrichtungen
 - Bauliche Gegebenheiten

Problem / Risiko	RTU Lieferant A											
	Produkt 1			Produkt 2			Produkt 3			Produkt n		
	W	T	WkT	W	T	WkT	W	T	WkT	W	T	WkT
Überwältigung	0,1	5	0,5	0,1	5	0,5	0,1	5	0,5	0,1	8	0,8
Erstschlebeschaltung	0,1	3	0,3	0,1	3	0,3	0,1	3	0,3	0,1	10	1
Erstschlebeschaltung der Anlage	0,1	10	1	0,1	10	1	0,1	10	1	0,1	10	1
Support Lieferant	0,2	5	1	0,2	5	1	0,2	8	1,6	0,2	8	1,6
Gesamtrisiko			2,8			2,8			3,4			4,4

Problem / Risiko	RTU Lieferant B											
	Produkt 1			Produkt 2			Produkt 3			Produkt n		
	W	T	WkT	W	T	WkT	W	T	WkT	W	T	WkT
Überwältigung	0,1	5	0,5	0,1	8	0,8	0,1	8	0,8	0,1	8	0,8
Erstschlebeschaltung	0,1	3	0,3	0,1	5	0,5	0,1	5	0,5	0,1	8	0,8
Erstschlebeschaltung der Anlage	0,1	10	1	0,1	10	1	0,1	10	1	0,1	7	0,7

Problem / Risiko	Anlage											
	UW Breite			UW Winkeln			UW Müchwillen					
	W	T	WkT	W	T	WkT	W	T	WkT	W	T	WkT
Korrosion sek. Kabel	0,2	6	1,2			0			0			0
dezentrale Steuerung			0	0,2	4	0,8			0			0
Verknüpfung RK/S16-4V AEW			0			0	0,3	4	1,2			0
Gesamtrisiko			1,2			0,8			1,2			0

- Summe aller Risiken je Unterwerk zusammenfassen

Netze

15.11.2006 / Seite 9

NOK Ein Unternehmen der **aspo**

Zustandsanalyse der Sekundäranlagen (6)

Resultate und weiteres Vorgehen (1)

- Klassifizierung [nach Gesamtrisikowert]
 - Kurzfristiger Handlungsbedarf [8 ... 10]
 - 10 Unterwerke
 - Mittelfristiger Handlungsbedarf [6 ... 8]
 - 16 Unterwerke
 - Langfristiger Handlungsbedarf [2 ... 6]
 - 21 Unterwerke

Netze

15.11.2006 / Seite 10

NOK Ein Unternehmen der **aspo**

Zustandsanalyse der Sekundäranlagen (7)

Resultate und weiteres Vorgehen (2)

- Randbedingungen
- Lebensdauer der Betriebsmittel

Objekt	Lebensdauer [Jahre]	MTTF [Jahre]
Schaltanlage (Primärtechnik)	30 - 40	---
Feld-/Schutzgeräte	≥ 15	≤ 100
Workstation	≤ 5	≤ 10
Telecom-Markt	1 - 3	---

* MTTF (Mean Time to Failure): mittlere Zeit bis zum Ausfall

Zustandsanalyse der Sekundäranlagen (8)

Resultate und weiteres Vorgehen (3)

- Investitionsplanung in Abhängigkeit
 - Resultate Risikobewertung Sek. Technik
 - Bedarf Erneuerung Primärkomponenten
 - Spannungsumstellung 50 auf 110 kV
 - Verfügbare finanzielle Mittel und Ressourcen
- Umsetzung / Realisierung
 - Gesamtpakete Primär- und Sek. Technik zwingend

Zustandsanalyse der Sekundäranlagen (9)

Resultate und weiteres Vorgehen (4)

- **Umsetzung / Realisierung**
 - **Mehrere UW mit identischer Ausrüstung (Sek. Technik)**
 - Grosser Synergieeffekt
 - Effizientes Know-how (Realisierung / Instandhaltung)
 - Optimales Handling Reservematerial
 - Beherrschen des schnellen Technologiewandels
 - **1. Etappe (Umsetzung 2004 - 2008)**
 - 7 Unterwerke

Neues Konzept Sekundärtechnik (1)

Anforderungen:

- Dem heutigen Stand der Technik entsprechend
- Wirtschaftliche Lösung
- Einfaches Engineering
- Offene Kommunikationsstandards
- Einsetzbar auf allen Spannungsebene (50 – 380 kV) und in mehreren Unterwerke
- Verwendung von leistungsfähigen "State of the Art" Komponenten
- Auf 48 V DC Versorgung verzichten

Neues Konzept Sekundärtechnik (2)

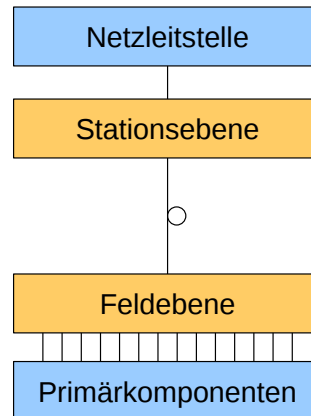
Bisher

Jedes Unterwerk eine
individuelle Lösungen



Neues Konzept

Eine Standardlösung
für ca. 90% aller Unterwerke



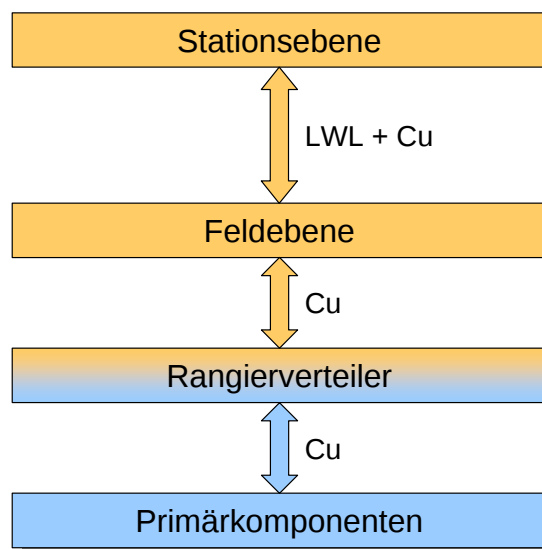
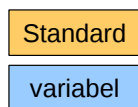
Netze

15.11.2006 / Seite 15

NOK

Ein Unternehmen der **apo**

Neues Konzept Sekundärtechnik (3)



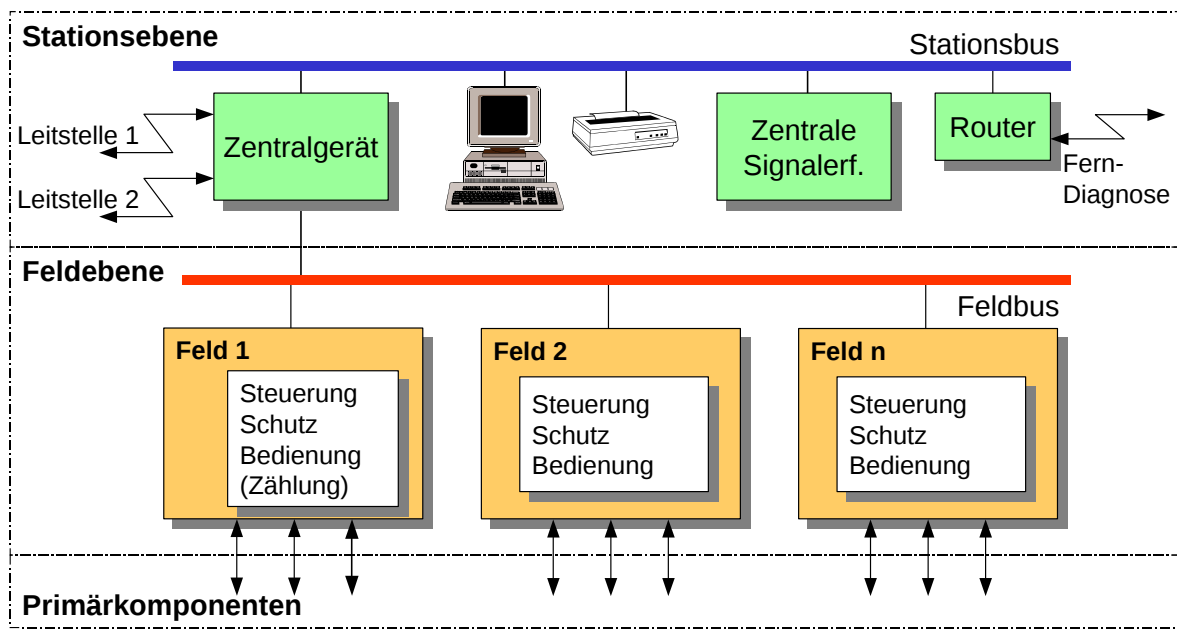
Netze

15.11.2006 / Seite 16

NOK

Ein Unternehmen der **apo**

Neues Konzept Sekundärtechnik (4)



Neues Konzept Sekundärtechnik (5)

Stationsebene

- Informationspräsentation, Steuerung und Überwachung
- Datenverarbeitung für Meldungen, Messwerte, Befehle, Vorgabewerte, Informationsverknüpfungen
- Archivierung
- Systemüberwachung, Testfunktionen, Fehlerbehandlungen
- Systembetreuung (Datenbankerstellung, Bildergenerierung)
- Darstellung Fehlerort und Weitergabe an übergeordnete Leitstelle

Neues Konzept Sekundärtechnik (6)

Feldebene (1)

- Zwei Standardschranktypen:
 - Standard 1 für Felder (Leitungen, Kupplung, Trafofelder)
 - Standard 2 für Transformatoren und zugehörige Komponenten
- Einsetzbar für Freiluftschaltanlagen der Spannungsebenen 380 kV, 220 kV, 110 kV, 50 kV

Neues Konzept Sekundärtechnik (7)

Feldebene (2)

- Steuerung ab Frontbedienung Kombigerät (Tasten, Schalter u. Display)
- Notsteuerung für den Leistungsschalter
- Optionaler Einbau von weiteren Komponenten möglich wie z.B. Zähler, SS- / SV-Schutz, Hauptschutz 2, usw.
- Signalisierung über Geräte-LED und Displaytext

Neues Konzept Sekundärtechnik (8)

Störschreibung

- Aufzeichnungen in den Schutzgeräten
- Automatischer Transfer und Speicherung auf Stationsebene
- Bei Bedarf Zugriff von Fern für Auswertungen

Ausschreibung, Auswertung (1)

Ausschreibung (1)

- Im selektiven Verfahren WTO
- UW Bonaduz und Optionen für 6 weitere Unterwerke (ca. 90 Felder)
- Aufteilung in Los 1 für Stationsebene und Los 2 für Feldebene

Ausschreibung, Auswertung (2)

Ausschreibung (2)

- Für das Los 1 (Stationsebene)
 - Zentralgerät, Bedienstation, zentr. Signalerfassung
 - Option: Datenengineering, Schulung
- Für das Los 2 (Feldebene) wurden 3 Varianten ausgeschrieben:
 - Variante 1: Gerätelieferung gemäss Vorgaben NOK
 - Variante 2: Schranklieferung komplett gemäss Vorgaben NOK
 - Variante 3: Lieferantenlösung gemäss Konzept NOK

Ausschreibung, Auswertung (3)

Auswertung

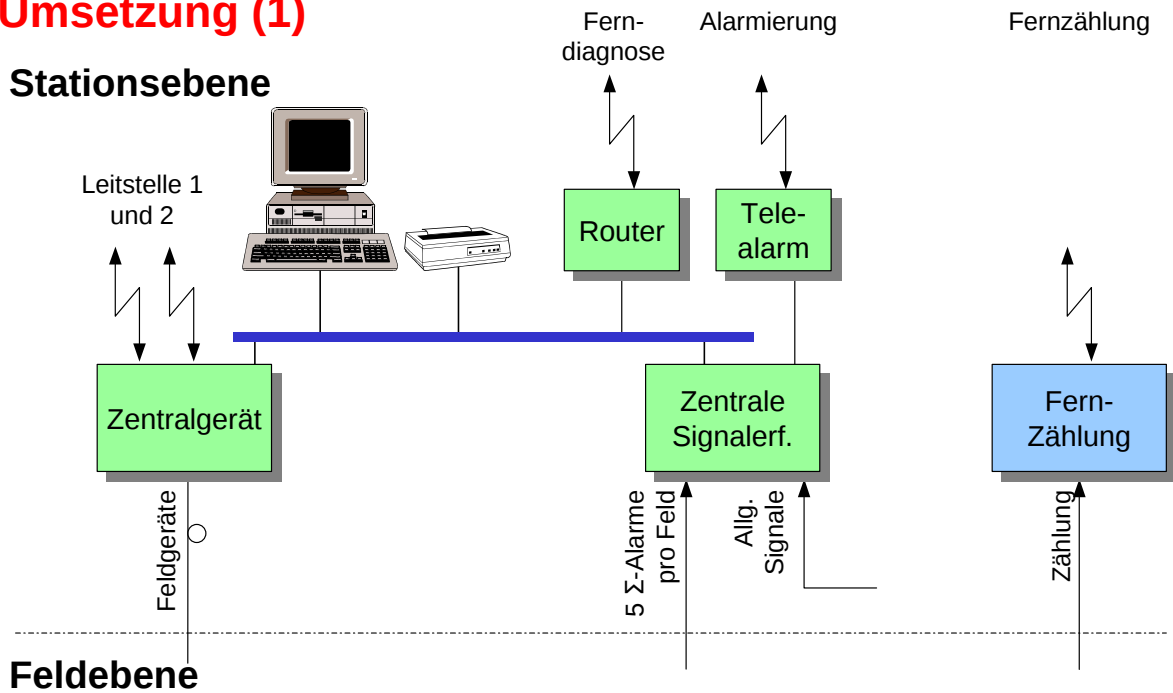
- Für das Los 1 (Stationsebene)
 - 3 Lieferanten mit gültigem Angebot
 - Preisdifferenz 40%
- Für das Los 2 (Feldebene)
 - 2 Lieferanten mit gültigem Angebot
 - Preisdifferenz 5%

Vergabe

- Los 1 → Firma VA Tech SAT (heute Siemens)
- Los 2 → Firma Siemens

Umsetzung (1)

Stationsebene



Netze

15.11.2006 / Seite 25

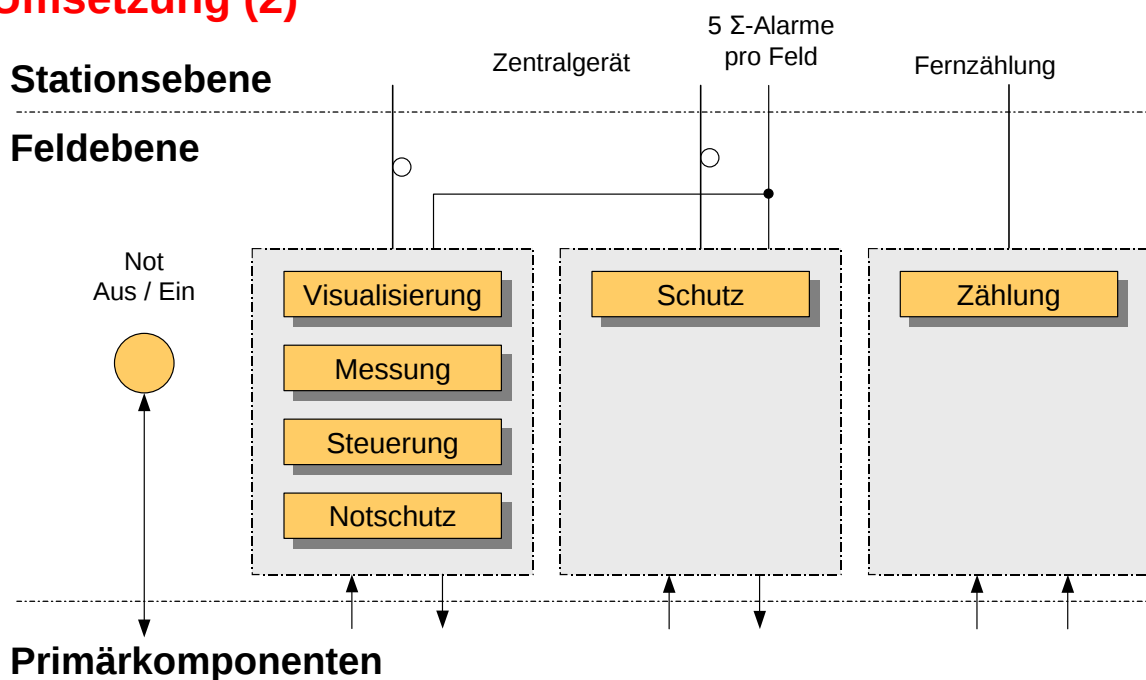
NOK

Ein Unternehmen der **aspo**

Umsetzung (2)

Stationsebene

Feldebene



Primärkomponenten

Netze

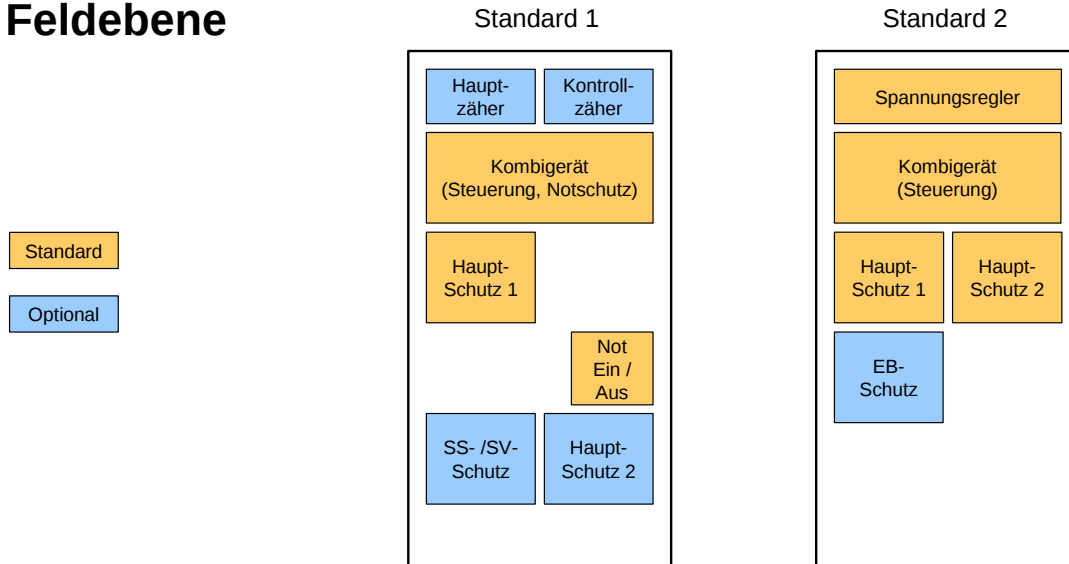
15.11.2006 / Seite 26

NOK

Ein Unternehmen der **aspo**

Umsetzung (3)

Feldebene



Netze

15.11.2006 / Seite 27

NOK Ein Unternehmen der **aspo**

Umsetzung (4)

Feldebene

Vorher



Nachher



Netze

15.11.2006 / Seite 28

NOK Ein Unternehmen der **aspo**

Umsetzung (5)

UW Bonaduz (8 Leitungsfelder):

- August 2004: Beginn Realisierung
- Oktober 2004: Beginn Projektierung
- Mai 2005: Ausserbetriebnahme des 1. Feldes
- Juni 2005: Inbetriebnahme des 1. Feldes
- Oktober 2005: Inbetriebnahme des letzten Feldes

Erfahrungen (1)

Positiv (1)

- + Einmalige WTO-Ausschreibung für mehrere Anlagen (geringerer Aufwand)
- + Effiziente Abwicklung Lieferant und Kunde (identisches Projektteam)
- + Einheitliche Lösung in mehreren Schaltanlagen (minimale Reservematerialhaltung, Know-how usw.)
- + Einheitliche Ausrüstungen für Betriebspersonal (Schulung, Instandhaltung, Pikett usw.)
- + Vereinfachte Projektierung durch Standardlösungen

Erfahrungen (2)

Positiv (2)

- + Schrankfabrikation weitgehend unabhängig vom Detailengineering
- + Ein Lieferant für Steuerung und Schutz (Feldgeräte)
- + Kürzere Umbauphasen
- + Sekundärtechnik kann unabhängig von Primärtechnik erneuert werden (die Schnittstelle ist der Rangierverteiler)
- + Keine kostspieligen Provisorien (Einbindungen von alten Technologien)

Erfahrungen (3)

Negativ (1)

- Durchsetzbarkeit einer Standardlösung u. a.
 - Unterschiedliche Transformatoren
 - Unterschiedliche Schalteransteuerungen
 - Spezialitäten die während der Umbauphase auftauchen
 - Sonderwünsche des Betriebes
- Handling der technischen Schnittstellen
 - Tests, Simulation

Weiteres Vorgehen (1)

Umbau der restlichen Unterwerke bis ca. 2008

- Bonaduz, Winkeln, Niederwil abgeschlossen
- Breite angefangen

Initialisierung der 2. Umbauetappe (1)

- Erstellen Pflichtenheft
 - Aufbauend Erfahrungen 1. Umbauetappe
 - Berücksichtigung techn. Entwicklung (z. B. IEC 61850)
 - Start anfangs 2007

Weiteres Vorgehen (2)

Initialisierung der 2. Umbauetappe (2)

- Ausschreibung
 - Nach den WTO-Richtlinien
 - Ca. 9 Unterwerke (1 UW + Option für 8 weitere Anlagen)
 - Bis Ende 2007 abgeschlossen
- Realisierung
 - 2008 – 2013
 - Identische Technologie
 - Standardisiertes Engineering
 - Maximaler Mehrwert

Besten Dank für Ihre Aufmerksamkeit

FKH - / VSE – Fachtagung

15. November 2006

Erneuerung und Erweiterung von Hochspannungsschaltanlagen

Renouvellement et extension des postes à haute tension

Zustandsdiagnose an Schaltanlagenkomponenten als Entscheidungsgrundlage für Erneuerungen

Dr. Reinhold Bräunlich

FKH Fachkommission für Hochspannungsfragen, Zürich

Angaben zum Lebenslauf

- | | |
|---------------|---|
| 1982 / 1993 | Diplom als Elektroingenieur und Dissertation an der ETH Zürich |
| 1982 bis 1983 | Versuchingenieur bei Brown Boveri & Cie in Baden |
| 1983 bis 1990 | Assistent und wiss. Mitarbeiter in der Fachgruppe für Hochspannungstechnik der ETH Zürich |
| seit 1990 | Ingenieur bei der FKH, Fachkommission für Hochspannungsfragen in Zürich |
| seit 2000 | Geschäftsleiter der FKH |

Gremienarbeit:

- Einsitz im Technischen Komitee "Erdungen" des CES
- Einsitz im Technischen Komitee TK 42 „Hochspannungsprüftechnik“ des CES
- Schweizerischer Vertreter im CIGRE-Studienkomitee SC 4: (Power Systems Performance).
- Mitarbeit im der TK 38, TF 1, Ferroresonanzvorgänge

Zustandsdiagnose an Schaltanlagenkomponenten als Entscheidungsgrundlage für Erneuerungen

Reinhold Bräunlich

FKH Fachkommission für Hochspannungsfragen, Zürich

1. Einleitung

Im vorliegenden Beitrag wird die Rolle der modernen Isolationsdiagnose für die technische Zustandsbeurteilung von in Betrieb stehenden Hochspannungsschaltanlagen beleuchtet. Unter dem Begriff Diagnose fallen alle Verfahren, die zum Informationsgewinn über den technischen Zustand einer Anlage oder eines Apparats unter Einsatz von Prüf-, Mess- und Analysegeräten dienen. Die Isolationsdiagnose stellt einen wichtigen Teil davon dar.

Im Bereich der Qualitätsprüfungen von Isolationssystemen wurden seit der Nutzung der Hochspannungsübertragung intensive Forschungsarbeiten und Methodenentwicklungen betrieben. Dies hat folgende Gründe: Einerseits sind intakte Isolationssysteme für die Zuverlässigkeit der Energieversorgungsanlagen von zentraler Bedeutung und ein Ausfall durch das Versagen einer Apparateisolation hat längere Ausfälle und ggf. Sekundärschäden zur Folge. Andererseits ist aber die Beurteilung des Isolationszustands mit einfachen Mitteln meist nicht möglich. Dies liegt an den subtilen und komplexen physikalischen Fehler- und Alterungsmechanismen in den Isolationsmaterialien und daran, dass sich Schwachstellen meist einer direkten Beobachtung entziehen.

Am Beispiel von Isolationsdiagnosen wird aufgezeigt, welche Methoden heute besondere Bedeutung erlangt haben und welche Aussagen und Entscheidungshilfen im Anlagenmanagement die verfügbaren Verfahren liefern können und schliesslich auch, wo ihre Grenzen liegen.

2. Rolle der technischen Zustandsbeurteilung für Planungsentscheidungen bei Hochspannungsschaltanlagen

Der technische Zustand einer Hochspannungsschaltanlage oder einzelner Apparate bestimmt den Betriebsaufwand, aber auch wichtige technische und finanzielle Risiken im Betrieb von Unterwerken. Zusammen mit den funktionellen Anforderungen an eine Schaltanlage bildet die technische Zustandserhebung eine Grundlage für Wirtschaftlichkeitsabklärungen und letztlich für Planungsentscheide (Abbildung 1).

Die Zustandsbeurteilung einer Schaltanlage erfordert in der Regel die Untersuchung ihrer einzelnen Komponenten. Nur in einzelnen Ausnahmen existieren Diagnosemethoden, welche eine ganze Anlage oder einen Anlagenteil gesamthaft bewerten (siehe hierzu die Beispiele Abschnitt 3). Ausserdem ist eine Beurteilung in der Regel nicht mit einem einzelnen Test erledigt. Aussagekräftige Zustandsbeurteilungen können nur durch eine Berücksichtigung aller zur Verfügung stehender Informationsquellen erreicht werden.

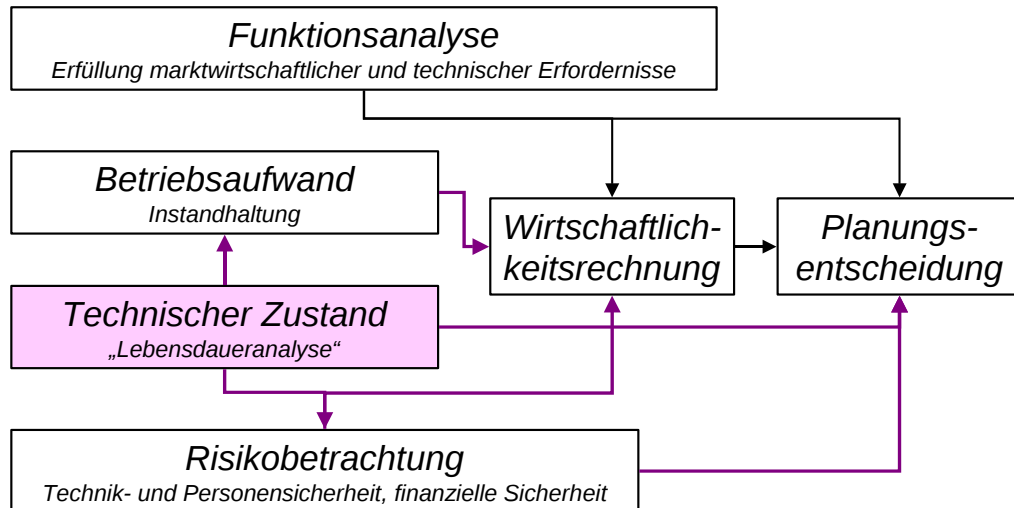


Abbildung 1 Die technische Zustandsbeurteilung als Teilaspekt der Entscheidungsfindung für Anlagenerneuerungen

Für eine Isolationsbeurteilung müssen folgende Informationen und Daten zusammengetragen und ausgewertet werden (Abbildung 2): Das spezielle Fachwissen über den zu beurteilenden Anlagenteil oder über den Apparat, die Betriebsvergangenheit, die bisher durchgeführte Instandhaltung, regelmässige Beobachtungen und die gezielt durchgeführten Untersuchungen und Diagnosemessungen.

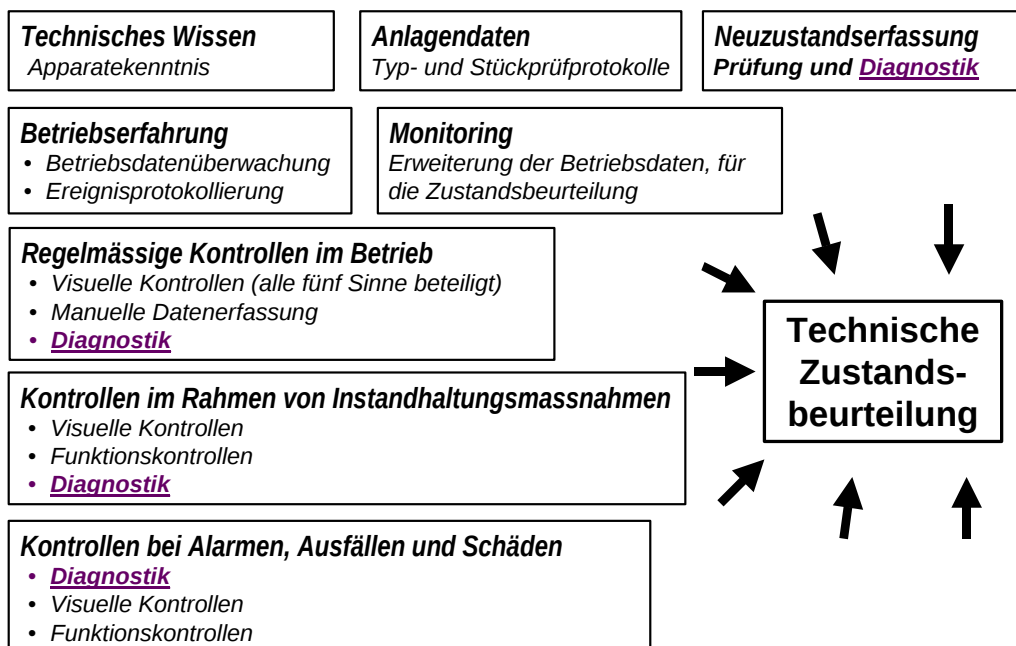


Abbildung 2 Informationsquellen für die Zustandsbeurteilung, Rolle der Diagnosemessungen

3. Isolationsdiagnosen zur Anlagenbeurteilung

Wie eingangs erwähnt stellt die Beurteilung des Isolationszustands von Schaltanlagen in Betrieb ein wichtiges Mittel zur Erhaltung der Versorgungssicherheit dar. Entsprechende Methoden wurden seit Jahrzehnten, zunächst auf wahrnehmbaren Veränderungen und auf Materialprüfungen basierend und später mit elektronischen und computerunterstützten Diagnosesystemen, entwickelt.

Im Folgenden wird auf die heute wirtschaftlich und technisch erfolgreichsten Methoden Bezug genommen¹, wobei sich der grösste Teil auf die sehr universell anwendbare Teilentladungsmesstechnik beziehen wird.

3.1 Ein Vorwort zur Vor-Ort-Teilentladungsmessung

Schon früh wurden Vorentladungen als wichtiges Warnzeichen für die Verschlechterung einer Isolation erkannt und systematisch beobachtet. Die Teilentladungsmessung (TE-Messungen) spielt heute eine nicht mehr wegzudenkende Rolle für die Qualitätsprüfung von Isolationssystemen bei praktisch allen wichtigen Hochspannungsapparaten.

Seit ca. 30 Jahren werden mit dieser Messmethode auch Betriebsmittel vor Ort in Anlagen geprüft. Zunächst wurden TE-Messungen für Abnahmeprüfungen von neuen Anlagen und Apparaten eingesetzt. In den letzten Jahrzehnten kommt die TE-Messung in zunehmendem Masse auch zur Zustandskontrolle betriebsgealterter Komponenten zur Anwendung.

Seit ihren Anfängen schreibt die Vor-Ort-Teilentladungsmesstechnik eine beispiellose Erfolgsgeschichte, die mit der laufenden Entwicklung der Messsysteme auch heute bei weitem noch nicht abgeschlossen ist.

Ausschlaggebend für die enormen Fortschritte sind:

- Verbesserungen der Messempfindlichkeit durch analoge und digitale Störunterdrückungsmethoden
- Eine spezifische Optimierung der TE-Messmethoden für die verschiedenen Hochspannungsbetriebsmittel
- Erhöhung der Aussagekraft durch statistische Impulsauswertung
- Ortungsverfahren
- Entwicklung diverser Sensoren zur Detektion und Eingrenzung von Entladungen (elektromagnetisch und akustisch)
- Mehrkanalige Teilentladungsmessung

Gleichzeitig wuchsen die Erfahrungen bei der Beurteilung der Ergebnisse laufend an.

3.1 Beispiel: Teilentladungsmessungen in Schaltanlagen mit giessharzisierten Komponenten

Aufgrund von Isolationsversagen bei gewissen giessharzisierten Betriebselementen wurde die FKH in den vergangenen Jahren mehrfach zur Durchführung von Stichproben und Reihenmessungen bei solchen Komponenten beauftragt. Bei den Spannungsebenen bis ca. 50 kV sind giessharzisierte Betriebsmittel aufgrund der ölfreien Isolierung und der Wartungsfreiheit sehr verbreitet. Es sind dies:

- Messwandler
- Schienensysteme
- Durchführungen

Schadhafte oder gealterte, giessharzisierte Komponenten weisen Teilentladungen auf, welche eine Ausscheidung ausfallsgefährdeter Exemplare erlaubt. Allerdings ist

1 Im Jahre 1978 hat die IEC einen Bericht herausgegeben mit dem Titel: „Isoliersysteme elektrischer Betriebsmittel - Funktionsbewertung Alterungsmechanismen und diagnostische Verfahren“ (IEC Report 60610)

das statistische Verhalten der Entladungen komplex und weist sogenannte Hystereseeffekte (unterschiedliche Ein- und Aussetzspannungen) auf. Aufgrund dieser Erfahrungen hat sich gezeigt, dass eine einfache Festlegung eines Grenzwerts, dessen Einhaltung mit einer Einzelmessung überprüft werden kann, keine verlässliche Methode darstellt.

Deshalb wurden für die Zustandserfassung von Komponenten mit Giessharzisolations Prüfsequenzen definiert, bei welchen mehrere Messwerte festgehalten und zur Beurteilung einbezogen werden. Abbildung 3 zeigt den Verlauf der Prüfspannung über die Testsequenz, die etwa 10 min in Anspruch nimmt, sowie die Definition der Beurteilungsparameter (siehe auch Tabelle I).

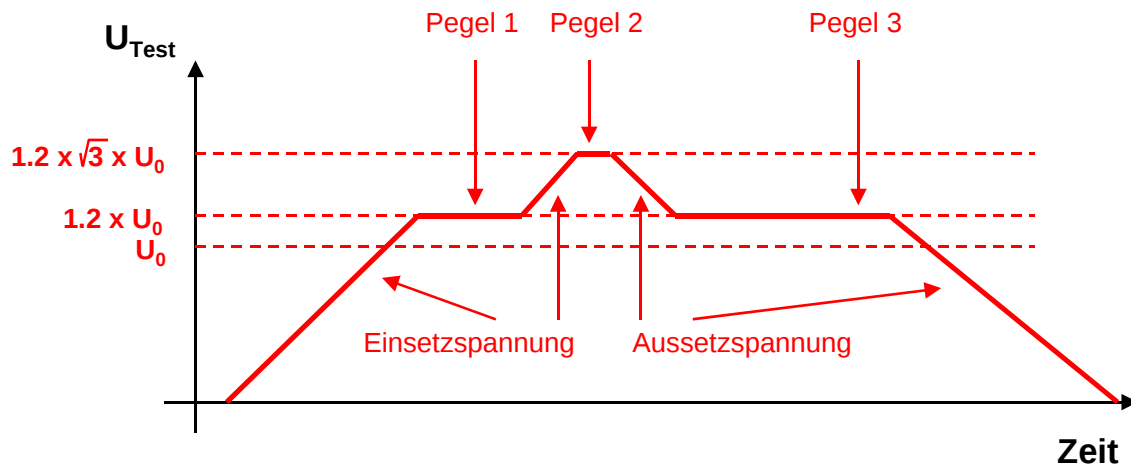


Abbildung 3 Beispiel einer Prüfsequenz bei einer Teilentladungsmessung an einem giessharzisierten Anlagenteil (für Anlagen mit isoliertem Sternpunkt)

Anhand der gemessenen Parameter wurden jeweils Beurteilungskriterien aufgestellt (Tabelle I). Die Kriterien wurden bei der FKH aufgrund von statistischen Komponentenuntersuchungen an älteren Kollektiven mit erhöhten Ausfallsraten definiert. In den fehlerbehafteten Kollektiven erfüllte jeweils etwa ein Drittel der fraglichen Komponenten die Kriterien nicht vollumfänglich.

I)	Einsetzspannung	$> U_0$
II)	Aussetzspannung	$> U_0 \times \sqrt{3}$ (d.h. $> U_N$)
III)	TE-Pegel 1 bei $1.2 \times U_0$	$\leq 10 \text{ pC}^1$
IV)	TE-Pegel 2 bei $1.2 \times U_0 \times \sqrt{3}$	$\leq 50 \text{ pC}$
V)	TE-Pegel 3 am Ende der Messungen bei $1.2 \times U_0$	$\leq 10 \text{ pC}$

Tabelle I Beurteilungskriterien von giessharzisierten Anlagekomponenten aufgrund der Teilentladungsmessergebnisse einer Prüfsequenz am Beispiel für Mittelspannungsmesswandler in Anlagen mit isoliertem Sternpunkt (Definitionen siehe Abbildung 3)

1 Der in Tabelle I definierten Teilentladungspegel bei der Spannung $1.2 \times U_0$ von 10 pC liegt sogar unter dem angegebenen Wert der IEC Publikationen 60044-1 für Strom- und 60044-2 für Spannungswandler bei der Teilentladungsstückprüfung (20 pC bei $1.2 \times U_m / \sqrt{3}$). Moderne, hochwertige Komponenten weisen aber auch bei Prüfspannungspegeln von $1.2 \times U_m$ keine messbaren Teilentladungen auf.

Bei den geprüften Komponenten wurden jeweils Exemplare ohne jeglichen Teilentladungsbefund als einwandfrei eingestuft. Bei Komponenten, welche eines oder mehrere Kriterien nicht erfüllen, wird von einem Weiterbetrieb abgeraten. Grenzfälle werden, wegen des statistischen Verhaltens der Teilentladungen, in der Regel ein zweites Mal geprüft und danach definitiv eingestuft.

Im Rahmen der Beurteilung von Schaltanlagen mit einigen Jahrzehnten Betriebsalter wurden von der FKH in der jüngsten Zeit auch erfolgreiche TE-Messkampagnen vorgenommen, wo ganze Schaltfelder und Sammelschienenabschnitte auf einmal gemessen wurden. Dabei wurden mehrere giessharzisierte Komponenten gleichzeitig geprüft (Abbildung 4). Selbst bei diesen komplexen Prüfaufbauten wurden meist Grundstörspegel unter 10 pC erreicht, wodurch eine aussagekräftige Beurteilung der Komponenten durchaus möglich war.

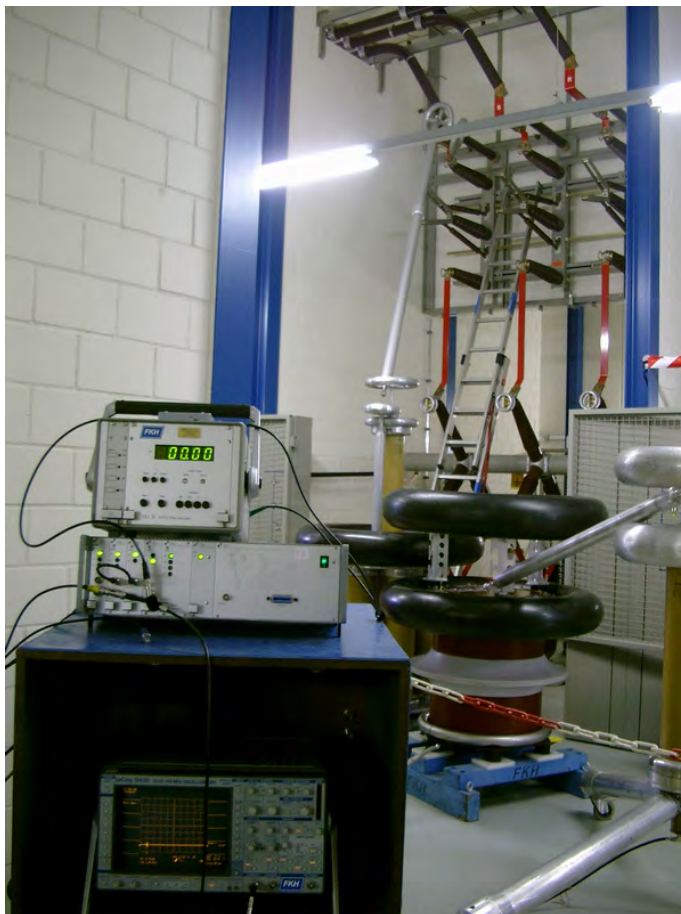
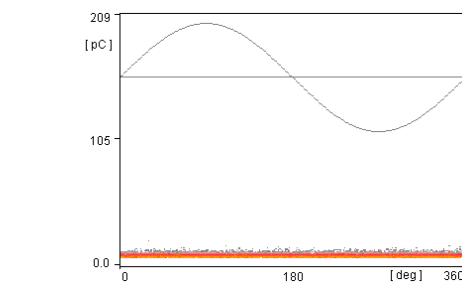
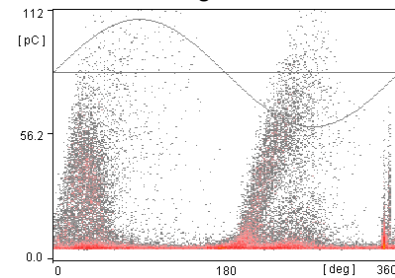


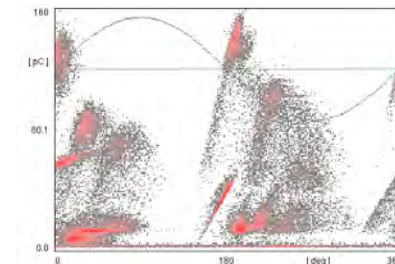
Abbildung 4 Links: Beispiel eines Prüfaufbaus für Teilentladungsmessung in einer 50-kV-Schaltanlage
Rechts: Beispiele von Aufzeichnungen der Teilentladungsstatistik über eine Periode



a) Ohne Teilentladungsbefund



b) Eine TE-Fehlstelle



c) Mehrere unterschiedliche TE-Fehlstellen

Traten keine Teilentladungen auf (Abbildung 4, Fall a), so konnte der Anlagenteil dem Weiterbetrieb übergeben werden. In Fällen b) mit einer oder Fällen c) mit mehreren Teilentladungsfehlstellen musste die Schaltanlage weiter sektioniert oder mit elektronischer Ortung untersucht werden, um die fehlerhaften Komponenten zu identifizieren und nach den oben vorgestellten Regeln zu beurteilen.

Auf diese Art können Schaltanlagen mit der TE-Messmethode schrittweise überprüft und wo nötig erneuert werden. Pro Schaltanlage wird typischerweise eine Woche benötigt.

3.2 Beispiel: Beurteilung von GIS mit UHF-Teilentladungsdetektion

Die TE-Prüfung von GIS vor Ort erfolgt heute weitgehend mit der sogenannten UHF-Messmethode, welche die im SF₆-Gas entstehenden sehr hochfrequenten Teilentladungsimpulse im Frequenzbereich von etwa 100 MHz bis 2 GHz erfasst: Die Technik wird seit den 90-er Jahren angewendet. Neue GIS ab den Spannungsreihen 123 kV werden deshalb heute in der Schweiz meist mit entsprechenden Messsensoren ausgerüstet, welche eine Teilentladungsdetektion jederzeit auch im Betrieb zulassen.

Hochspannungsschaltanlagen in gasisolierter Bauweise existieren in der Schweiz aber bereits seit etwa 40 Jahren. Die frühen Schaltanlagen weisen daher heute schon ein fortgeschrittenes Alter auf, so dass sich für die Betreiber die Frage nach der Betriebssicherheit dieser Anlagen für die noch vorgesehene Betriebsdauer stellt.

Da ältere Anlagen nicht mit Sensoren ausgerüstet sind, wurde die FKH beauftragt, an einer älteren Anlage Versuche mit montierbaren Hilfssensoren durchzuführen. Bei den in Abbildung 5 dargestellten Sensoren handelt es sich um kleine flache Metallelektroden, die an den vorhandenen Öffnungen der GIS montiert werden. An den Koaxialbuchsen wird das UHF-TE-Messsystem angeschlossen. Die Eignung solcher Sensoren wird zur Zeit von der FKH geprüft.

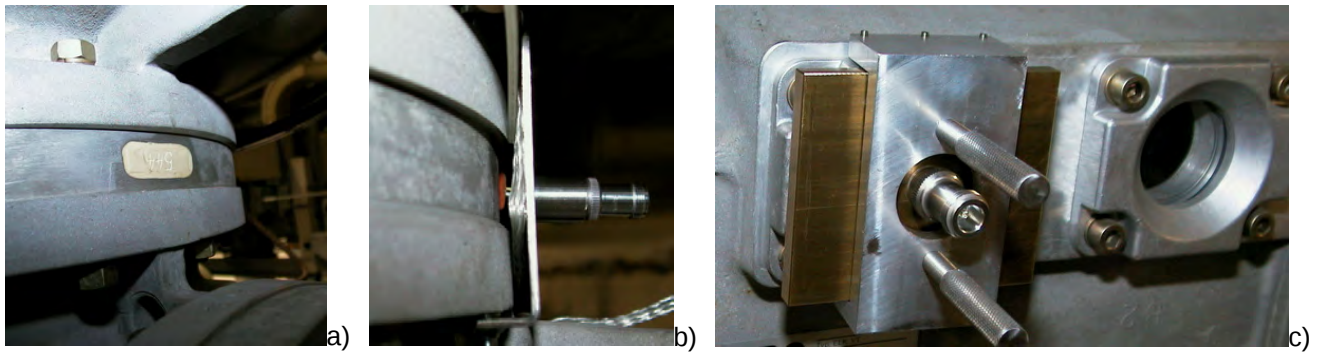


Abbildung 5 a) Konusisolator mit Öffnung in der Flanschmetallisierung
b) UHF-TE-Sensor für Konusisolator
c) UHF-TE-Sensor an Kontrollfenster

Eine weitere Möglichkeit zur Teilentladungsmessung an einer älteren Anlage ergibt sich im Falle einer Anlagenerweiterung. Werden an eine bestehende GIS weitere Felder angebaut, so können diese mit Sensoren ausgerüstet werden (Abbildung 6). Diese können dann zur TE-Messung bei der Abnahmeprüfung der Erweiterung dienen. Sie erlauben ausserdem auch eine Teilentladungskontrolle des älteren Anlageteils, wenn auch die Empfindlichkeit bis zu den entferntesten Schaltfeldern wegen der distanzbedingten Signaldämpfung deutlich reduziert ist. Abbildung 6a zeigt die Prüfung einer erweiterten Anlage, welche einer reduzierten Spannungs- und Teilentladungsprüfung unterzogen wurde. Abbildung 6b zeigt den Anschluss der Teilentladungsmesstechnik zum Empfindlichkeitsnachweis am nachträglich eingebaute Schaltfeld.



Abbildung 6 a) Prüfung einer um ein Schaltfeld erweiterten 132-kV-GIS aus dem Jahre 1988
b) Messung an einem Teilentladungssensor des im Jahre 2001 angebauten Felds

3.3 Beispiel: Integrale Prüfung eines ganzen Unterwerks mit simultaner mehrkanaliger Teilentladungsmessung

Im Folgenden wird die „integrale“ Hochspannungs-Abnahmeprüfung eines ganzen neu-erstellten Unterwerks beschrieben, welches aus GIS, Transformatoren und Kabelaus-leitungen besteht. Die Abnahmeprüfmethode, welche mehrfach mit Erfolg durchgeführt wurde, soll an dieser Stelle erwähnt werden, weil das Prüfverfahren unter Umständen auch für die effiziente Kontrolle eines betriebsgealterten Unterwerks in Betracht gezo-gen werden könnte.

Da die Transformatoren mit voll isoliertem Sternpunkt ausgerüstet wurden, konnte das ganze Unterwerk, d.h. alle drei Phasen inkl. die Transformatorwicklungen unter Prüf-spannung gesetzt werden. Tatsächlich wurde im vorgestellten Fall das Unterwerk in zwei Prüfabschnitten der Hochspannungsprüfung unterzogen, wobei simultane Teilent-ladungsmessungen an vier Orten vorgenommen wurden. Abbildung 7 zeigt einen Prüfabschnitt.

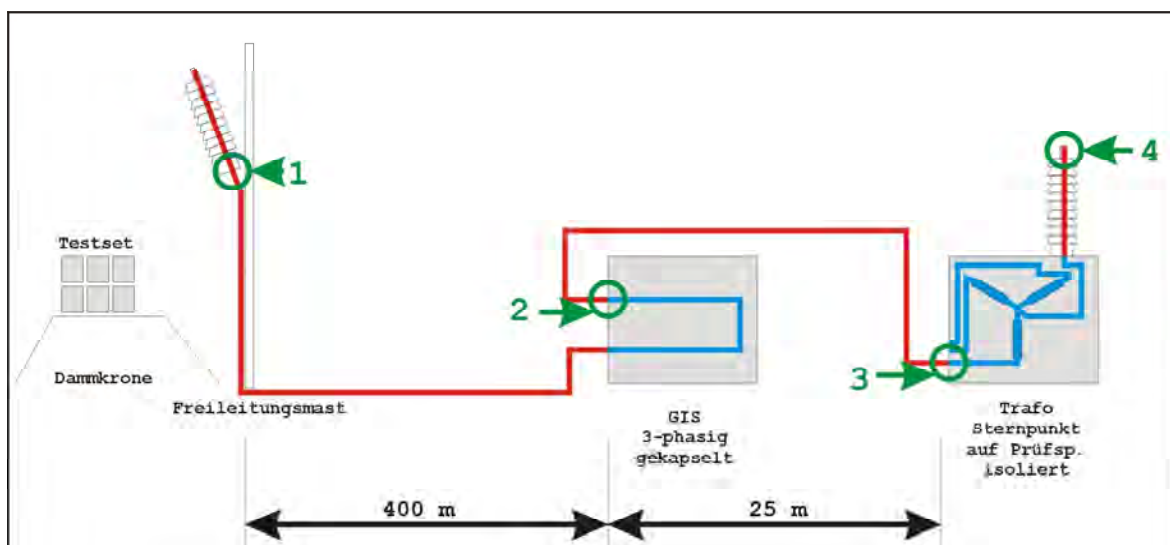


Abbildung 7 Skizze der Anlagenkonfiguration mit den TE-Messstellen 1 bis 4. Der Übersichtlichkeit halber ist nur ein von zwei Transformatoren und eine von zwei Kabelausleitungen dargestellt (entspricht einem Prüfabschnitt)

Abbildung 8 zeigt die Einspeisung am Kabelendverschluss auf einem Endmast einer Kabelausleitung (Messstelle 1). An diesen Kabelendverschlüssen wurden an allen drei Phasen Teilentladungsmesskanäle angeschlossen (Abbildung 9). Die ausgekoppelten Teilentladungssignale an den Kabelendverschlüssen der GIS (Messstelle 2, Abbildung 10a) und jene am Transformatorsternpunkt (Messstelle 4 Abbildung 10b) wurden mit dem Teilentladungsmesssystem entsprechend Abbildung 10c erfasst.

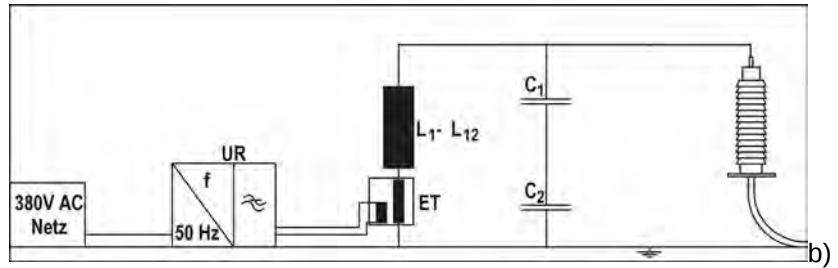


Abbildung 8 a) Aufbau der Prüfanlage mit Einspeisung in den Kabelendverschluss einer Kabelausleitung
b) Prinzipschema der Prüfeinspeisung mit Hochspannungsserieresonanzkreis

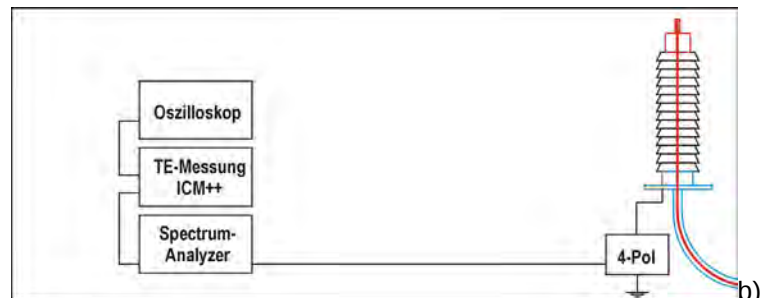


Abbildung 9 a) TE-Ankoppelvierpol am Kabelendverschluss der Kabelausleitung (Messstelle 1)
b) Prinzipschema des Teilentladungsmesssystem am HS-Kabel



Abbildung 10 a) TE-Ankopplung an den Steck-Kabelendverschlüssen der GIS (Messstelle 2)
b) TE-Ankopplung am Transformatorsternpunkt (Messstelle 4)
c) Teilentladungsmesssystem

3.4 Beispiel: Beurteilung von Öl-Zellulose-isolierten Betriebsmitteln mittels Isolierölanalysen

Wohl die häufigste Untersuchungsmethode für Öl- und Öl-Papier-isolierte Betriebsmittel ist die physikalische und chemische Analyse des aus den Apparaten entnommenen Isolieröls.

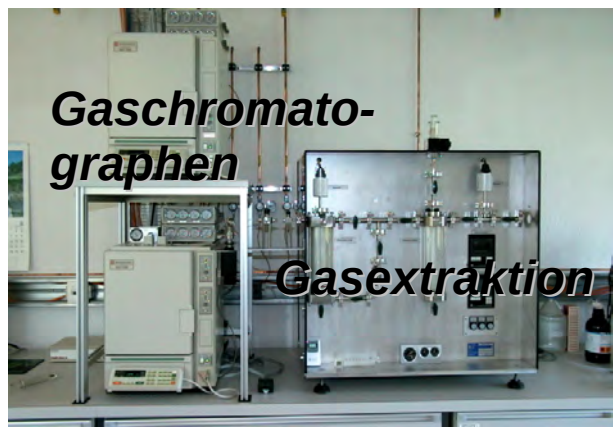
Sowohl die Analysemethoden, wie auch die Interpretierbarkeit der Ergebnisse haben sich in den letzten 50 Jahren enorm weiterentwickelt.

Nebst den für die Kühlung und die Isolation wichtigen physikalischen Parameter des Öls werden heute unzählige Spurenbestandteile bestimmt, die im Öl gelöst oder dispergiert vorkommen. Vor allem die spektroskopischen Methoden haben aufgrund von Studien und jahrzehntelanger Erfahrung eine hohe Aussagekraft erlangt: Es sind dies die Gas- und Flüssigkeitschromatographie sowie die Infrarotabsorptionsmessungen. Mit den Daten dieser Analysemethoden können nicht nur die Qualitätsmerkmale des Öls selbst, sondern auch Hinweise über den Zustand des ganzen Apparats gewonnen werden. Als bedeutendste Methode gilt heute die Zersetzungsgasanalyse (Abbildung 11). Die heute möglichen Aussagen betreffen unter anderem:

- Das Auftreten von Entladungen im Betrieb und deren Häufigkeit und Intensität
- Das Vorhandensein von Undichtigkeiten
- Aufgetretene Überhitzungen
- Alterungsprozesse im Öl
- Alterung der Feststoffisolation
- Chemische Unverträglichkeiten
- Beeinträchtigung der Ölströmung im Kühlsystem



a)



b)

Abbildung 11 a) Probenahme für die Zersetzungsgasanalyse im Isolieröl
b) Gasextraktion und Gaschromatographen für die Zersetzungsgasanalyse

3.5 Beispiel: Polarisationsmessungen an Öl-Papier-isolierten Apparaten

Nebst der Teilentladungsmessung und den Isolierölanalysen existiert für Öl-Papier-isolierte Apparate eine weitere Diagnosemethode, die auf einer elektrischen Niederspannungsmessung basiert und welche in den letzten Jahren zunehmend an Bedeutung gewonnen hat. Ähnlich wie bei der bekannten C/tg δ -Messung werden bei den neuen Methoden Polarisationsseigenschaften des Isolationswerkstoffs gemessen. Bei einigen ölisolierten Apparaten hat sich herausgestellt, dass sich gewisse Alterungsmerkmale nur durch Beobachtung von sehr langsam ablaufenden Polarisationsvorgängen feststellen lassen. Sie sind deshalb durch eine C/tg δ -Messung bei Betriebsfrequenz nicht zu erkennen.

Mit der Messung langsamer Polarisations- und Depolarisationsströmen beim Auf- und Entladen der geschichteten Öl-Papierisolation lässt sich insbesondere die Feuchtigkeit in der Zellulose bestimmen (PDC: Polarisation and Depolarisation Current). Die Bestimmung der Feuchte in der Zelluloseisolation in einem geschlossenen Transformator ist ohne solche Verfahren kaum möglich und kann heute mit der PDC-Methode einfach

und zuverlässig in ein paar Stunden ausgeführt werden. Für die Betriebssicherheit grösserer Hochspannungs-Leistungstransformatoren ist das PDC-Messverfahren heute zu einem wichtigen Beurteilungsverfahren geworden. Es ist bekannt, dass eine Feuchtigkeit über ca. 2.5% zu kritischen Verlusten im Dielektrikum, zu fortschreitender Zerstörung in den Zellulosebarrieren und schliesslich zum Isolationsversagen führen kann. Ein handelsübliches Messsystem ist in Abbildung 12a dargestellt: In der Regel werden die Polarisationsströme in der Hauptisolation zwischen der Primär- und der Sekundärwicklung gemessen (Abbildung 12b). Eine automatische Ablaufsteuerung schaltet nach der Aufladezeit (Polarisation) selbständig auf die Entladephase um, so dass die einige Stunden dauernde Messprozedur ohne Aufsicht auch während der Nacht ablaufen kann. Das Prinzip und den Ablauf zeigt Abbildung 13.

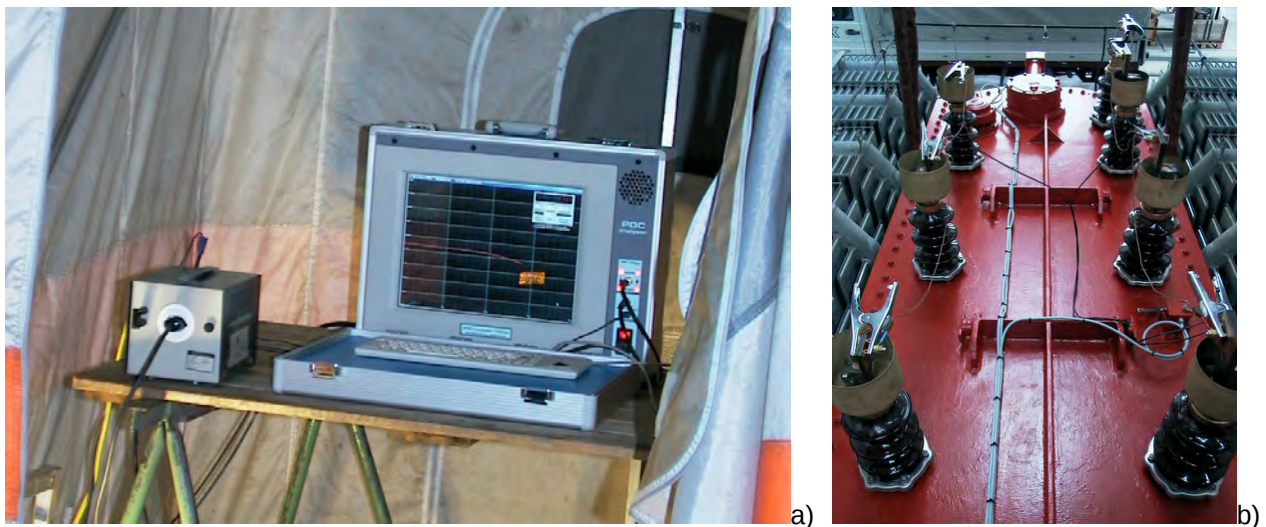


Abbildung 12 a) PDC-Messsystem
b) Anschluss des PDC-Messsystem an einen Maschinen-Transformator

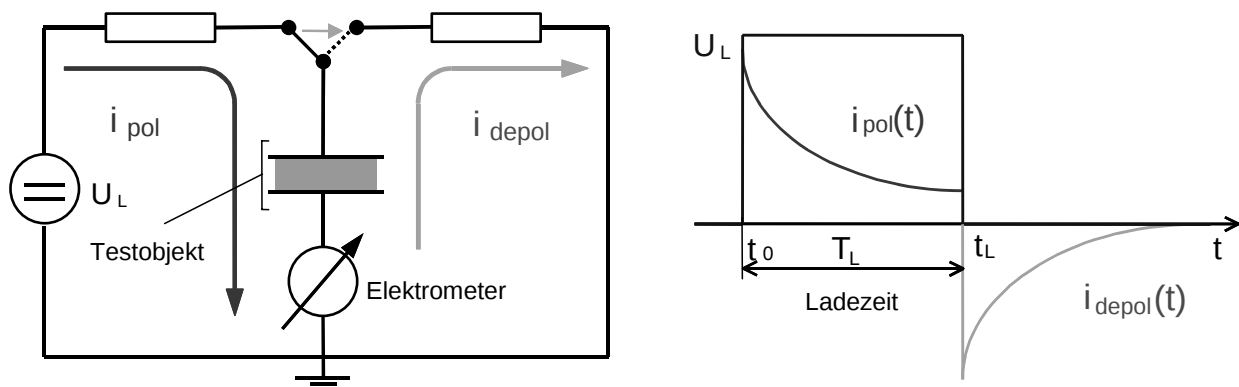


Abbildung 13 Prinzip der PDC-Messung

- a) Prinzipsatzschaltbild: Während der Schalter zunächst in der linken Position auf die Gleichspannungsquelle geschaltet ist, fliesst ein Polarisationsstrom durch die Isolation, der im Elektrometer gemessen wird. Durch Umschalten, d.h. Kurzschliessen des Prüflings, wird anschliessend der Depolarisationsstrom gemessen.
- b) Qualitativer zeitlicher Verlauf der Ladespannung und der Messströme

Die Bestimmung der Feuchte in der Zellulose ist deshalb entscheidend, weil Wasser als Zersetzungsprodukt der Zellulose gebildet wird. Je nach Betriebsbelastung steigt deshalb die Feuchte mit zunehmenden Alter der Transformatoren schneller oder langsamer an.

Bei der Beurteilung von Innenraumschaltanlagen bis zu Betriebsspannungen von ca. 50 kV wird das Polarisationsverhalten auch bei giessharzisierten Stromschienen untersucht (Abbildung 14). Die Vorgänge dabei sind allerdings noch ungenügend verstanden. Bis heute existieren Beurteilungskriterien für schnelle Polarisationsvorgänge im Millisekundenbereich, die mit einer tg- δ -Messung bei Betriebsfrequenz gemessen werden können.



Abbildung 14 Mittelspannungsstromschienen

3. Schlussfolgerung

Eine Übersicht über die angesprochenen Diagnosemethoden und einige Hinweise zu ihrer Bedeutung bei der Beurteilung der Komponenten einer Hochspannungsschaltanlage enthält Tabelle II. Die Aufstellung ist stark vereinfacht und unvollständig und deshalb nicht als Anleitung für das Vorgehen bei einer Anlagenbewertung gedacht. Für solche Zwecke existieren spezifische Berichte von Fachgremien über einzelne Hochspannungsbetriebsmittel.

Diagnosemethode	HS-Betriebsmittel	Isolierstoff	Bemerkung
Isolierölanalyse	Transformatoren, Messwandler, Durchführungen, Drosseln, Öl-Kabel, Kondensatoren	Öl-Zellulose-Isolation	Diverse Informationen über die Öl- und die Feststoffisolation
PDC-Messung	Transformatoren, Messwandler, Durchführungen	Öl-Zellulose-Isolation, feste Verbundisolationen	Feuchte in der Zellulose, oft durch Vakuum-trocknung behebbar
C-/tg δ -Messung	Durchführungen, Messwandler, Transformatoren, Statoren von rotierenden Maschinen	Öl-Zellulose-Isolation Feste Verbundisolationen	Beurteilung komponentenspezifisch
Teilentladungsmessung	Alle Hochspannungsbetriebsmittel	Gasförmige Isolierstoffe (GIS)	Meist durch Reinigung oder Komponentenaustausch behebbar
		Flüssige- und flüssigfest-Isolierstoffe	Reparatur oder Ersatz
		Feste Isolierstoffe	In der Regel irreversibel

Tabelle II Übersicht über die besprochenen Isolationsdiagnosemethoden und deren Anwendung

Üblicherweise kommen in der Praxis die Isolationsdiagnosemethoden mit anderen Verfahren der technischen Zustandsbeurteilung kombiniert zum Einsatz. Dies gilt insbesondere für komplexe Apparate wie Transformatoren und rotierende Maschinen.

Als elektrische Diagnosemethode für die Isolationsbeurteilung hat sich die Teilentladungsmesstechnik als besonders universell und aussagekräftig erwiesen. Mit einer ganzen Reihe individuell angepasster Messmethoden können heute praktische alle Hochspannungsbetriebsmittel bzw. alle Isolationssysteme beurteilt werden.

Die technischen Möglichkeiten der Teilentladungsdiagnose sind wegen der laufenden Weiterentwicklung der Messsysteme auch heute bei weitem noch nicht ausgeschöpft. Durch die Verfügbarkeit von mehrkanaligen Teilentladungsmesssystemen wird es heute immer einfacher möglich, auch ganze Anlageteile mit vielen Komponenten und auch lange Kabelstrecken durch simultane Messung an mehreren Messstellen auf Teilentladungen zu prüfen. Obwohl dies nicht als allgemeiner Trend angesehen wird, hat diese Vorgehensweise schon mehrfach eine effiziente und aussagekräftige Isolationsbeurteilung einer Schaltanlage oder Kabelstrecke ermöglicht.

Bei allen ölisierten Apparaten stellt heute die Analyse des Isolieröls die häufigste Untersuchungsmethode dar. Aufgrund des vorteilhaften Preis-Leistungsverhältnisses bietet sich die Untersuchung des Öls als regelmässige Kontrolle für diese Betriebsmittel an. Sie eignet sich auch als Einstiegsdiagnose nach dem Auftreten eines Fehlers. Bei Öl-Zellulose-isolierten Betriebsmitteln stellen nebst der heute sehr aufschlussreichen Teilentladungsmessungen auch die Messverfahren für Polarisationsseigenschaften eine unentbehrliche Gruppe von Diagnosemethoden dar, die über den zukünftigen Einsatz des Betriebsmittels und die zu ergreifenden Massnahmen mitentscheiden.

Das Resultat einer Isolationsdiagnose zur Zustandsbeurteilung stellt in erster Linie eine technische Qualitätsbeurteilung des momentanen Isolationszustands dar. Zusammen mit dem vorhandenen Fachwissen und den Betriebserfahrungen am betroffenen Betriebsmittel wird mit diesem Befund ein Intervall festgelegt, nachdem Instandhaltungsmassnahmen, erneute Diagnosen oder der Ersatz der Komponente in Angriff genommen werden soll.

Eine eindeutige Aussage über die noch verbleibende Restlebensdauer eines Apparates oder einer ganzen Schaltanlage, mit welcher ein Termin für den Ersatz des Betriebsmittels über viele Jahre geplant werden kann, ist aufgrund der statistischen Natur der Alterungs- und Fehlermechanismen nicht möglich.

Abschliessend sei darauf hingewiesen, dass Isolationsdiagnosen auch nach der Erneuerung und Erweiterungen von Apparaten oder Anlagenteilen eine wichtige Rolle spielen: Einerseits stellen sie im Rahmen von Abnahmeprüfungen der neuinstallierten Komponenten die geforderte Isolationsfestigkeit sicher. Andererseits schaffen sie Ausgangswerte der neuen Betriebsmittel als Datengrundlage für spätere Isolationsdiagnosen.

FKH - / VSE – Fachtagung

15. November 2006

Erneuerung und Erweiterung von Hochspannungsschaltanlagen

Renouvellement et extension des postes à haute tension

Unterbruchsfreier Ersatz einer luftisolierten Innenraumschaltanlage durch eine moderne kompakte 72.5 kV SF6-Gasisolierte Schaltanlage

Endre G. Mikes

AREVA T&D AG
Gas Insulated Substations
CH-5036 Oberentfelden

Claus Jörg

EBS Elektrizitätswerk des
Bezirks Schwyz
CH-6430 Schwyz

1944 geboren in Budapest, Ungarn
1962 gymn. Maturitätsabschluss Budapest
1962 Laborant im Hochspannungslabor des
Ungarischen Landesnetzes
1968 Studiumsabschluss Dipl. El. Ing. an TH
Budapest Ungarn und Moskau UdSSR
1971 Fa. Sauter AG, Basel –
Entwicklungsing./Produktmanager
NS/HLK Schaltgeräte
1973 Kaufm. Diplom an KLB(KLZ) Basel
ab 1973 Sprecher + Schuh AG, Aarau – Hoch-
spannungsapparatefabrik, heute AREVA
T&D AG

- Entwicklung, Studien, Prüfung von ölarmen und SF6
Leistungsschaltern, HS-Schalt-geräten und
gasisolierter Anlagentechnik GIS
- Studien, Beratung, Schulung auf dem Gebiet HS-
Technik und Anlagenbau.
- Leiter Produkteberatung intern und extern innerhalb
AREVA T&D AG und im weltweiten Kundenkreis.
- Mitarbeit in nationalen und internationalen Normungs-
gremien: IEC, ANSI, sowie CIGRE, CEPSI, IEEE, etc.

1967 geboren in Andermatt (UR)
bis 1993 Landis & Gyr AG, Zug -
Produktentwickler und Prüfmittelbau
HLK
1993 Elektrotechniker HF in Zürich
1996 Betriebswirtschaftler NDS HF in Luzern
bis 2001 Stv. Betriebsleiter Elektrizitätswerk
Ursern, Andermatt
2001 Management College FND in Luzern
bis 2004 Leiter Technische Betriebe (Strom-
und Wasserversorgung), Aargurg
2005 Verwaltungsfachmann an der
Hochschule für Wirtschaft in Luzern
ab 2004 Technischer Leiter EW Bezirk Schwyz,
Schwyz

- Verantwortlich für die Planung, Bau, Betrieb und
Instandhaltung der technischen Anlagen und
Systeme.

Unterbruchsfreier Ersatz einer luftisolierten Innenraumschaltanlage durch eine moderne kompakte 72.5 kV SF6-Gasisolierte Schaltanlage

Endre G. Mikes

AREVA T&D AG, Gas Insulated Substations, CH-5036 Oberentfelden

Claus Jörg

EBS Elektrizitätswerk des Bezirks Schwyz, CH-6430 Schwyz

1. Einleitung

Die Anwendung elektrischer Energie beherrscht heute sämtliche Facetten unseres Alltags, Haushalt, Transport, industrielle Technik, ja selbst Landwirtschaft sind an einer zuverlässigen und möglichst unterbruchsfreien Energielieferung gleichermassen interessiert und hiervon auch wirtschaftlich abhängig.

Neubau und/oder Ersatz von Anlagen der Energie- Produktion, Uebertragung und Verteilung ist eine komplexe, vielschichtige und interdisziplinäre Aufgabe von Bedarfsabklärung über Planung bis Realisation. Die allgemeine technologische Entwicklung bietet dabei zudem die Möglichkeit erweiterte platzsparende Lösungen mit besseren Leistungsdaten z.B. bei den Schaltgeräten, ohne externe Einflüsse (Umgebung, Leistungsunterbruch, usw.) einzusetzen.

2. Standort und Ausgangslage, historischer Rückblick

Das heutige Unternehmen EBS und seine Geschichte ist mit der frühen Nutzung der Muota stark verknüpft. Die Anfänge der Nutzung der Wasserkraft und die Entstehung von Elektrizitätswerken in der Zentralschweiz gehen in die Jahre um 1890-1900 zurück.

Aus verschiedenen privatrechtlichen Anfängen entstand im 1952 das Eigenwerk des Bezirks Schwyz, ein Unternehmen der öffentlichen Hand, geleitet durch die unternehmerische Vision, den Bezirk Schwyz aus eigener Wasserkraft mit günstiger Energie zu versorgen.

Im überregionalen und regionalen elektrischen Netz besitzt das EBS 50/15-kV-Ebenen und ist über 220 kV an das Uebertragungsnetz der CKW angeschlossen. Die laufenden Ausbauten und Erneuerungen ergeben heute über 62400 kW installierte Leistung und 200 Mio. kWh Energieproduktion. Die 6 Kraftwerksstufen bzw. 4 Zentralen der Muotakraftwerke, welche zwischen 1953 und 1970 als Laufkraftwerke erstellt wurden, tragen dazu bei (Abb. 1, 2)

Die Kraftwerke Hinterthal-Muota und Hinterthal-Hüribach mit der Zentrale Hinterthal haben den Betrieb 1960 aufgenommen. Die EBS Kraftwerke werden seit den 90-er Jahren weitgehend automatisch betrieben. Ueber die lokalen autonomen Kraftwerksteuerungen ist ein übergeordnetes computergesteuertes Leitsystem aufgesetzt. Nach über 40 Jahren Betrieb wurde die umfangreiche Erneuerung der 50-kV-Schaltanlage Hinterthal in Angriff genommen.

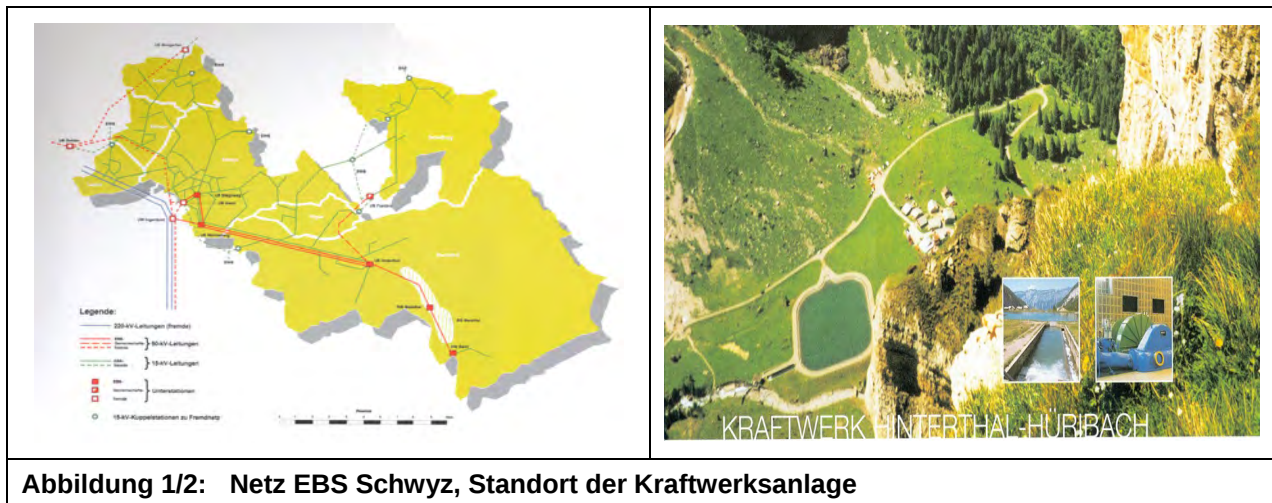


Abbildung 1/2: Netz EBS Schwyz, Standort der Kraftwerksanlage

3. Gründe der Erneuerung, Planung

Verschiedene allgemeine und spezifische Gründe beeinflussen die Planung, Erneuerung sowie Erweiterung von energietechnischen Anlagen im Allgemeinen. Diese treffen für die 50-kV-Zentrale Hinterthal (Abb. 3, 4) ebenfalls zu:

- Alterung der vorhandenen Einrichtungen, steigender Wartungsaufwand, Ersatzteile nicht mehr oder nur sehr teuer erhältlich,
- Steigender Energiebedarf, d.h. höhere Lasten und Ströme und gegebenenfalls auch Erhöhung von Betriebsspannung sowie Erweiterung des Netzes,
- Allgemeine technologische Entwicklung mit verbesserten Leistungsdaten bei geringeren Abmessungen und Gewichten,
- Neue Technologien, neue Geräte-/Anlagenlösungen mit potentiell geringerem Wartungsaufwand.



Abbildung 3/4: Aussenansicht Zentrale mit 50 kV UW und Trafos, Hinterthal

Im Projekt UW Hinterthal konnten zudem durch die neue sehr kompakte GIS Lösung die vorhandenen Bauten und örtlichen Gegebenheiten bau- und anlagentechnisch weitestgehend erhalten werden und somit der zeitliche Ablauf der Erneuerung und die gleichzeitige Erweiterung des UW, ohne Baugenehmigungen und ohne Versorgungsunterbruch, erheblich gekürzt werden.

Sorgfältige Koordination aller Arbeiten in der Planungs- wie in der Ausführungsphase und die gute Zusammenarbeit der EBS- und AREVA-Mitarbeiter ermöglichte den

termingerechten, etappenweisen Umbau der Anlage Hinterthal von einer konventionellen luftisolierten Zellenanlage in eine zeitgemässe kompakte SF6-gasisolierte Schaltanlage GIS mit direkt angebauten Steuer- und Ueberwachungseinrichtungen.

4. Die neue technische Lösung

4.1 Kompakte GIS Anlagen F35

Gasisolierte Schaltanlagen haben über die vergangenen 35-40 Jahre einen überlegenen Leistungsnachweis in Bezug auf Zuverlässigkeit und Wartungsfreiheit. Die gewählte GIS: Typ F35-72.5 kV ist ein repräsentativer Vertreter der modernen, sehr kompakten GIS-Anlagen für die unteren Spannungsebenen der Energieübertragung und Verteilung. Zudem ist die F35 Baureihe 72.5-145 kV unter Einhaltung der Eco-Design-Philosophie mit bestmöglicher Ausnutzung der Ressourcen und Wiederverwendbarkeit konzipiert worden.

Die Entwicklung und Ausarbeitung der F35 GIS Baureihe wurde durch die folgenden Faktoren positiv beeinflusst:

- Allgemeine technische Schaltgerätetechnikentwicklung, insbesondere Schaltkammertechnik mit geringeren Antriebsenergien,
- Bessere Berechnungs- und Simulationstechniken, dank leistungsfähiger Software und Hardware, Modellberechnungen und neuen Werkzeugen der Industrie,
- Teilweiser Ersatz der zeitraubenden Produktkonzept-Prototypphase durch „Simultanengineering“,
- Bessere Prüftechniken, schnellere Auswertung der Resultate,
- Bessere Technologien und Industrieprozesse,
- Höhere Ausnutzung der Materialien, Einführung von neuen Materialien.

Die jahrzentelange Erfahrung und Weiterentwicklung von GIS-Anlagen hat die Zuverlässigkeit und Langlebigkeit bei praktisch null Wartungsaufwand, insbesondere bei Innenraum-GIS-Anlagen, dieses Konzeptes bestätigt. Die heutigen Lösungen ermöglichen die optimale Kombination der HS-Geräte gem. einpoliger Benutzerschema in standardisierte ein- bis dreifeldrige Feld-Transporteinheiten mit aufgebauten Steuerschränken für die Spannungsebenen 50-145 kV. Hierdurch entstehen weitere Projekt-/Anlagenvorteile die, wie am Beispiel von UW Hinterthal klar ersichtlich, zur Minimalisierung von möglichen vor-Ort-Montagefehlern bei Bauzeitreduktion führen:

- Reduktion von Flächen- und Volumenbedarf der Anlage durch kompakte Bauart,
- Vorteile in Bezug auf allf. Bautätigkeit und Montage, resultierend aus kleinerer Grösse und Gewicht, fabrikgefertigte und ausgeprüfte Feldeinheiten, reduzierte vor-Ort-Montagezeiten,
- Keine Krananlagen nötig,
- Vereinfachte Inbetriebsetzung und erhöhte Zuverlässigkeit dank vollverdrahteten fabrikgeprüften Steckverbindungen und mehrfeldrigen Transporteinheiten,
- Gegebenenfalls reduzierter visueller Impact des UW auf die Natur.

4.2 Anlagenerneuerung-/Erweiterung in bestehender Gebäude, UW Hinterthal

Bei der Anlagenerneuerung UW Hinterthal waren 4 bestehende BBC Druckluftschaltergruppen in konventioneller Zellentechnik (Abb. 5) in zwei Etappen durch 7 neue SF6-isolierte, metallgekapselte Schaltfelder, mit 2 Sammelschienenlängstrennern (Abb. 6) zu ersetzen.



Abbildung 5: bisherige konventionelle Anlage



Abbildung 6: neue 50-kV-GIS Schaltanlage

Die neue AREVA GIS-Anlage umfasst inklusive Stützgerüste 4 Leitungsfelder und 3 Trafofelder, eine Einfach sammelschiene mit 2 einfachen Längstrennern und 7 Steuerschränke am Feld direkt aufgebaut. Die Kabelendverschlüsse KEV und Steckbuchsen (Pfisterer) sowie die Schutzrelais wurden bauseits geliefert.

Feldbreite alt konventionell je 3 m, neu jedoch nur je 650 mm (Abb. 7, 8):

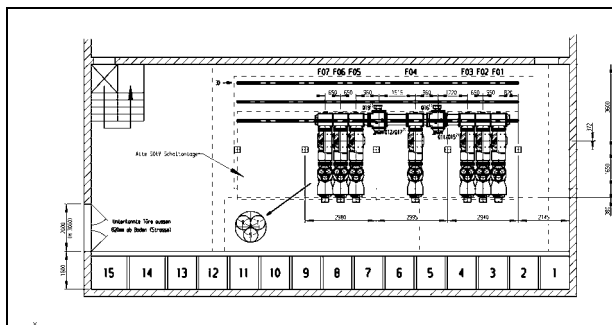


Abbildung 7: Feldanordnung 50/72.5 kV GIS

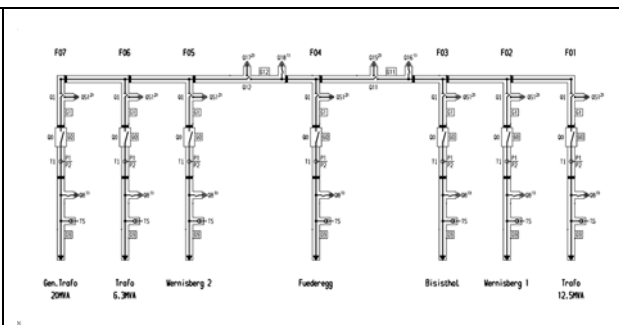


Abbildung 8: erweiterte GIS Anlagenschema

Feldlayout mit Steckkabelauführung (Abb. 9, 10), Montage Steckkabel und provisorischer Betrieb mit 4 Feldern (Abb. 11, 12) bedingt durch die örtlichen Gegebenheiten:

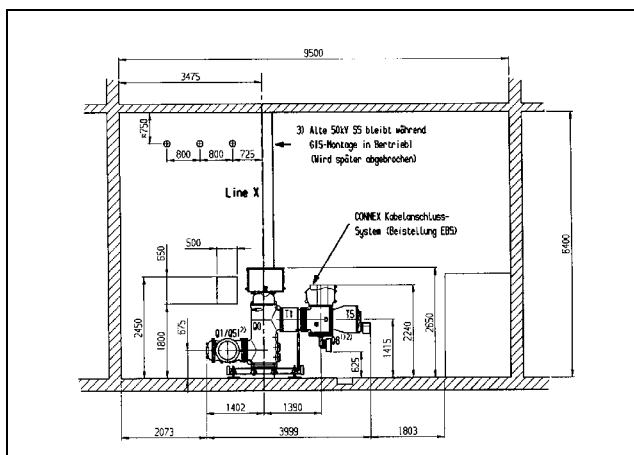


Abbildung 9: Feldlayout



Abbildung 10: Steckkabel und KEV nach oben, (KEV 180° drehbar, Anschluss unten möglich)



Abbildung 11: Montage Steckkabel

Abbildung 12: Prov. Teilbetrieb mit 4 Feldern,
Trennwände zur Sicherung

Die kompakte F35 GIS Anlage erlaubte mit Feldteilungen 650 mm die Aufstellung von 3-4 Schaltfeldern mit Nennwerten 31.5 kA und 2500 A in dem bestehenden Gebäude mit unveränderten Zwischenstützen, dort wo früher je 1 konventionelles 50-kV-Schaltfeld gestanden war. Hochspannungs-GIS-Felder in Dimensionen von üblichen Mittelspannungs-Zellen ergaben so sogar noch Platzreserven für allfällige weitere Anlagenerweiterungen in der EBS Zentrale Hinterthal.

5. Umbau bei Aufrechterhaltung des Betriebes

Umbauprojekte, Erweiterungen bringen jeweils einige Zusatzfragestellungen (technische, organisatorische, terminliche) und Schnittstellen mit sich, z.B. :

- Führung der Hochspannungskabel über die SF6-Anlage, Kabelendverschlüsse nach oben (Abb. 9, 10),
- Zeitliche- und arbeitstechnische Koordination der Demontage-, Montage- und Zusatzarbeiten, sorgfältige Logistik mit flexiblen Anpassungen, wo nötig, damit unterbruchsfreier Teilbetrieb möglich (Abb. 11, 12),
- Oertliche Gegebenheiten im Gebäude mit nicht ganz einfacher Einbringung der einzelnen GIS-Felder (Abb. 13, 14),
- Montage ohne Kran und Hilfseinrichtungen mittels neuartigen Rollwerkzeugen,
- sehr enge Anfahrtswege für die Transporteure,
- Teillieferungen und Teilinbetriebnahmen, inkl. Hochspannungsprüfung und Teilentladungs-Messung, für den unterbruchsfreien Netzbetrieb (Abb. 15).

Zeitplan:

- | | |
|--|------------|
| - Produktionstermin 1. Feld | 15.07.2004 |
| - Fabrikabnahme ganzer GIS-Anlage | 09.09.2004 |
| - Lieferung der ersten 4 Felder nach Hinterthal | 13.09.2004 |
| - Montagestart | 13.09.2004 |
| - Inbetriebnahme erster Teil der neuen Anlage | 12.10.2004 |
| Zwischenbetrieb mit 4 Feldern bis Dez. 2004 | |
| - Lieferung der restlichen 3 Felder vor Ort | 18.10.2004 |
| - Uebergabe der kompletten neuen GIS-Anlage an EBS | 14.12.2004 |



Abbildung 13: Enge Transportwege



Abbildung 14: Rollensystem für Felderplatzierung

Im Projekt UW Hinterthal konnten alle Einzelheiten mit den sehr kompetenten und umsichtigen Mitarbeitern des EBS über direkte, unkomplizierte Kommunikationswege termingerecht gelöst werden.



Abbildung 15: sorgfältige Prüfung - 50 Hz, 1 min. und TE-Messung bei 120 kV



Abbildung 16: Entscheidung < go > , erfolgreiche Inbetriebsetzung

6. Folgerungen, Schlusswort

Modulare flexible GIS Anlagen bieten gute Voraussetzungen für Anlagenerneuerungen und -erweiterungen, Umbauten und neue Unterwerke, insbesondere in engen räumlichen Verhältnissen. Die in Oberentfelden gebauten, besonders wartungsfreien Federantriebe FK ermöglichen heute GIS-Lösungen bis 550 kV, 63 kA.

Verschiedene in der Schweiz und im Ausland (Abb. 17, 18) ausgeführten Projekte zeugen heute über die variablen, platzsparenden Einsatzmöglichkeiten der gasisolierten Schaltanlagen von AREVA bei Umbau und Erweiterung von AIS-Anlagen mit GIS-Feldern und Modulen.



Abbildung 17: umgebaute 145-kV-AIS-Anlage in Australien mit B65 hybrid GIS Optigim Modulen



Abbildung 18: Felderweiterte AIS-Anlage in Italien mit 420/550 kV T 155 GIS-Feld

Die zunehmende Urbanisierung und steigender Bedarf an unterbrechungsfreier Lieferung der elektrischen Energie führten, unter Einsatz der durch die allgemeinen technischen und technologischen Entwicklung gebotenen Möglichkeiten, zu sehr kompakten Anlagenlösungen mit GIS-Technik.

Die Netz- und Anlagenbetreiber können jederzeit, nach Bedarf, Anlagenerneuerungen und Erweiterungen planen und mit Hilfe der nachhaltig entwickelten kompakten und variablen GIS-Lösungen ökonomisch und ökologisch umsetzen.

Die AREVA Leistung und die gute Zusammenarbeit wurde seither mit der Vergabe des UW Bisisthal, ebenfalls in GIS F35 Technik, seitens EBS belohnt.

Unterbrechungsfreier Ersatz einer luftisolierten Innenraumschaltanlage durch eine moderne kompakte 72.5 kV SF6-Gasisolierte Schaltanlage

Endre Mikes, Dipl.El.Ing., AREVA T&D AG Oberentfelden

Claus Jörg, Technischer Leiter, **EBS** Schwyz

2006 FKH-VSE Fachtagung, Uni Fribourg

15. November 2006

T&D

FKH-VSE Fachtagung, Uni Fribourg, 15.11.2006

1

Ausgangslage, Rückblick

- ▶ Nutzung der Wasserkraft in Muotathal, seit 1890
- ▶ Beginn Stromerzeugung 1890-1900
- ▶ Gründung EBS in 1952
- ▶ Eigennutzung der natürlichen vorhandenen Wasserenergie
in Bezirk Schwyz, Rest Einspeisung in CKW Netz
- ▶ 6 Kraftwerksstufen 62400 kW, 200 Mio.kWh,
- ▶ 4 Zentralen, Regionalnetz 50/15 kV

**Ziel: nachhaltige Verbesserung des lokalen
Energiehaushalts, Wahrung ökologischer und
ökonomischer Gesichtspunkte**

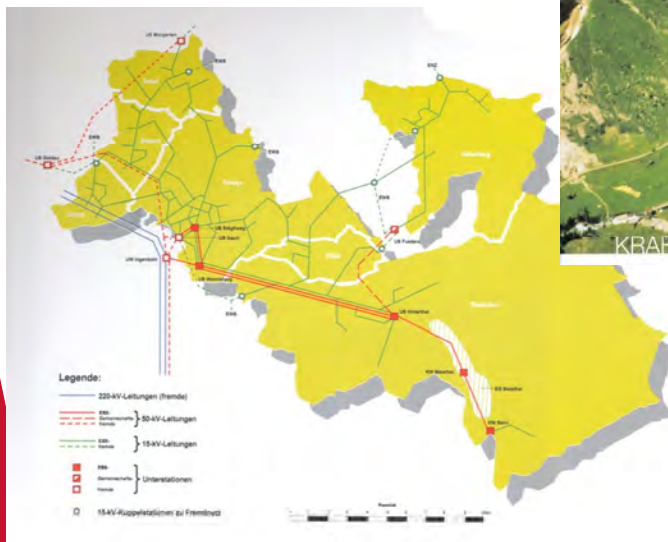
T&D

FKH-VSE Fachtagung, Uni Fribourg, 15.11.2006

2

EBS, Bezirk Schwyz

EBS Netz und Lage der Kraftwerksanlagen:



T&D

FKH-VSE Fachtagung, Uni Fribourg, 15.11.2006

3

EBS, Bezirk Schwyz

Kraftwerksanlage, Zentrale und UW Hinterthal:



T&D

FKH-VSE Fachtagung, Uni Fribourg, 15.11.2006

4

Gründe der Erneuerung

- ▶ Anlagenalterung, steigende Wartungskosten
- ▶ Technischer Fortschritt, neue Technologien
- ▶ Anlagenerweiterung ohne Neubau, Umbau ohne Betriebsunterbruch d.h. Energielieferung
- ▶ Reduktion des Service und der Wartungskosten
- ▶ Bessere Betriebs- und Lebensdauerkosten

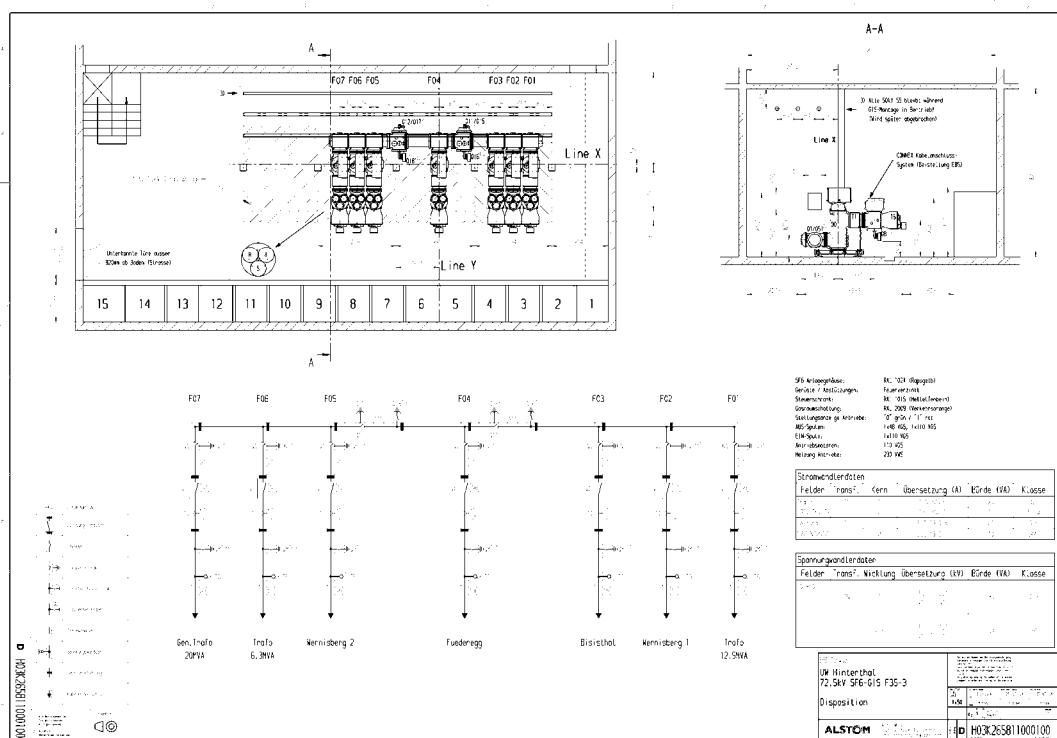
Ermöglicht durch die nachhaltige Entwicklung von GIS Anlagen

T&D

FKH-VSE Fachtagung, Uni Fribourg, 15.11.2006

5

Projektübersicht, 7 Bays F35, 72.5kV, SBB, LCC on Bays



T&D

FKH-VSE Fachtagung, Uni Fribourg, 15.11.2006

6

Erneuerung und Erweiterung mit Technologiewechsel

Umbau von AIS Innenraumanlage ⇒ GIS:



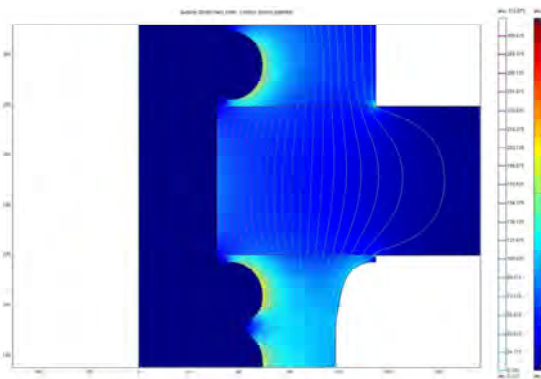
T&D

FKH-VSE Fachtagung, Uni Fribourg, 15.11.2006

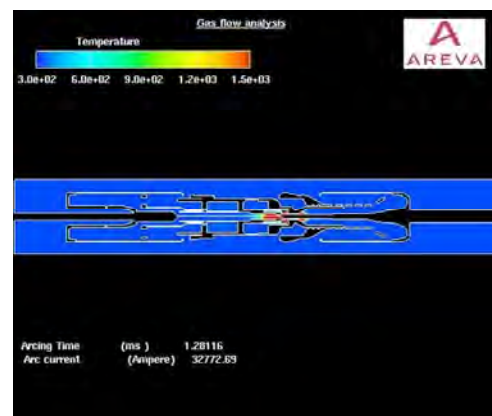
7

Entwicklung von Hard- und Software, Modellierung

»Feldberechnungen, Materialbelastung, Strömungsmodellierung:



Bessere Material- und
Ressourcennutzung:
Annäherung an die Grenzen



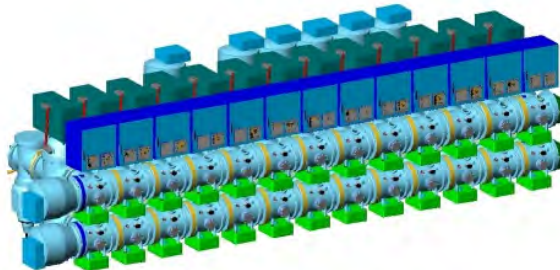
T&D

FKH-VSE Fachtagung, Uni Fribourg, 15.11.2006

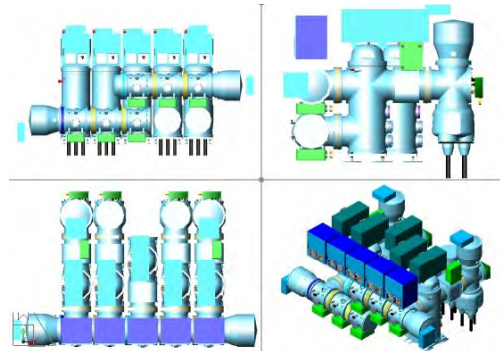
8

Entwicklung, Modellierung vs. Prototypen

»Optimisierung der Layouts, alternative Lösungen:



F35 – 72,5/145 kV
DBB und H5 Studien



T&D

FKH-VSE Fachtagung, Uni Fribourg, 15.11.2006

9

Feldintegrierte Steuerschränke, Transporteinheiten

Moderne Technik ermöglicht bessere Platz-/Volumenausnutzung
mit numerischen- und konventionellen Lösungen bei den
Steuerungen



T&D

FKH-VSE Fachtagung, Uni Fribourg, 15.11.2006

10

Transporteinheiten

Je nach Bedarf anpassbare vollmontierte fabrikgeprüfte Felder und Transporteinheiten mit 1-3 Feldern:



T&D

FKH-VSE Fachtagung, Uni Fribourg, 15.11.2006

11

Benützervorteile

- ▶ Flexibilität für alle Schematas
- ▶ Einfache Bauten, Gebäude
- ▶ Reduzierter Lokaleingriff, kürzere Bauzeiten
- ▶ Reduzierter Land-, Materialbedarf, Schonung der Ressourcen
- ▶ Günstigere Zeitpläne
- ▶ Erhöhte Sicherheit und Zuverlässigkeit
- ▶ Bessere Gesamtkosten-, Lebenskostenstruktur

Kompakte GIS Anlagen: optimale Lösungen für Erneuerung und Netzausbau

T&D

FKH-VSE Fachtagung, Uni Fribourg, 15.11.2006

12

Umbauphasen, Transport

Kompaktheit als Nutzen bei engen vor Ort Verhältnissen:



Bewegung und Positionierung von Feldeinheiten ohne Krananlagen

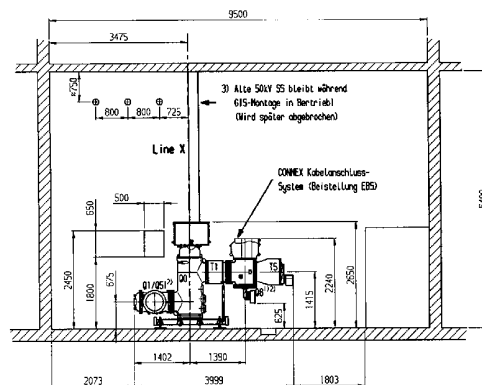
T&D

FKH-VSE Fachtagung, Uni Fribourg, 15.11.2006

13

Umbau bei Aufrechterhaltung des Betriebes

Feldlayout, Dimensionen:



Zeitplan:

- Produktionstermin 1. Feld	15.07.2004
- Fabrikabnahme ganzer GIS-Anlage	09.09.2004
- Lieferung der ersten 4 Felder nach Hinterthal	13.09.2004
- Montagestart	13.09.2004
- Inbetriebnahme erster Teil der neuen Anlage	12.10.2004
Zwischenbetrieb mit 4 Feldern bis Dezember 2004	
- Lieferung der restlichen 3 Felder vor Ort	18.10.2004
- Uebergabe der kompletten neuen GIS-Anlage an EBS	14.12.2004

T&D

FKH-VSE Fachtagung, Uni Fribourg, 15.11.2006

14

Umbauphase, Details

Steckkabel Anschlussarbeiten:



Teilanlage mit 4 Felder und provisorischen Trennwänden für Zwischenbetrieb

T&D

FKH-VSE Fachtagung, Uni Fribourg, 15.11.2006

15

Umbauphase, Details

Berücksichtigung der örtlichen Verhältnisse im Gebäude, Stützen:



T&D

FKH-VSE Fachtagung, Uni Fribourg, 15.11.2006

16

Umbauphase, Details

Sorgfältige vor Ort Prüfungen und erfolgreiche Inbetriebsetzung:



T&D

FKH-VSE Fachtagung, Uni Fribourg, 15.11.2006

17

Blick zurück und in die Zukunft, UW Hinterthal alt und neu



T&D

FKH-VSE Fachtagung, Uni Fribourg, 15.11.2006

18

Schlussfolgerungen

Der Modernisierung und Erweiterung von UW Hinterthal des EBS konnte termingerecht und ohne Betriebsunterbruch mit einer F35 GIS Anlage abgeschlossen werden.

⇒ **Kompakte GIS Anlagen und Module ermöglichen effiziente Anlagen-Umbauten und Erweiterungen unter verschiedenen Umgebungsbedingungen:**

In Stadtzentren, bei knappen Bodenverhältnissen
In geografisch schwierigen Gebieten
Bei industrieller oder natürlichen „Verschmutzung“
Bei Umweltfragen
Bei Fragen der äusseren/optischen Erscheinung
Bei Fragen betr. Anlagensicherheit und möglichen Beschädigungen.

⇒ **Die Netzbedürfnisse, Layouts und die möglichen Lösungen müssen sorgfältig abgeklärt und abgewogen werden.**

T&D

FKH-VSE Fachtagung, Uni Fribourg, 15.11.2006

19

Erneuerung und Anlagenerweiterung mit GIS und GIS Modulen

OPTIGIM® Module für AIS Erweiterung und Umbau und mobiles GIS Feld:



B65 Hybrid 145 kV in Australia



F35 Movil 66 kV GIS Feld in Spanien

T&D

FKH-VSE Fachtagung, Uni Fribourg, 15.11.2006

20

AIS Anlagenerweiterung – Umbau 420 kV

420 kV Freiluftanlagenerweiterung in Spanien T155 GIS Modulen und
420 kV AIS Erweiterung mit Kompakt-GIS in Italien:



T&D

FKH-VSE Fachtagung, Uni Fribourg, 15.11.2006

21

Erneuerung und Erweiterung von Hochspannungsanlagen

Danke für Ihre Aufmerksamkeit!

T&D

FKH-VSE Fachtagung, Uni Fribourg, 15.11.2006

22

FKH - / VSE – Fachtagung

15. November 2006

Erneuerung und Erweiterung von Hochspannungsschaltanlagen Renouvellement et extension des postes haute tension

Poste de Praille : rénovation d'un poste HT/MT

Olivier BISSAT

Services industriels de Genève

1976	Diplôme d'ingénieur électricien EPFL
1976 – 1983	Assistant puis ingénieur à l'EPFL – Laboratoire de Réseaux d'Energie électrique
1983 – 1986	Ingénieur de projet chez BCC – section "Netzleittechnik"
Depuis 1986	Coordonnateur de projet à SIG – Pôle énergie : Protection, études de réseau, planification, stratégie technico-financière

Poste de Praille : rénovation d'un poste HT/MT

Olivier BISSAT

Services industriels de Genève

1. Introduction

Les Services industriels de Genève (SIG) déploient leur activité sur le territoire du canton de Genève dans les domaines de l'électricité (production et distribution), de l'eau (eau potable et assainissement des eaux usées), de l'incinération des déchets (UIC), du gaz et de la chaleur à distance et de services télécom.

En ce qui concerne l'électricité, SIG alimente plus de 250'000 clients en MT et en BT. Environ 30% de l'énergie électrique est produite dans le canton (centrales hydroélectriques de Verbois, de Chancy-Pougny et du Seujet, centrale thermique de l'UIC et production photovoltaïque). Le reste est acheminé par le réseau de transport THT. Huit postes HT/MT reçoivent l'énergie électrique, via un réseau de répartition maillé 130 kV, et la transforment en 18 kV.

Le poste 130/18 kV de Praille est l'un d'eux. Il a été mis en service en 1964. Le poste HT est un poste aérien extérieur, tandis que le poste MT est dans un bâtiment. Les 4 transformateurs HT/MT sont dans des alvéoles fermées. Vu l'obsolescence de tous les équipements, il a été décidé de rénover complètement ce poste.

2. Etudes

Compte tenu que le poste devait rester en service durant les travaux, plusieurs variantes ont été étudiées. En particulier, des demandes de puissance importantes dans une zone industrielle proche nous avaient fait envisager la construction d'un nouveau poste HT/MT au milieu de cette zone et de le relier, au moyen de câbles, au réseau 130 kV. Au vu des coûts, cette solution a été abandonnée. Par contre, une réserve de puissance devait être prévue dans le nouveau poste. De plus, il fallait prévoir de la place pour un éventuel futur transformateur et pour les cellules MT associées. Compte tenu de la place restreinte à disposition, de la vétusté du bâtiment existant et de l'environnement urbain, il a été décidé de construire un nouveau bâtiment qui puisse accueillir l'ensemble des équipements, sur le terrain occupé par une partie du poste aérien.

3. Travaux

Les travaux préliminaires ont consisté à déplacer les bobines et transformateurs de point neutre, à mettre hors service et à démonter deux travées "ligne", une travée "transformateur" et le couplage dans le poste HT. Pour une des liaisons, les câbles ont été mis hors service et protégés, car ils empiétaient sur le chantier, mais devaient ensuite être reliés au niveau poste. Pour l'autre liaison, les câbles ont été déplacés et mis avec ceux d'une autre liaison sur une travée commune (un seul disjoncteur) de l'ancien poste. Le transformateur a été évacué et son alvéole démolie. Disposant d'un transformateur de moins, une partie de la charge a été reprise en MT par les postes adjacents.

Ainsi, la place était faite pour construire le nouveau bâtiment. Une palissade de sécurité a été érigée afin de séparer le chantier du poste 130 kV en service.

Le terrain étant une ancienne décharge, la terre polluée extraite lors des travaux de terrassement a dû être évacuée dans des décharges bioactives, ceci par conteneurs et train. Pour le gros œuvre, vu l'exiguïté, la grue a été montée au milieu du bâtiment, dans une des alvéoles transformateur. Dans un souci de développement durable, tout le bâtiment, sauf les piliers, a été réalisé, en première suisse, avec du béton recyclé. Dès que les locaux ont été disponibles, les divers équipements électromécaniques ont pu y être installés et montés. Le bâtiment est prévu pour abriter 4 transformateurs et 3 micro-réseaux, mais, actuellement, seuls 3 transformateurs de 63 MVA, 2 en exploitation et 1 en réserve, et 2 micro-réseaux, chacun avec 14 départs "ligne MT", sont équipés.

De nombreux câbles arrivaient dans l'ancien poste à travers une petite galerie technique. Une nouvelle galerie, plus spacieuse a été construite entre l'extrémité de celle-ci et le nouveau bâtiment.

Durant le transfert des câbles MT, et donc des clients, de l'ancien poste vers le nouveau, chacun des postes étaient alimentés par deux liaisons 130 kV. Par contre, il n'y avait pas de liaisons entre les jeux de barres respectifs afin de minimiser les coûts.

Les câbles HT qui alimentaient l'ancien poste étaient des câbles à isolation gazeuse (azote sous haute pression), qui ne sont plus fabriqués et qu'il faut éviter de trop déplacer. Les postes HT sous enveloppe métallique actuels sont conçus pour arriver avec des extrémités de câbles à isolation synthétique. Aussi, il a été nécessaire de rallonger les câbles jusqu'au nouveau poste et de construire des jonctions de transition entre ces 2 types de câbles, jonction compliquées à réaliser et qui nécessitent une place importante. C'est un problème non négligeable dont il faut tenir compte dans l'évaluation des coûts et qui n'apparaît pas avec les lignes aériennes.

Lorsque tous les travaux de démolition de l'ancien poste seront terminés, le terrain occupé pourra être restitué au propriétaire, la fondation pour les terrains industriels, qui est intéressé par le récupérer.

4. Conclusion

L'étude de plusieurs variantes, pour le renouvellement de l'ancien poste aérien HT/MT de Praille, a conduit à retenir la solution qui consiste à construire, sur une partie du poste extérieur actuel, un nouveau bâtiment à même d'accueillir l'ensemble des équipements.

Les études de réalisation ont débuté en juin 2002 et les travaux proprement dits en février 2003. La mise en service complète du poste a eu lieu en janvier 2006, date à partir de laquelle les premiers clients ont pu être alimentés par le nouveau poste. Lorsque toute la charge (tous les clients) a été ripée sur le nouveau poste, l'ancien poste a pu être mis définitivement hors service, en juin 2006. Depuis, la réalisation des jonctions des 2 dernières liaisons câblées HT sur le nouveau poste et les travaux de démontage des équipements de l'ancien poste sont en cours. Le montant total des travaux avoisine les 32 millions de francs.

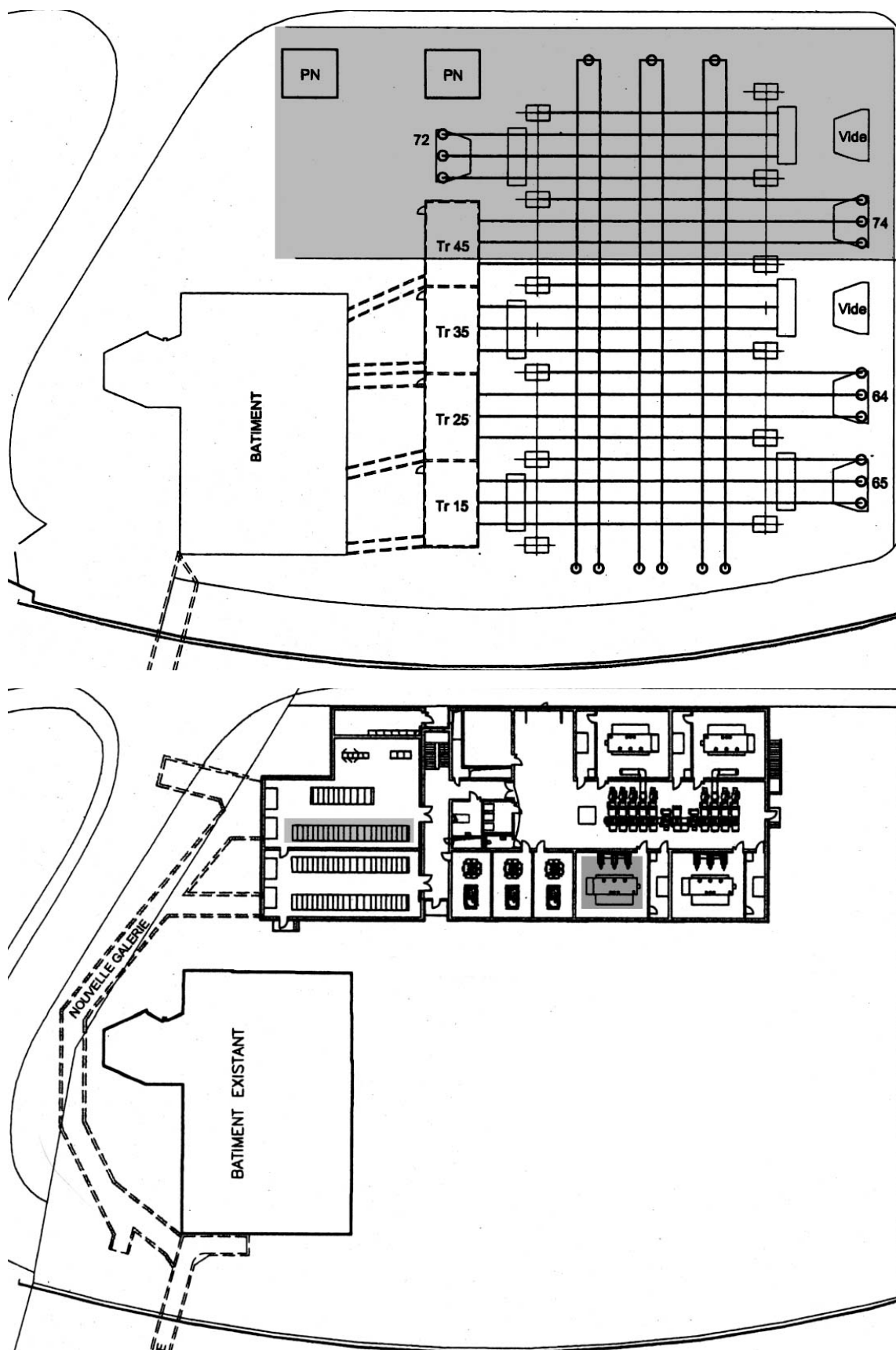


Fig.1 : Emplacement respectif des ancien et nouveau postes.
 Dans l'ancien poste, la partie grisée a dû être démontée.
 Dans le nouveau poste, le 4^{ème} transformateur et son micro-réseau associé (en grisé) ne sont pas installés actuellement



FKH- / VSE-Fachtagung 2006

15 novembre 2006

Poste de Praille : rénovation d'un poste HT/MT

Olivier BISSAT
Coordonnateur de projets
Services Industriels de Genève
Pôle Energie – Activité Distribution électricité

version éditée le 27.10.2006

Sommaire



- **Description du réseau de SIG**
- **Etudes des variantes**
- **Solution retenue**
- **Réalisation**
- **Conclusion**

version éditée le 27.10.2006



Partie 1

Description du réseau SIG

version éditée le 27.10.2006

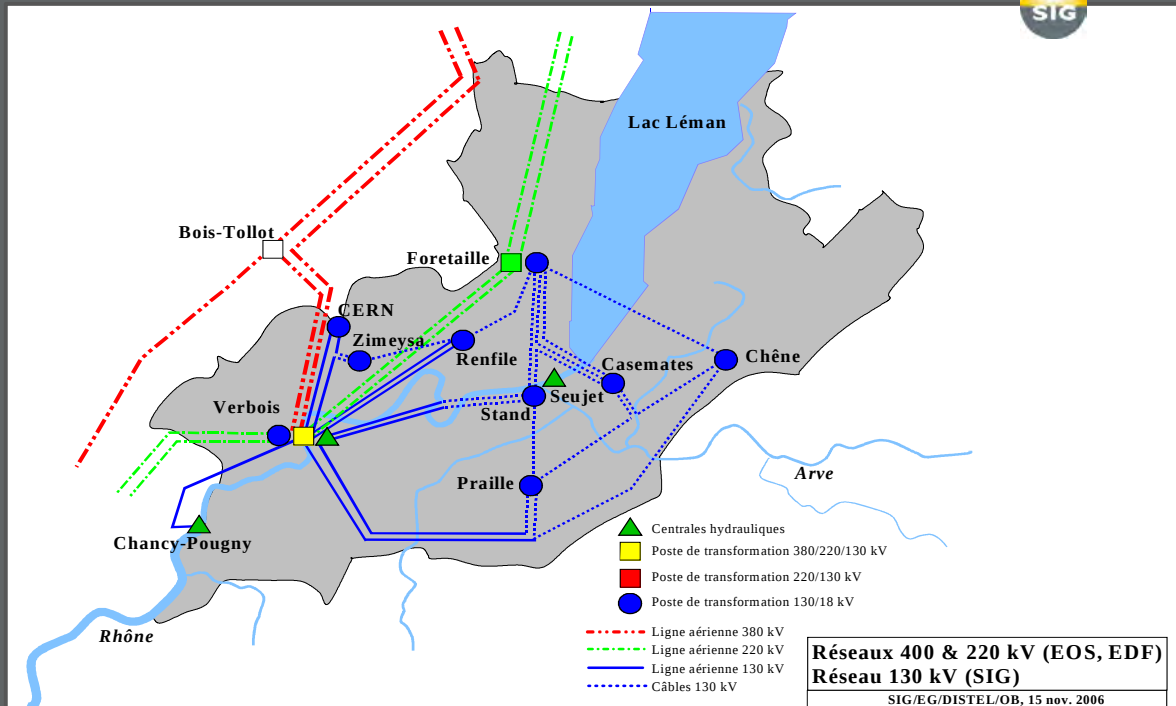
Description du réseau électrique de SIG



- Les Services industriels de Genève (SIG) déploient leur activité sur le territoire du canton de Genève dans les domaines de l'électricité (production et distribution), de l'eau (eau potable et assainissement des eaux usées), de l'incinération des déchets (UIC), du gaz et de la chaleur à distance et de services télécom.
- En ce qui concerne l'électricité, SIG alimente plus de 250'000 clients en BT et en MT. 2.79 TWh/an – Pmax = 480 MW
- Environ 25% de l'énergie électrique est produite dans le canton : centrales hydroélectriques de Verbois, de Chancy-Pougny et du Seujet, centrale thermique de UIC (usine d'incinération des déchets des Cheneviers), production photovoltaïque.
- Le reste provient de l'extérieur par le réseau de transport THT.
- Un réseau de répartition maillé 130 kV achemine l'énergie vers 8 postes de transformation HT/MT.

version éditée le 27.10.2006

Description du réseau électrique de SIG



Partie 2

Etude des variantes

version éditée le 27.10.2006

Etude des variantes



● Le poste de Praille avait été mis en service en 1964 :

- le poste HT (130 kV) était un poste extérieur ouvert avec des disjoncteurs à air comprimé
il comprenait un double jeu de barres avec 5 travées "ligne" (1 en réserve), 4 travées "transformateur" et un couplage
- le poste MT, exploité à 18 kV, était situé dans un bâtiment
il comprenait 3 micro-réseaux pour un total de 22 départs "ligne"
- les 4 transformateurs 130/18 kV, de 31.5 MVA chacun, étaient à l'air libre à l'origine, mais ont été entourés d'alvéoles par la suite pour des questions de bruit
- les transformateurs de point neutre (zigzag "formateur de neutre") et les bobines de Petersen, au nombre de 4, étaient à l'extérieur
- le contrôle commande de poste n'était plus adapté à celui installé au centre de conduite
- l'équipement de production pour la télécommande centralisée de charges (TCC) était encore constitué de groupes tournants

version éditée le 27.10.2006

Etude des variantes



● Différentes variantes ont été étudiées

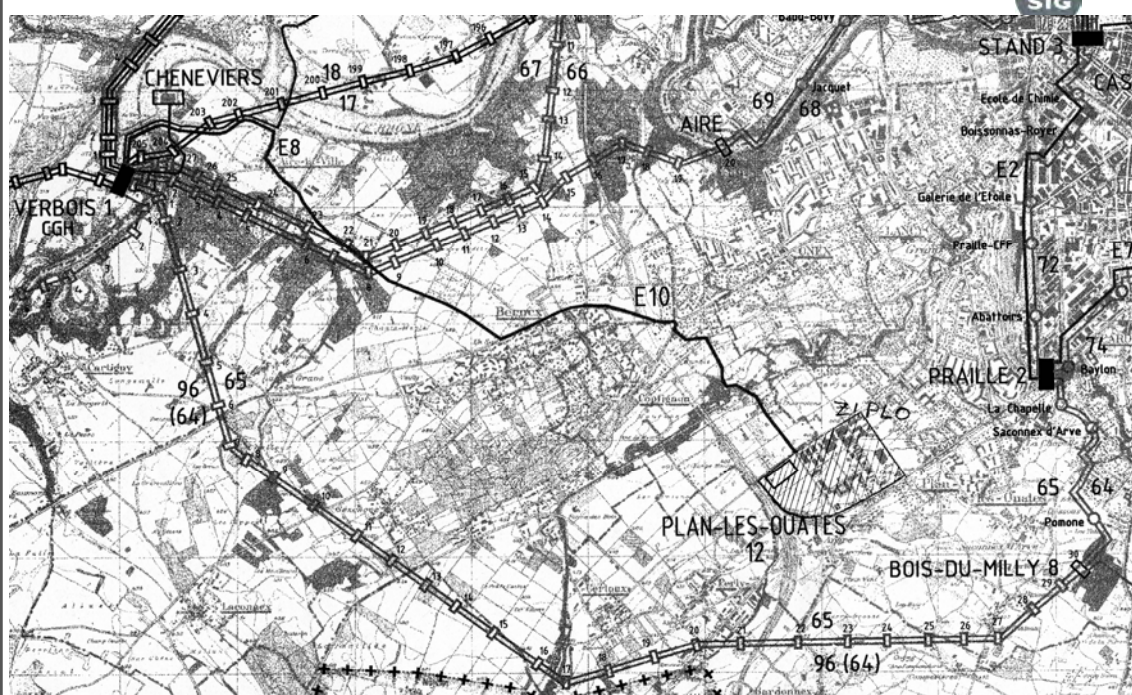
- Alimentation de la zone industrielle en 18 kV depuis le poste de Verbois
- Construction d'un nouveau poste à Plan-les-Ouates, sur une parcelle déjà propriété de SIG
puis rénovation du poste de Praille
- Construction d'un nouveau poste à Plan-les-Ouates, avec une puissance plus importante que dans la variante 2 et abandon du poste de Praille
- Rénovation du poste de Praille, dans un bâtiment qui permette une augmentation de la puissance lorsque le besoin s'en fera sentir
et abandon de la construction du poste de Plan-les-Ouates

● Pour ces variantes, des scénarii de consommation ont été envisagés

- Bas : augmentation annuelle de consommation de la zone de 1% + implantation d'industries pour une puissance de 7 MVA
- Moyen : augmentation annuelle de 1% + implantation d'industries pour une puissance de 15 MVA
- Elevée : augmentation annuelle de 1% + implantation d'industries pour une puissance de 50 MVA

version éditée le 27.10.2006

Etude des variantes



version éditée le 27.10.2006

Etude des variantes



Comparaison entre 1 poste à Plan-les-Ouates + 1 poste à Praille et 1 poste agrandi à Praille

[MCHF]	Plan-les-Ouates	Prairie rénov.	Total 2 postes	Prairie agrandi
Poste	20.0	30.0	50.0	32.0
Alim. 130 kV	8.0	0.0	8.0	
Intérêts intercalaires	2.0	3.3	5.3	2.8
Total	30.0	33.3	63.3	34.8
Bâtiment pour				
transformateurs	3	4	7	5
micro-réseaux	2	3	5	4
travées 130 kV	7	10	17	11
Equipé immédiatement avec				
travées 130 kV	5	8	13	8
transformateurs	2	3	5	3
micro-réseaux	1	2	3	2
MVA disponibles	63	126	189	126

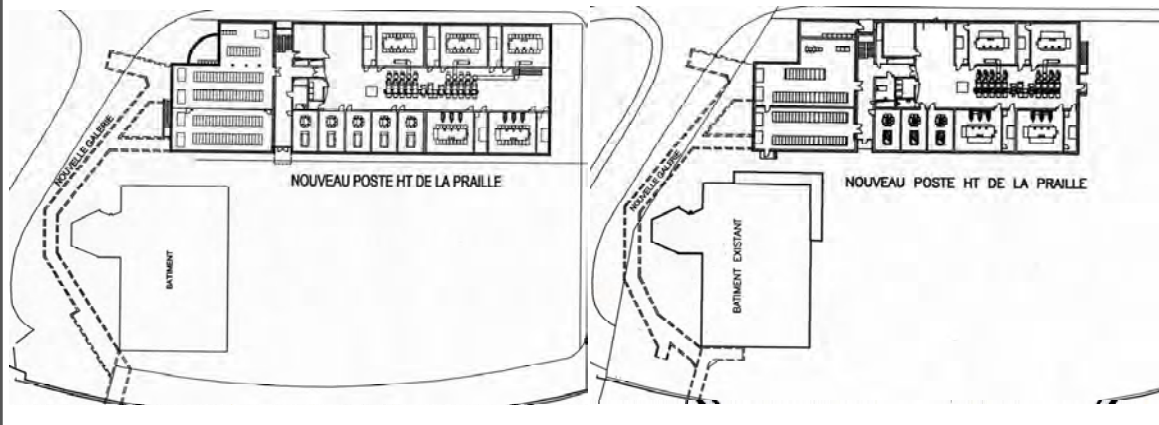
version éditée le 27.10.2006

Etude des variantes



Variante avec bâtiment
pour 5 transformateurs

Variante avec bâtiment
pour 4 transformateurs



version éditée le 27.10.2006

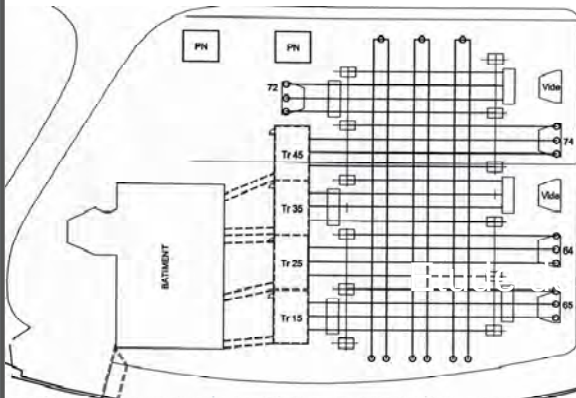


Partie 3

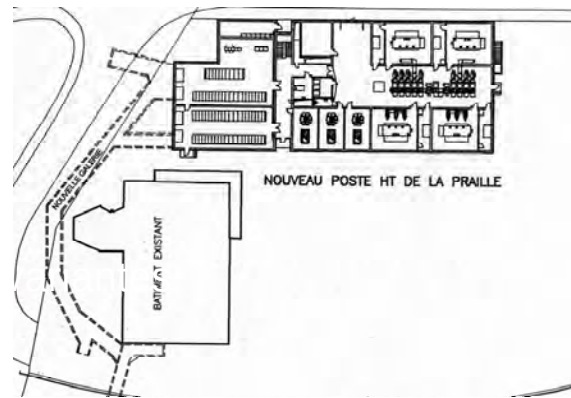
Solution retenue

version éditée le 27.10.2006

Solution retenue



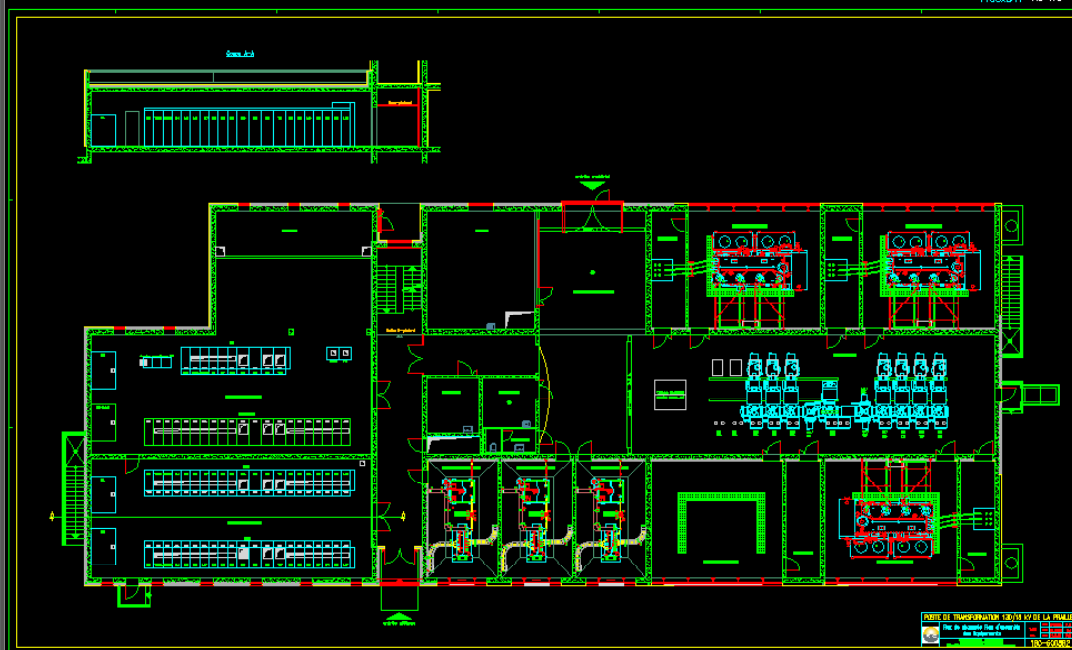
Ancien poste avec place
nécessaire pour le nouveau
en haut



Emplacement du nouveau
poste et de la nouvelle
galerie technique

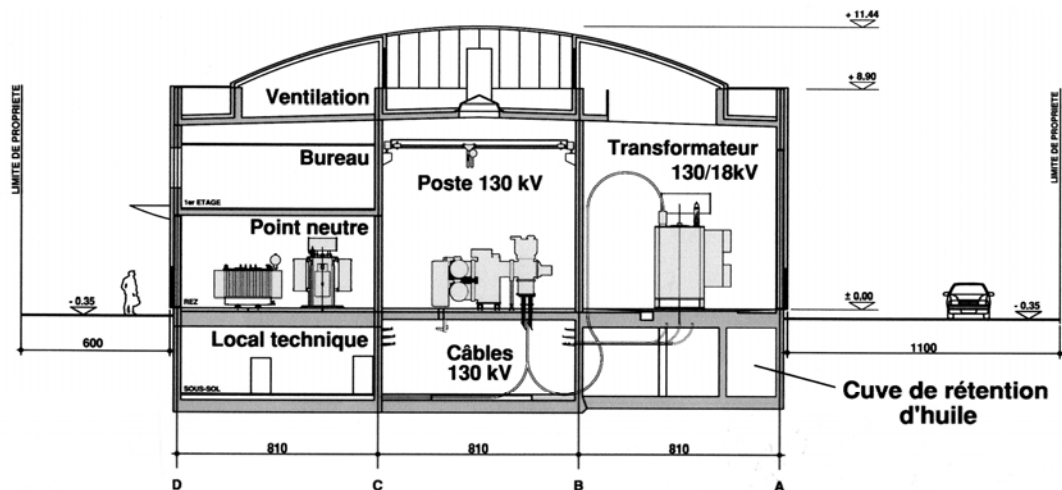
version éditée le 27.10.2006

Solution retenue



version éditée le 27.10.2006

Solution retenue



version éditée le 27.10.2006



Partie 4

Réalisation

version éditée le 27.10.2006

Réalisation



● Planning des travaux

- Etude de réalisation. Requête en autorisation de construire. Travaux préparatoires. Montage de la palissade de sécurité
juin 2002 – décembre 2002
- Travaux de terrassement
février 2002 – mai 2003
- Génie civil – Gros œuvre
juin 2003 – avril 2004
- fin des chapes et maçonnerie
juillet 2004
- Travaux de second œuvre
juin 2004 – avril 2005
- Mise à disposition des locaux et montage des équipements électromécaniques
dès septembre 2004
- Mise en service complète du poste (prêt pour alimenter les clients)
janvier 2006
- Transfert des lignes MT (et donc des clients) entre l'ancien et le nouveau poste
février – juin 2006
- Mise hors service de l'ancien poste
juin 2006
- Réalisation des jonctions pour relier les 2 dernières liaisons câblées HT sur le nouveau poste
Travaux de démontage des équipements de l'ancien poste
Dès juin 2006, fin prévue, décembre 2006

version éditée le 27.10.2006

Réalisation



● Travaux préliminaires

- Déplacement des transformateurs de point neutre et des bobines de point neutre
- Mise hors service et démontage de 2 travées "ligne", 1 travée "transformateur" et du couplage du poste HT
- Evacuation du transformateur HT/MT
- Démolition de l'alvéole de ce transformateur et de 2 cabines de relayage
- Transfert d'une des liaisons HT sur la travée d'une autre liaison, avec le même disjoncteur
- Sectionnement et protection des 3 câbles d'une des liaisons HT, durant toute la durée des travaux du bâtiment
- Construction d'une palissade de sécurité pour isoler complètement le chantier du poste HT en exploitation

version éditée le 27.10.2006

Réalisation



version éditée le 27.10.2006

Réalisation



● Terrassements

- Le terrain sur lequel se trouve le poste est une ancienne décharge et les analyses ont conclu que le sol contenait des polluants (hydrocarbures et métaux lourds). les terres polluées devaient être éliminées dans des décharges bio-actives
- Excavation totale 10300 m3
- Transport en décharge bio-active 5200 m3
- En décharge contrôlée pour matériaux inertes 1900 m3
- En décharge normale 2100 m3
- Bons matériaux réutilisables comme remblai 1100 m3
- Coût supplémentaire induit par le traitement des terres polluées (transport et taxes) 1.2 MCHF

● Gros oeuvre

- Utilisation d'un béton fabriqué à partir d'agréats recyclés pour l'ensemble de la structure béton armé de l'ouvrage, à l'exception de certains éléments porteurs fins. C'est une première en Suisse.
- Pour l'ensemble du chantier, poste de transformation et galeries à câbles : 3100 m3 de béton recyclé coulé sur place. Coût légèrement supérieur à une méthode traditionnelle, mais économie de 1600 m3 de gravier naturel
- Vu l'exiguïté, la grue a été montée au milieu du bâtiment, dans une des alvéoles transformateur
- Gros effort sur les mesures de sécurité sur le chantier (coût estimé 100 kCHF)

version éditée le 27.10.2006

Réalisation



version éditée le 27.10.2006

Réalisation



● Galerie technique

- Une galerie technique, très étroite, existait pour traverser les voies CFF et atteindre l'ancien poste.
- Une nouvelle galerie technique, plus spacieuse, a été construite afin de relier l'extrémité de cette galerie au nouveau poste
- Afin de limiter le volume des terrassements, c'est une solution de fouille blindée avec battage de palplanches à l'intérieur d'un système de guidage qui a été retenue.
- Une amorce pour une éventuelle future galerie a également été prévue

● Chambre de jonction

- Pour les jonctions des câbles de la 4ème liaison 130 kV, construction d'une chambre en béton armé, car il n'était pas possible de retirer les anciens câbles en arrière pour les introduire dans la nouvelle galerie technique (risque de fissure du plomb qui assure l'étanchéité)

version éditée le 27.10.2006

Réalisation



Nouvelle galerie

Ancienne galerie



version éditée le 27.10.2006

Réalisation



● Equipements électromécaniques

- Poste 18 kV
 - double jeu de barres
 - 1 partie générale avec 10 cellules
 - 2 micro-réseaux chacun avec 21 cellules dont 14 cellules "ligne"
- Transformateurs et bobines de point neutre
 - Le transformateur PN sert aussi pour les services auxiliaires du poste
 - Bobine PN avec noyau plongeur 40-400 A, pendant 3 h, avec résistance pour injection ohmique (détection wattmétrique)
- Transformateurs 130/18 kV
 - 63 MVA, YNd11, $128 \pm 12 \times 1.6$ kV / 19.2 kV
 - Récupération de la chaleur pour chauffer le bâtiment
- Bobines de limitation du courant de court-circuit
 - Mises dans le circuit en cas de mise en parallèle de 2 transformateurs
- Poste 130 kV
 - Poste blindé sous enveloppe tripolaire, isolé au SF6, à double jeu de barres
 - 4 travées "ligne"
 - 3 travées "transformateur"
 - 1 travée "couplage", avec couplage transversal et sectionnement longitudinal

version éditée le 27.10.2006

Réalisation



Poste 130 kV



version éditée le 27.10.2006

Réalisation

Transformateur 130/18 kV avec
bobines de limitation du courant
de court-circuit

version éditée le 27.10.2006

Réalisation



Poste 18 kV

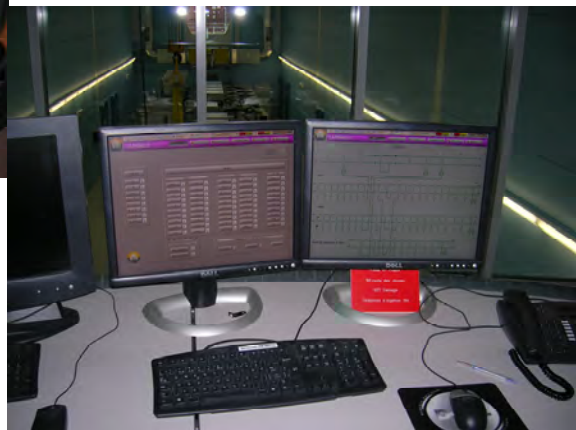


version éditée le 27.10.2006

Réalisation



Poste de commande local



version éditée le 27.10.2006

Réalisation



● Câbles HT

- Anciens câbles 130 kV, avec isolation gazeuse (azote à 16 bar)
- Nouveaux câbles 130 kV, à isolation synthétique (polyéthylène réticulé XLPE)
- Nécessité de fabriquer des jonctions de transition pour relier ces 2 types de câble (câbles monophasés => 3 jonctions par liaison)
Place importante nécessaire
Travaux longs et délicats pour la réalisation de ces jonctions
- Durant la phase de transfert des câbles 18 kV entre l'ancien poste et le nouveau, Chacun des postes était alimenté par 2 liaisons câblées 130 kV.

● Câbles MT

- Les câbles MT ont dû être rallongés afin d'être reliés au nouveau poste
- Pour une partie d'entre eux, les travaux ont été effectués dans les galeries techniques
- Pour les autres, cela a nécessité des fouilles dans le pourtour du poste

version éditée le 27.10.2006

Réalisation



Tube pour câbles 130 kV
avant bétonnage

Jonctions de transition entre
câbles 130 kV à isolation
gazeuse et à isolation XLPE



version éditée le 27.10.2006



Partie 5

Conclusion

version éditée le 27.10.2006

Conclusion



- **La réalisation d'un nouveau bâtiment proche, mais séparé du poste en exploitation, a facilité la réalisation, diminué les risques et permis une réalisation plus courte**
- **Tous les équipements sont dans le même bâtiment, ce qui les met à l'abri des regards et les protège des déprédations**
- **La place a été prévue pour un éventuel agrandissement si la demande de puissance augmente**
- **Un effort particulier a été fait pour le développement durable et la sécurité**
 - Transport combiné rail-route pour évacuer toutes les terres polluées vers les décharges bio-actives
 - Béton à base d'agréats recyclé pour la structure béton armé du bâtiment et de la galerie technique, une première en Suisse
- **Le montant total des travaux, qui avoisine les 32 millions de francs, est conforme au budget initial et le planning est tenu**
- **Le terrain libéré pourra être restitué au propriétaire, la fondation pour les terrains industriels, qui est intéressé à le récupérer**

version éditée le 27.10.2006



Merci de votre attention.

version éditée le 27.10.2006

FKH - / VSE – Fachtagung

15. November 2006

Erneuerung und Erweiterung von Hochspannungsschaltanlagen Renouvellement et extension des postes à haute tension

Beispiele von Anforderungen bei Erneuerungen von Schaltanlagen aus Sicht der Projektleitung

Peter Bircher
BKW FMB Energie AG, Bern

Peter Bircher (1948) diplomierte im 1973 an der ETH Zürich als Elektroingenieur, wo er dann als Wissenschaftlicher Mitarbeiter beim Fernheizkraftwerk bis 1975 tätig war. Von 1975 bis 1998 war er an verschiedenen Stellen der BKW, als Projektleiter, Ressortleiter der Elektromechanischen Abteilung. Seit 1998 ist er Produktmanager Unterstationen sowie Stellvertreter vom Abteilungsleiter Engineering Netze der BKW. Ausserdem ist er bei verschiedenen technischen Kommissionen engagiert und leitet die technische Kommission 99 Starkstromanlagen über 1 kV seit 1999.

Beispiele von Anforderungen bei Erneuerungen von Schaltanlagen aus Sicht der Projektleitung

Peter Bircher

BKW FMB Energie AG, Engineering Netze

1. Einleitung

Heute ist der Fokus bei den Erneuerungen von Schaltanlagen auf die Kosten gerichtet. Leider werden in der Entscheidungsfindung für eine Erneuerungsinvestition oft die Risikobetrachtungen vernachlässigt.

Um richtig eine Investition zu entscheiden, muss man jedoch die Kosten und die Risiken betrachten und gegenseitig abwägen.

2. Erfahrungen und Empfehlungen

Die **saubere Planung** des Ablaufes beim Umbau einer Schaltanlage, wie z. B. das Umhängen der Abgänge, ist von höchster Wichtigkeit.

Beim Umbau einer unter Spannung stehenden Anlage sind die **Sicherheitsabschränkungen von grösster Bedeutung**.

Weiter dauert die **Situation mit Provisorien oft Monate**. Die provisorische Anlage muss deshalb ähnliche Funktionalitäten wie eine normale Unterstation aufweisen.

Die Risiken beim **Umbau bestehender Gebäude** sind relativ hoch und können grosse finanzielle Konsequenzen haben.

Bei Erneuerungen müssen die **Leitungseinführungen** oft angepasst werden. Maste müssen verlegt oder verstärkt und auch speziell erhöht werden. Die **Leitungseinführungen** in grossen bestehenden Anlagen sind deshalb oft die **grössten Herausforderungen**.

Aus diesen Gründen ist eine **GIS oft die vernünftigste Lösung**, um den Betrieb während dem Bau und die Inbetriebsetzung der Anlage nicht zu beeinträchtigen.

Zudem lohnt es sich in bestimmten Fällen vorzuinvestieren, um die **weiteren Ausbaustadien zu berücksichtigen**.

Die Erneuerungen von Unterstationen mit Bemessungsspannungen kleiner und gleich 145 kV sollten heutzutage in GIS-Technik gemacht werden. In den meisten Fällen überwiegen die Vorteile bei weitem gegenüber den minimalen Mehrkosten.

Bei **Erneuerungen von 220-kV-Anlagen** sind die Kosten einer GIS-Variante oft grösser als bei anderen Varianten (Retrofit mit AIS oder hybrid). Man muss jedoch auch die Risiken betrachten, die bei einer Erneuerung mit einer GIS-Technik wesentlich kleiner sind.

Retrofitprojekte von alten Freiluftanlagen können ab 220 kV günstiger sein. Sie benötigen oft sehr hohe Kosten im baulichen Teil und in der Montagearbeit, die eigentlich für die rein elektrische Funktion der Anlage nichts bringen. Es lohnt sich in diesem Fall zu überlegen, welchen Nutzen man für das investierte Geld bekommt.

3. Schlussfolgerung

Erneuerungen sind echte Herausforderungen und man muss diese sehr gründlich vorbereiten. Dies betrifft insbesondere den Bau und die Leitungseinführungen in einer bestehenden Infrastruktur.

Die betrieblichen Anforderungen verlangen oft den Einsatz von Provisorien und eine lange Montagedauer mit einer feldweisen Erneuerung. Der Ablauf der Umschaltungen muss ebenfalls sauber geplant werden.

Bei der Entscheidungsfindung muss man selbstverständlich die Kosten vergleichen. Man muss aber auch die Risiken resp. Vor- und Nachteile der möglichen Varianten betrachten. Dies gilt sowohl während dem Bau als auch während den nächsten Jahrzehnten im Betrieb der Anlage.

Exemples d'exigences rencontrées lors du renouvellement de postes haute tension, vues de la gestion de projet

Peter Bircher

BKW FMB Energie AG, Ingénierie réseaux

1. Introduction

De nos jours, les décisions de renouvellement de postes haute tension se basent essentiellement sur les coûts. Les considérations de risques sont malheureusement souvent négligées.

Or, pour prendre une bonne décision d'investissement, on doit, de façon générale, considérer à la fois les coûts et les risques.

2. Expériences et recommandations

Une planification détaillée des étapes de la construction du poste est particulièrement importante. Cela concerne par exemple les **renouvellements champ par champ**.

Lors du renouvellement d'un **poste en service**, on doit veiller à une **délimitation irréprochable de la zone de travail** et à des distances de sécurité suffisantes.

Par ailleurs, les situations avec des installations **provisoires** durent souvent des **mois**. C'est pourquoi, les installations provisoires doivent présenter des fonctionnalités similaires à des installations normales.

Les risques associés au **renouvellement d'un bâtiment existant** sont relativement élevés et peuvent avoir des conséquences très coûteuses.

Lors du renouvellement d'un poste, les **introductions des lignes** doivent souvent être adaptées. Des mâts doivent être déplacés ou bien renforcés ou encore on doit en changer la hauteur ou la disposition des conducteurs. L'introduction des lignes dans un poste existant peut s'avérer particulièrement difficile.

C'est pourquoi, les technologies GIS (SF6) sont souvent les seules solutions raisonnables, permettant une l'exploitation du poste existant pendant la construction du nouveau poste.

Par ailleurs les renouvellements se font souvent par étapes et il convient dans ce cas de considérer les étapes futures et parfois d'investir en conséquence.

Les renouvellements de postes ayant une tension d'exploitation inférieure ou égale à 145 kV devraient de nos jours être réalisés en technologie GIS (SF6). Dans la plupart des cas, les avantages compensent largement les surcoûts souvent minimes.

Pour les **renouvellements** de postes ayant une tension d'exploitation **supérieure ou égale à 220 kV**, les technologies GIS présentent souvent des coûts supérieurs aux technologies à isolation air (AIS ou bien hybride). Cependant on doit également considérer les risques bien inférieurs, propres à la technologie GIS.

Des projets retrofit d'anciens postes peuvent être plus économiques à partir de tensions supérieures à 220 kV. Cependant, ces retrofits exigent souvent des investissements lourds dans le génie civil et dans les travaux de montage, qui n'apportent à vrai dire aucun avantage pour la fonction électrique même du poste. Il convient donc dans ce cas de se demander quels avantages résultent de l'argent investi.

3. Conclusion

Les renouvellements de postes présentent de véritables difficultés et on doit préparer de tels projets très en détails. Cela concerne en particulier le génie civil et l'introduction des lignes dans les infrastructures existantes.

Les conditions d'exploitation exigent souvent l'emploi d'installations provisoires et de longs travaux de montage avec un renouvellement champ par champ, qui doit alors être particulièrement bien planifié

Lors de la prise de décision, on doit bien évidemment comparer les coûts des différentes variantes. Mais on doit également considérer les risques et donc les avantages et désavantages des différentes variantes possibles. Cela est valable aussi bien pendant la période de construction et que pendant les décennies d'exploitation du poste.

Beispiele von Anforderungen bei Erneuerungen von Schaltanlagen aus der Sicht der Projektleitung

Peter Bircher und David Orzan

BKW FMB Energie AG, Engineering Netze



Agenda

1. Entscheidungsfindung
2. Erneuerung einer 16-kV-Innenraumanlage
3. Erneuerung einer 50/16-kV-Anlage
4. Erneuerung einer 132-kV-Freiluftanlage
5. Erneuerung einer 132/220-kV-Freiluftanlage
6. Schlussfolgerung

1. Entscheidungsfindung

- Heute ist der Fokus auf die Kosten gerichtet: Total costs of ownership, return on investment, net present value, life cycle costs, ...
- In der Entscheidungsfindung für eine Erneuerungsinvestition werden oft die Risikobetrachtungen vernachlässigt oder sogar einfach vergessen
- **Um richtig zu entscheiden, muss man die Kosten und die Risiken betrachten und gegenseitig abwägen** (dies gilt übrigens für alle Anlagen, z.B. auch in den Finanzmärkten)
- Üblicherweise wird über die auszuführende Variante in der Vorprojektphase entschieden, wo die Kostengenauigkeit +/-20% ist (SIA). Diese Ungenauigkeit ist oft grösser als die Kostenunterschiede der verschiedenen Varianten. Deswegen ist die Kostenbetrachtung allein ungenügend, um richtig zu entscheiden

BKW / ORZ / Erneuerungen UST Seite 3



Risiken

- Risiken identifizieren: nächste Folie
 - Risiken bewerten (Wahrscheinlichkeit, Schadenausmass)
 - **Die Risikoanalyse benötigt umfassende technische Kenntnisse im Bereich Engineering, Betrieb und Instandhaltung**
- Die Ingenieure müssen diese Risiken verständlich und klar den Entscheidungsträgern vorstellen und erklären

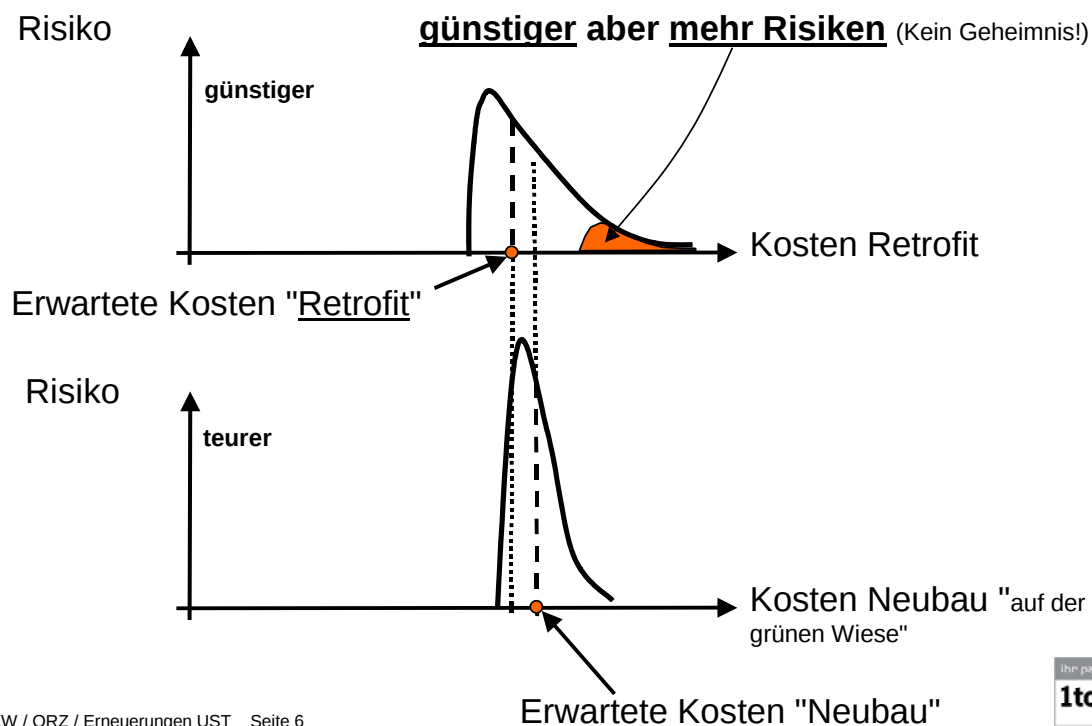
BKW / ORZ / Erneuerungen UST Seite 4



Typische Risiken von Retrofit

- **Personen-Risiken:** Arbeit in der Nähe von unter Spannung stehenden Teilen, enge Platzverhältnisse, ungewohnte Situationen, Provisorien mit eingeschränkten Funktionalitäten
- **Betriebliche Risiken:** Störungen, Einschränkungen des Betriebes, reduzierte Versorgungssicherheit während längerer Zeit, spezielle und aussergewöhnliche Schaltzustände und Netzkonfigurationen
- **Finanzielle Risiken:** Die bösen Überraschungen können bei Teil-erneuerungen/Retrofit besonders dann auftreten, wenn der Zustand der alten, bestehenden Anlagenteile nicht den Erwartungen entspricht. In der Vorprojektsphase wird die detaillierte Zustandsanalyse oft nicht für jede mögliche Variante durchgeführt.
- **Terminliche Risiken:** Feldweiser Ausbau, hoher Bedarf an internen personellen Ressourcen (Montage, Bauleitung, Betrieb...)

Kosten und Risiken: Vergleich von Situationen (**Wahrscheinlichkeitsdichte**)



Andere Betrachtungen bei der Entscheidungsfindung

BKW®

- **Strategie:** Netzplanung, Freihaltung von zukünftigen Optionen für den Netzausbau
- **Material Standardisierung:** Personal (Betrieb, IH, Engineering) und Ersatzteile
- **Synergien** mit anderen eigenen Projekten oder Projekten von Partnern (Beschaffung, Montageteams, ...)

BKW / ORZ / Erneuerungen UST Seite 7

ihr partner für
1to1
energy

2. Erneuerung der 16-kV-Anlage Gasel

BKW®

Ausgangslage



Die Schaltanlage (ca. 40 Jahre alt) genügt den technischen Anforderungen nicht mehr

Das Ende der Lebensdauer ist erreicht

BKW / ORZ / Erneuerungen UST Seite 8

ihr partner für
1to1
energy

Anforderungen an die Erneuerung

BKW®

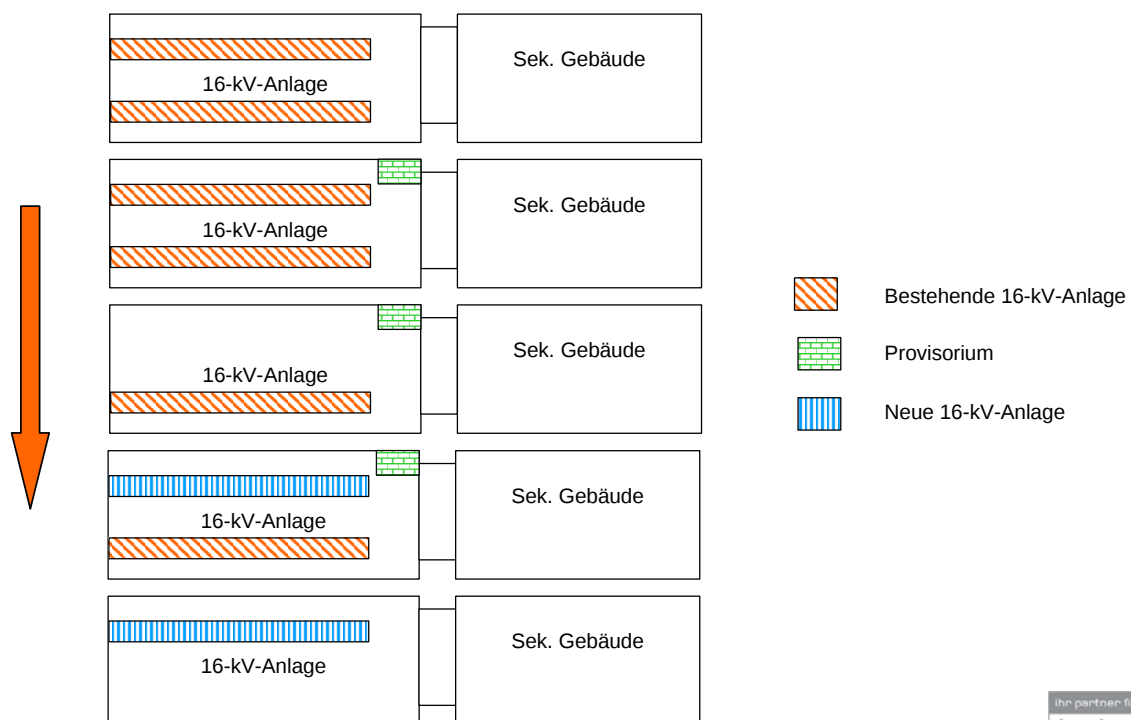
- **Keine längeren Abschaltungen** im Versorgungsnetz (das 16-kV-Netz besteht aus Stichleitungen)
- **Keine Beeinträchtigung beim Betrieb** der Rundsteueranlagen (Last Management)
- **Erneuerung** der Sekundäranlage der 16-kV-Anlage und **Anbindung** an die bestehende alte Sekundäranlage der 50-kV-Anlage
- Aufstellen eines **Provisoriums** mit Schutzwiedereinschaltung
- **Feldweise Umschaltung** (alte Anlage → Provisorium und dann Provisorium → neue Anlage)

BKW / ORZ / Erneuerungen UST Seite 9

ihr partner für
1to1
energy

Aufwändige Umschaltungen der Felder

BKW®



BKW / ORZ / Erneuerungen UST Seite 10

ihr partner für
1to1
energy

Provisorium

BKW®

- Zur Gewährleistung einer **kontinuierlichen Versorgung** werden die Abgänge etappenweise mittels eines Provisoriums umgehängt
- Die Provisoriumsdauer muss auf ein Minimum reduziert werden
- Das Provisorium wird später wieder in anderen Projekten eingesetzt

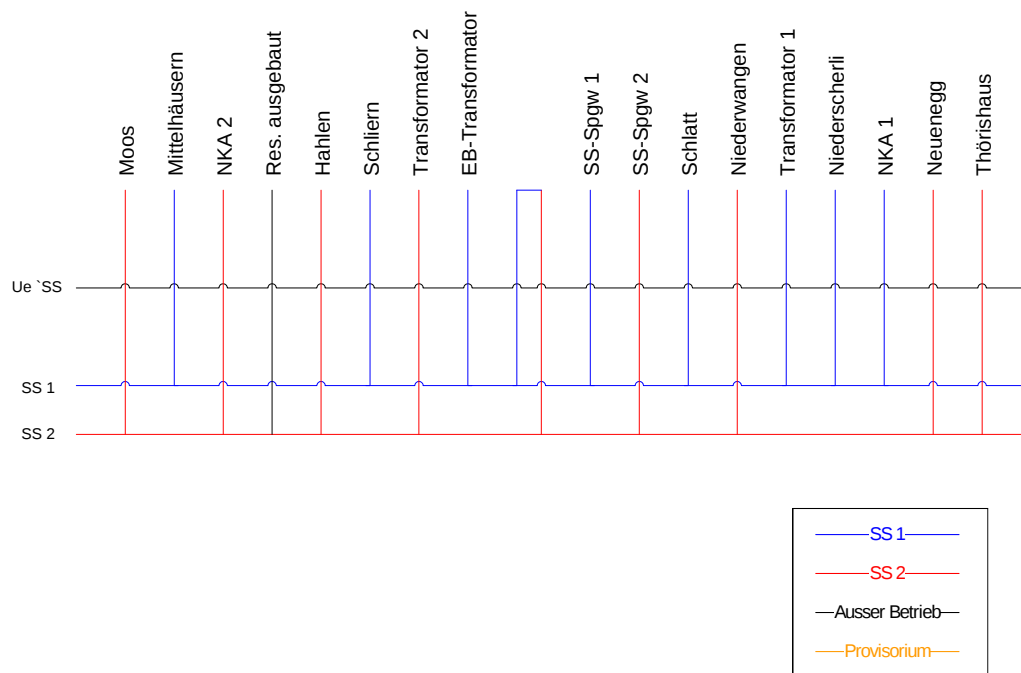


BKW / ORZ / Erneuerungen UST Seite 11

ihr partner für
1to1
energy

1) Aktueller Zustand

BKW®

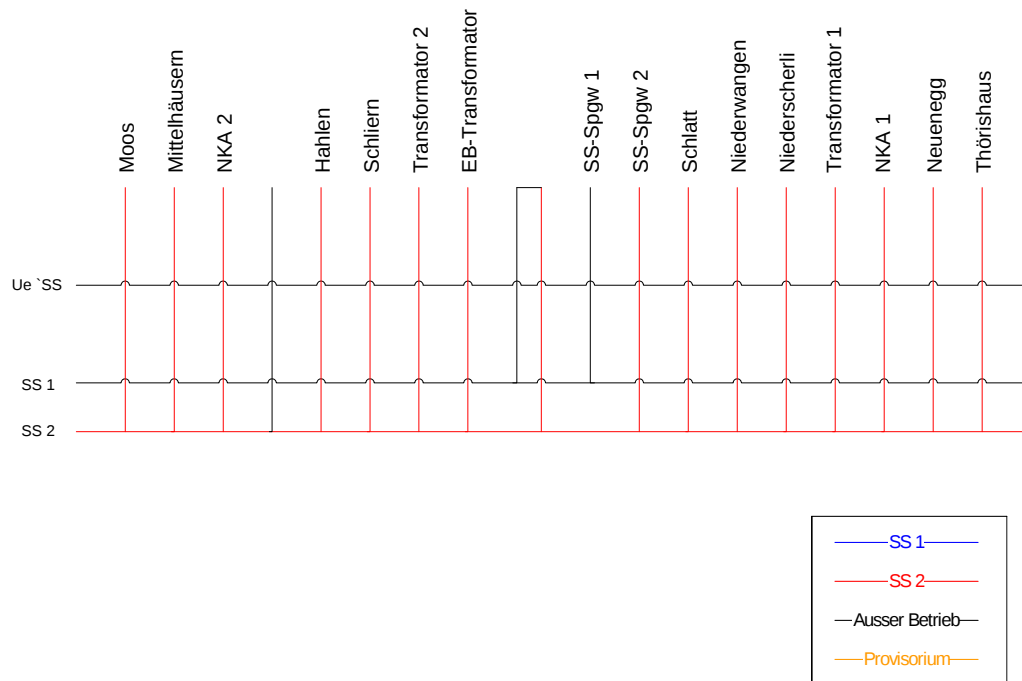


BKW / ORZ / Erneuerungen UST Seite 12

ihr partner für
1to1
energy

2) Alle Abgänge an die Sammelschiene 2

BKW®

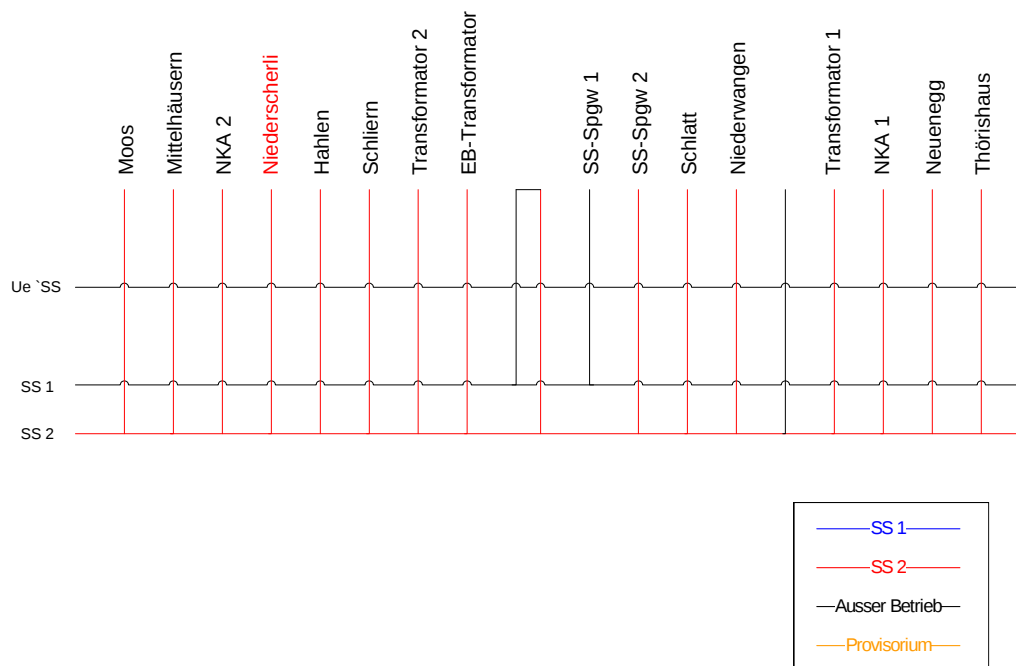


BKW / ORZ / Erneuerungen UST Seite 13

Ihr partner für
1to1
energy

3) Umhängung von Leitungen

BKW®

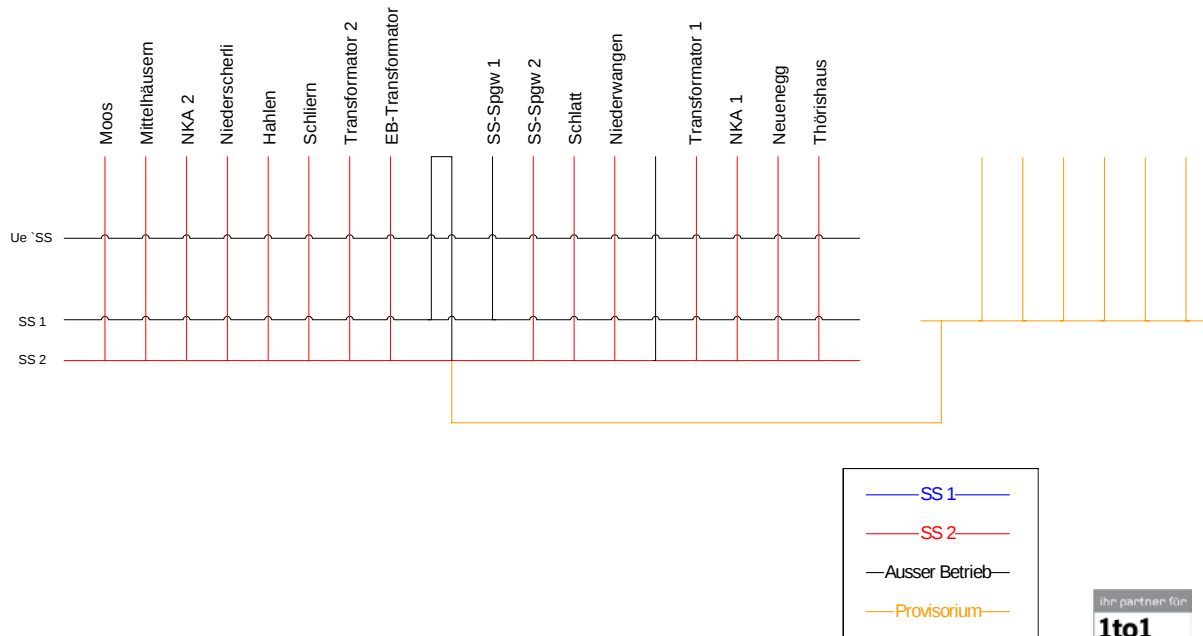


BKW / ORZ / Erneuerungen UST Seite 14

Ihr partner für
1to1
energy

4) Verbindung mit dem Provisorium

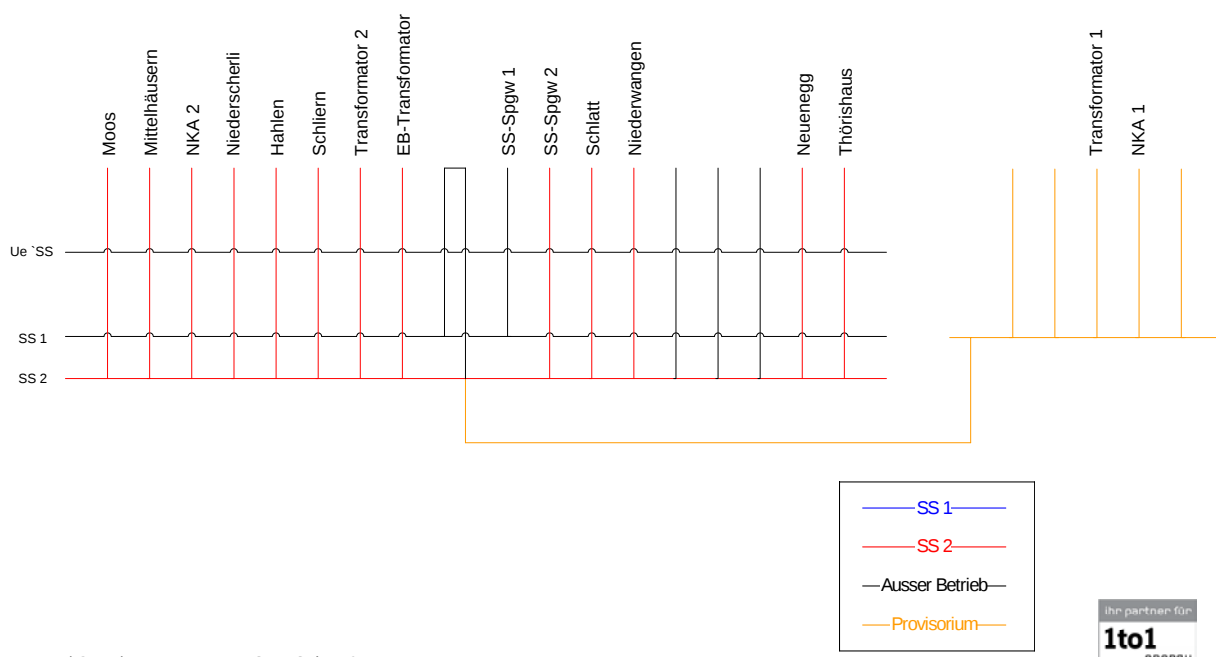
BKW®



BKW / ORZ / Erneuerungen UST Seite 15

5) Anschliessen des Trafos und der Rundsteueranlage an das Provisorium

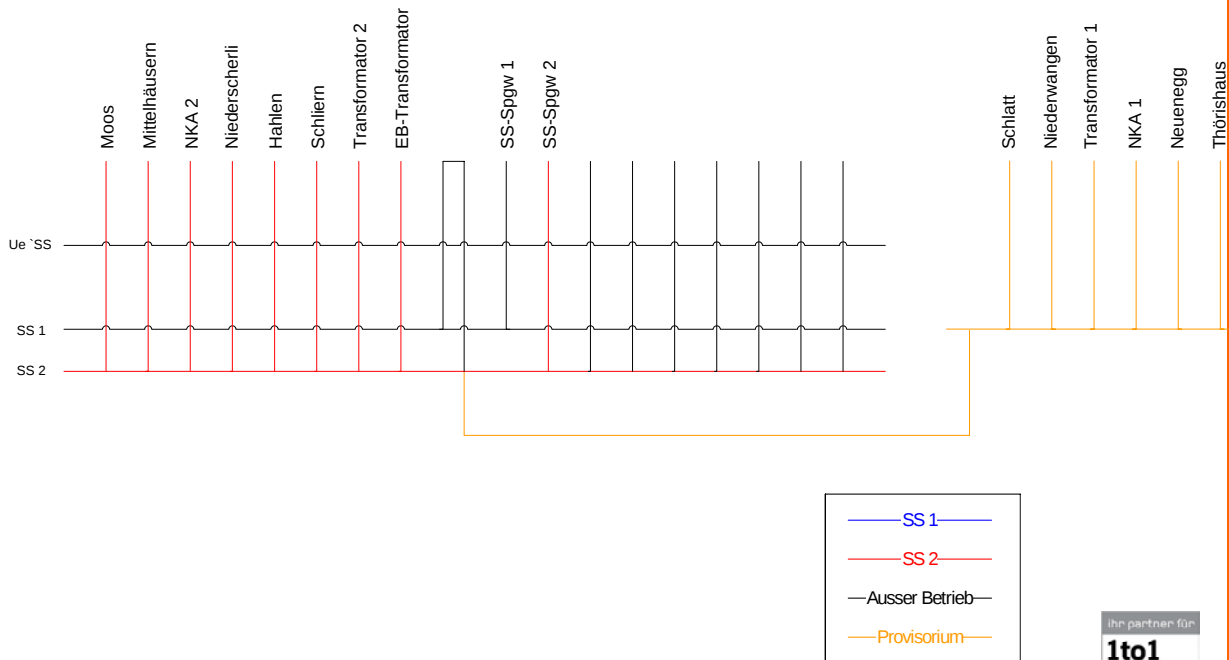
BKW®



BKW / ORZ / Erneuerungen UST Seite 16

6) Anschliessen der Abgänge an Provisorium

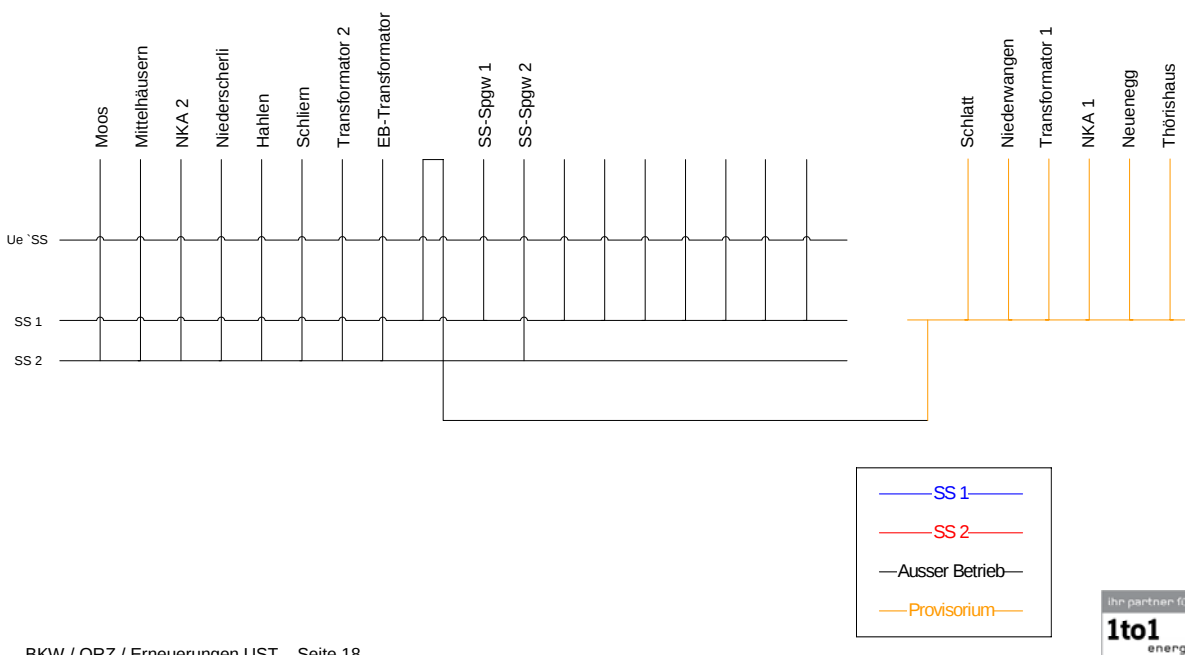
BKW®



BKW / ORZ / Erneuerungen UST Seite 17

7) Demontage Altanlage Teil 1

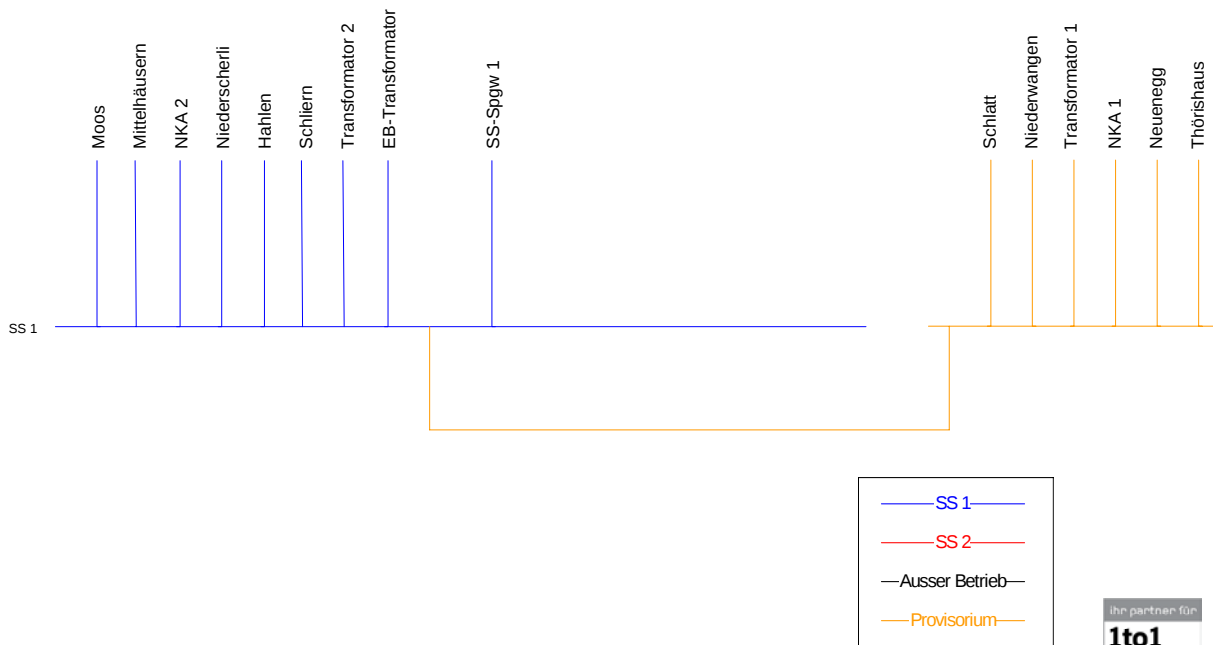
BKW®



BKW / ORZ / Erneuerungen UST Seite 18

8) Zustand während der Montage der neuen Anlage

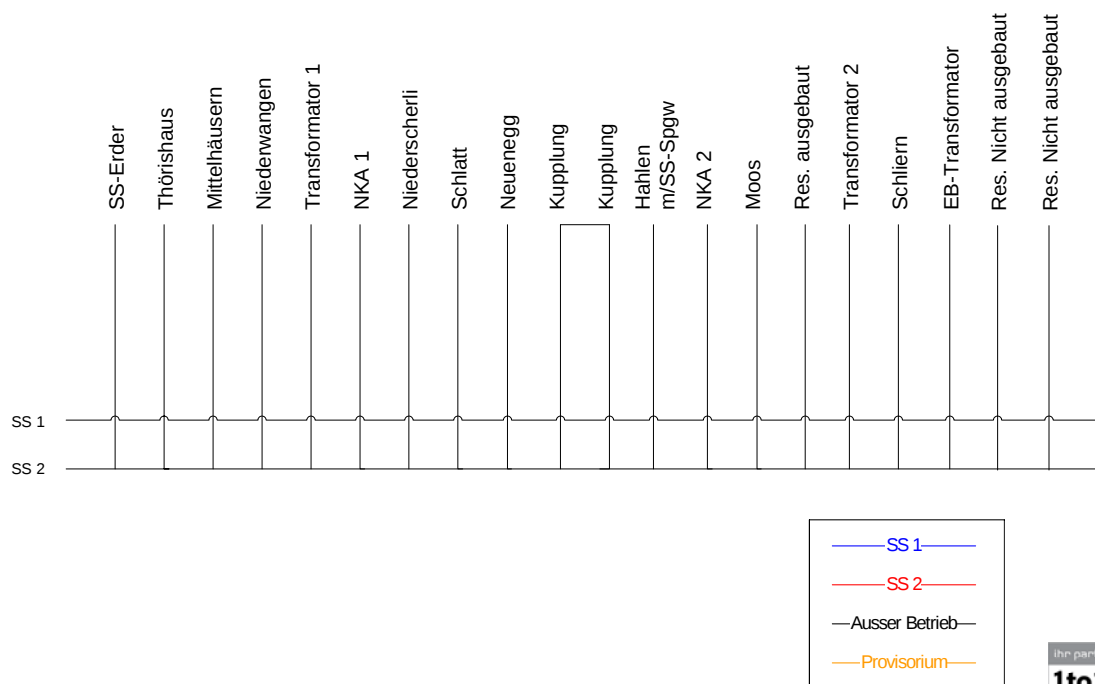
BKW®



BKW / ORZ / Erneuerungen UST Seite 19

9) Endzustand Neuanlage vor IBS nach Demontage Altanlage 2. Teil

BKW®



BKW / ORZ / Erneuerungen UST Seite 20

Beispiel eines komplizierten 16-kV-Anlagen-Retrofit-Umbaus im Kraftwerk Erlenbach

BKW®



links: Neue
gekapselte MS-
GIS

rechts: Alter
Anlagenteil mit
Abschrankungen



Alte offene Anlage

BKW / ORZ / Erneuerungen UST Seite 21

ihre partner für
1to1
energy

Erfahrungen und Empfehlungen

BKW®

- Die **saubere Planung** des Ablaufes für die Umhängung der Abgänge ist von höchster Wichtigkeit (Absprache mit dem Netzbetreiber)
- Beim Umbau einer unter Spannung stehenden Anlage sind die **Sicherheitsabschrankungen von grösster Bedeutung**
- Die **Situation mit dem Provisorium dauert oft Monate** (resp. unter Umständen länger als geplant). Die provisorische Anlage muss deshalb ähnliche Funktionalitäten wie eine normale Unterstation aufweisen

BKW / ORZ / Erneuerungen UST Seite 22

ihre partner für
1to1
energy

3. Sous-station St-Imier, 50/16 kV SEG, Forces Electriques de la Goule



Exigences similaires au renouvellement du poste de Gasel, mais avec en plus:

- **Utilisation d'un bâtiment existant** soumis à la protection du patrimoine, au premier étage
- **Structure de la dalle pas prévue** pour supporter la charge des cellules GIS (~ 1,5 – 1,8 t par cellule)
- Besoin de **grandes ouvertures** pour le passage des câbles
- **Place disponible limitée**

BKW / ORZ / Erneuerungen UST Seite 23



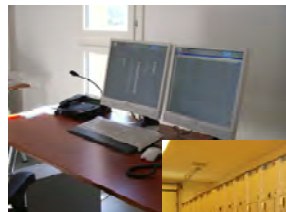
Exemple de modernisation d'une installation 50/16 kV similaire à St-Imier

BKW®



← Ancien poste ouvert
12 kV et 50 kV

Poste de
commande
nouvelle
installation



Nouveau poste
blindé pendant
la phase de mise
en service



BKW / ORZ / Erneuerungen UST Seite 24



Sous-station de Saint-Imier, bâtiment existant



BKW®



BKW / ORZ / Erneuerungen UST Seite 25



Des travaux de génie civil relativement exigeants



BKW®

- Faible épaisseur de la dalle
- Poids élevé de l'installation et de surcroît pas réparti uniformément
- Dalle fragilisée par les ouvertures pour le passage des câbles depuis le rez-de-chaussée
→ montage d'une structure de renforcement
- Ouverture insuffisante pour amener les cellules GIS
→ Construction d'une ouverture compatible avec le style du bâtiment
- Radier du sous-sol pas prévu pour supporter la répercussion de la charge
→ fondations renforcées supplémentaires
- Léger fléchissement de la dalle malgré la structure de renforcement
→ conception d'un socle réglable sous les cellules

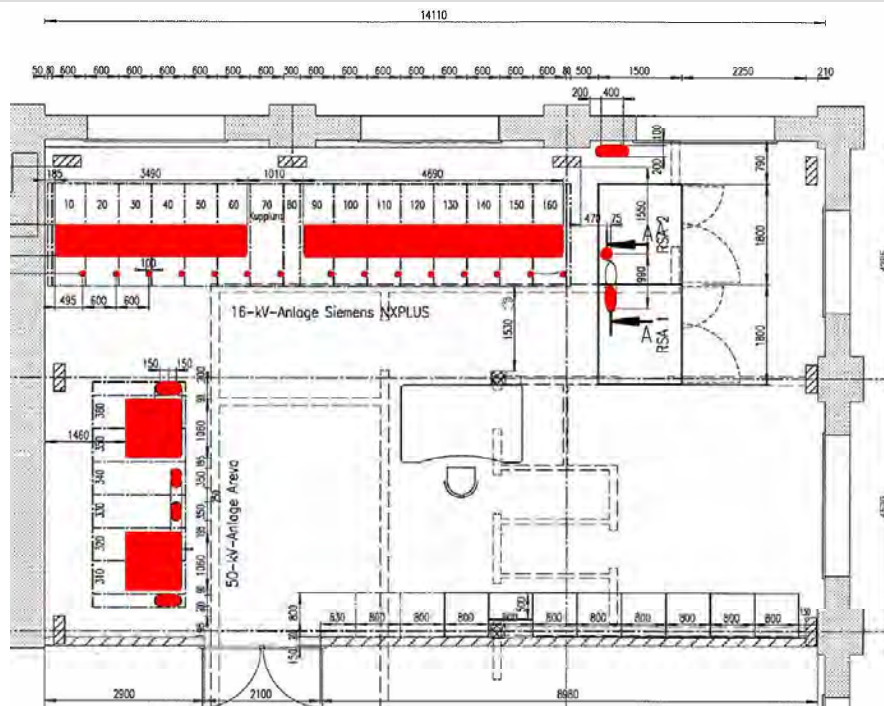
BKW / ORZ / Erneuerungen UST Seite 26



Percements dans la dalle (passage des câbles)



BKW®



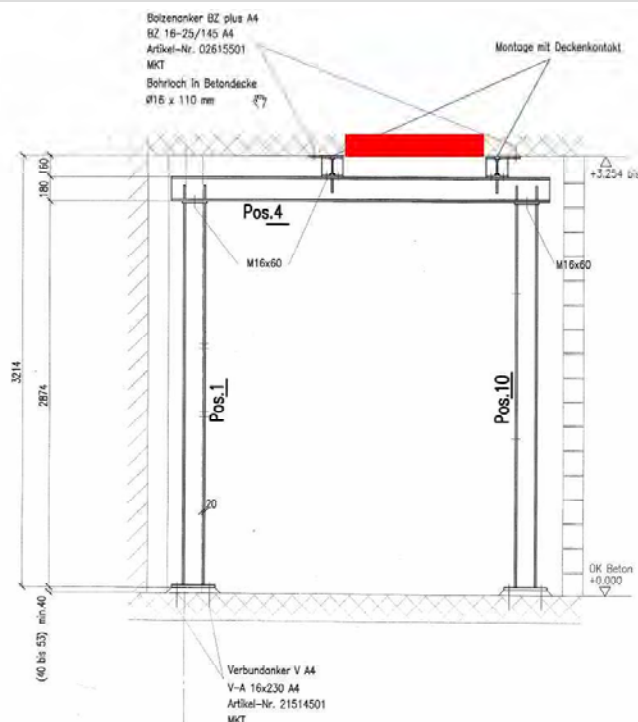
BKW / ORZ / Erneuerungen UST Seite 27

 ihr partner für
1to1
 energy

Structures de renforcement placées au rez-de-chaussée



BKW®



BKW / ORZ / Erneuerungen UST Seite 28

 ihr partner für
1to1
 energy

Expériences et recommandations



BKW®

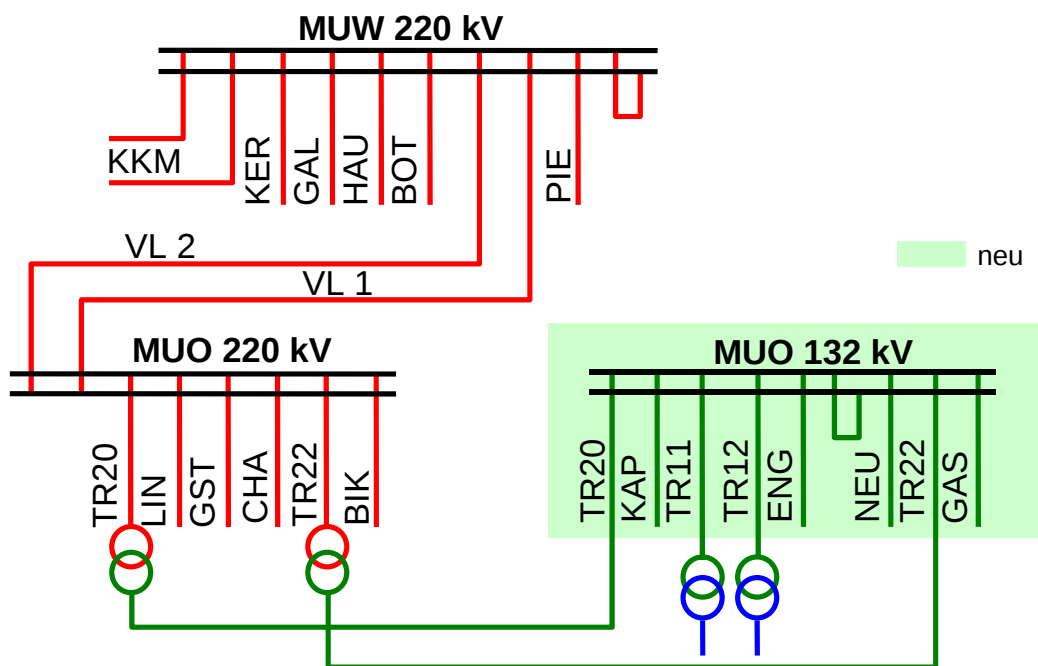
- **Les risques résultant du génie civil complexe sont relativement élevés** (une petite erreur peut avoir de grosses conséquences coûteuses)
- **L'utilisation d'un bâtiment existant peut être nettement plus risquée** que la construction d'un bâtiment dédié du type hangar

BKW / ORZ / Erneuerungen UST Seite 29

 ihr partner für
1to1
 energy

4. Erneuerung der 132-kV-Unterstation Mühleberg

BKW®



BKW / ORZ / Erneuerungen UST Seite 30

 ihr partner für
1to1
 energy

Anforderungen und Herausforderungen

BKW®

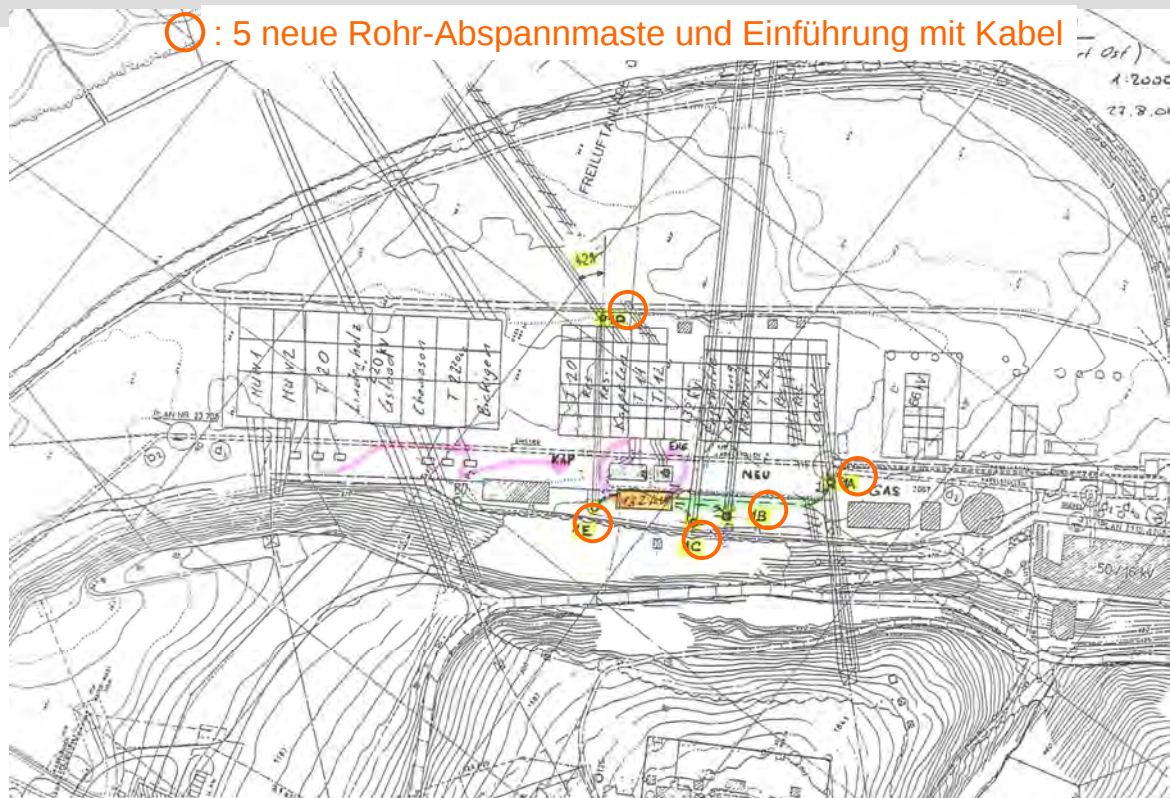
- **Keine Beeinträchtigung vom Netzbetrieb** und vom Betrieb von den Telekommunikationsanlagen (gemietetes oder geteiltes Lichtwellenleiternetz)
- **Keine Störung für diese strategische Unterstation** (Produktion Kernkraftwerk Mühleberg, Versorgung im Raum Bern)
- **Berücksichtigung der 2 nächsten Etappen** des Ausbaus der Unterstation (220 und 380 kV): Trafostandplätze und Kabelstollen
- **Zahlreiche Leitungen und komplexe Kabelanlagen**
- Unterstation nahe der Aare und **Grundwasserpegel**

BKW / ORZ / Erneuerungen UST Seite 31

Ihr partner für
1to1
energy

Leistungsanschlüsse und Umlegungen

BKW®



Anspruchsvolle Leitungseinführungen

BKW®

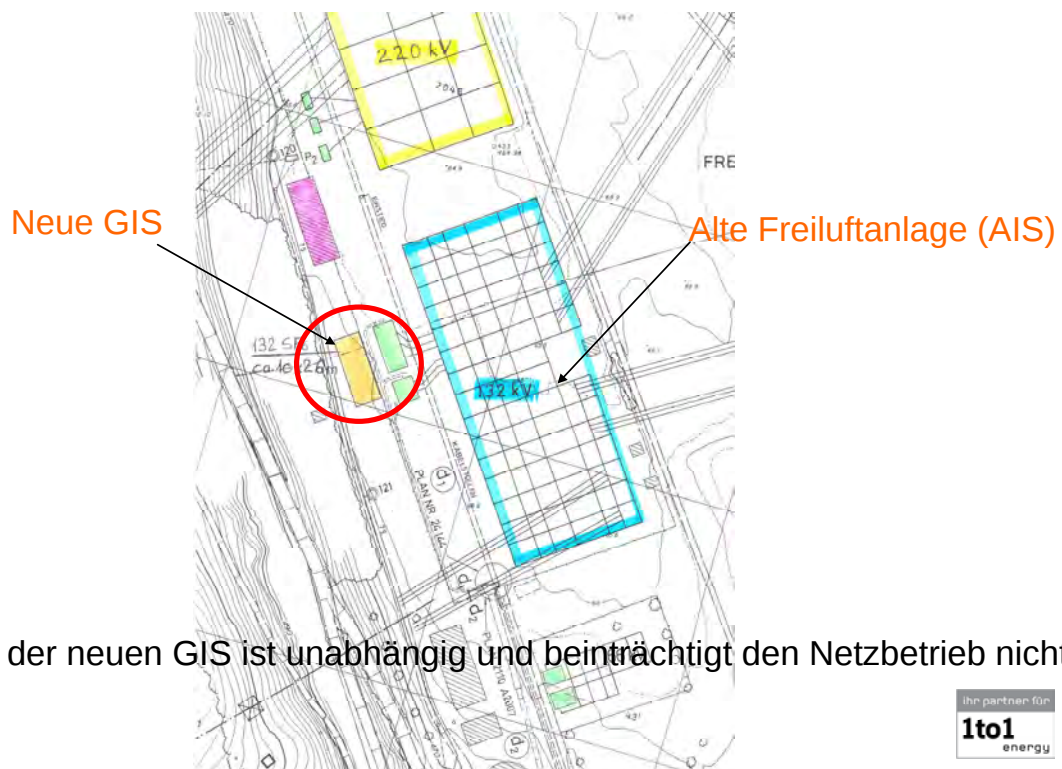
- **Überspannung** der in Betrieb stehenden Anlage
- Erstellen eines **Bypasses**, damit die LWL-Verbindung während dem Bau nicht unterbrochen ist
- Kontruktion von **hohen Rohr-Masten**
- Ziehen von **HS-Kabeln hoher Leistung** (grosser Querschnitt, grosser Biegeradius)
- Bau eines **Kabelstollen** mit geeigneten Brandschutzmassnahmen

BKW / ORZ / Erneuerungen UST Seite 33

Ihr partner für
1to1
energy

Standort des Unterstationengebäudes

BKW®

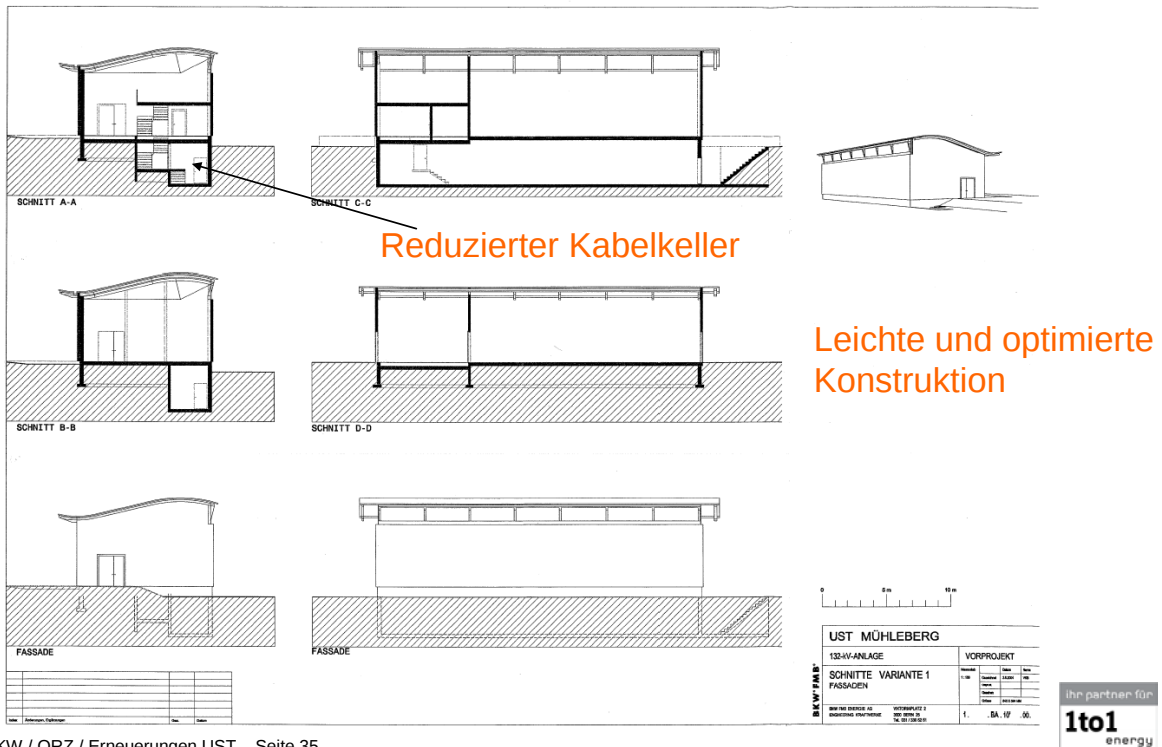


Der Bau der neuen GIS ist unabhängig und beeinträchtigt den Netzbetrieb nicht

Ihr partner für
1to1
energy

Optimiertes Gebäude

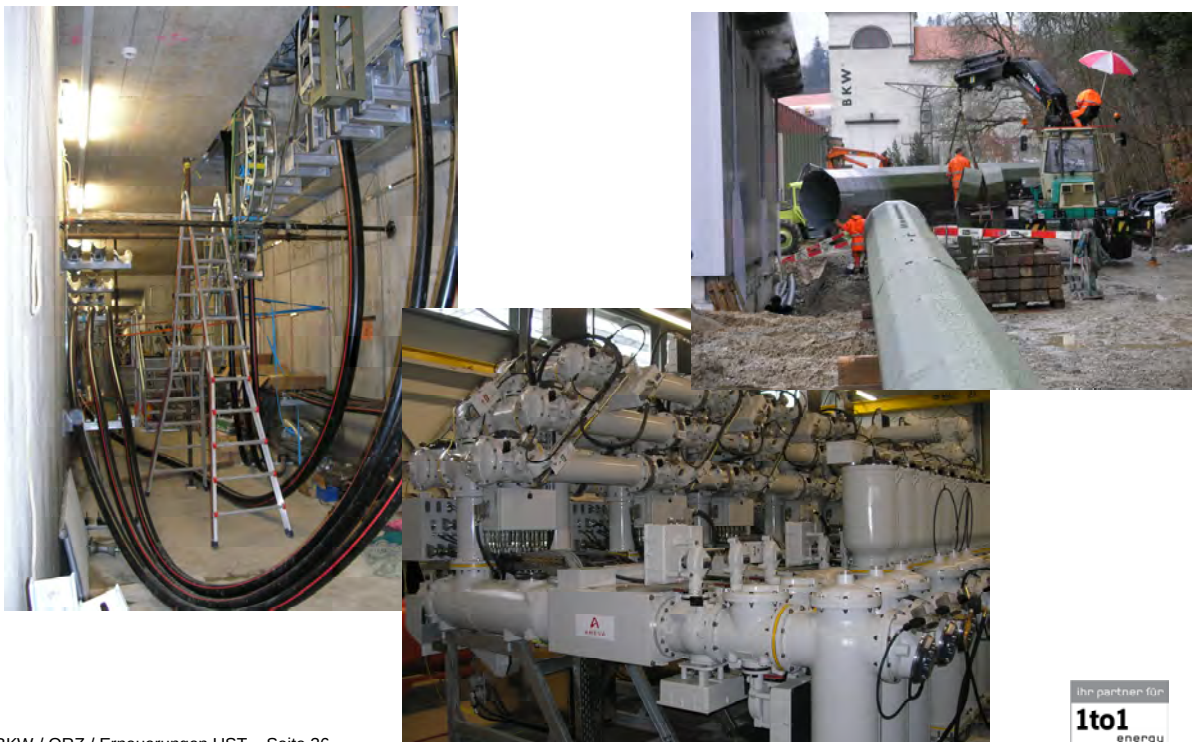
BKW®



BKW / ORZ / Erneuerungen UST Seite 35

Es gäbe noch viel zu berichten...

BKW®



BKW / ORZ / Erneuerungen UST Seite 36

Anspruchsvolle vor Ort Prüfung durch die FKH

BKW®



BKW / ORZ / Erneuerungen UST Seite 37

Erfahrungen und Empfehlungen

BKW®

- Bei Erneuerungen müssen oft die **Leitungseinführungen** angepasst werden: Maste müssen verlegt oder verstärkt werden: Höhe, Abstände, Lage nicht mehr geeignet oder andere Kräfte (Betrag oder Richtung)
- Eine **GIS ist oft die vernünftigste Lösung**, um den Betrieb während dem Bau und die Inbetriebsetzung der Anlage nicht zu beeinträchtigen.
- Es lohnt sich vorzuinvestieren um die **weiteren Ausbautappen zu berücksichtigen** (nur einmal die Montageequipen und Bauunternehmen)
- Die **Leitungseinführungen** in grossen bestehenden Anlagen sind oft die **grössten Herausforderungen**

BKW / ORZ / Erneuerungen UST Seite 38

5. Erneuerung der 132- und 220-kV-Unterstation Bickigen

BKW®

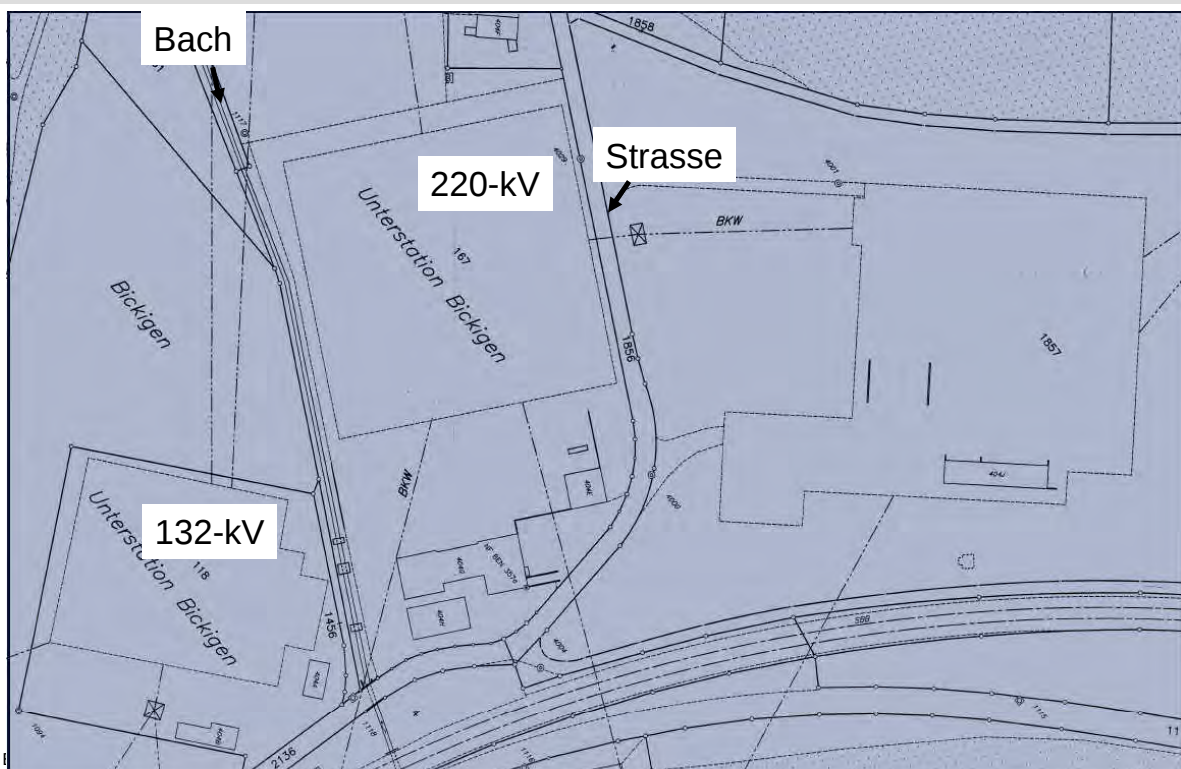
- Sehr **grosses Projekt**: 4 Etappen (Erneuerung der 132-kV- und 220-kV-Anlagen, Erweiterung der 380-kV-Anlage und Verstärkung der Transformierungen)
- **Enge Platzverhältnisse**
- Grosse Anlagen mit **zahlreichen Leitungen**
- Alte 132-kV-Anlage, die für das heutige Personal eine **unübersichtliche Konfiguration** aufweist

BKW / ORZ / Erneuerungen UST Seite 39

ihr partner für
1to1
energy

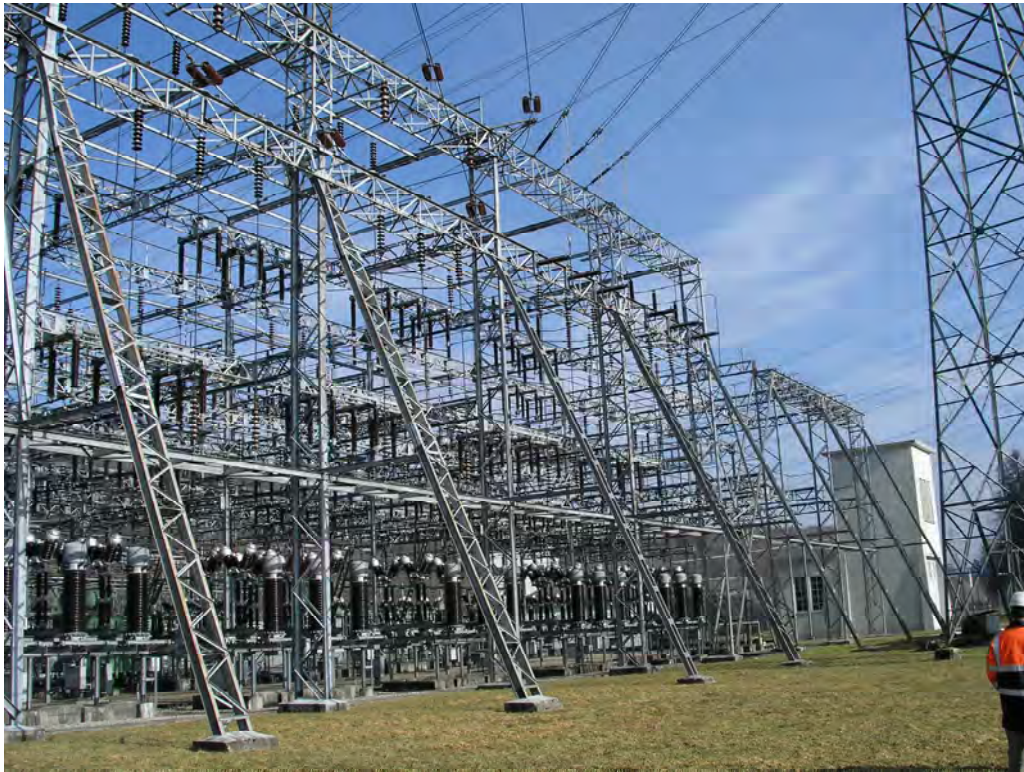
Unterstation Bickigen, heutige Disposition

BKW®



Unterstation Bickigen, heutige 132-kV-AIS

BKW®

Ihr partner für
1to1
energy

Eine GIS für die 132-kV-Ebene

BKW®

- Ein **Retrofit der alten AIS wäre unwirtschaftlich** und würde keine weiteren Vorteile bringen (Sanierung von alten Stahlgerüsten notwendig)
- **Aus Platzgründen ist eine GIS notwendig.** Die alte AIS kann dann demontiert werden
- In diesem Fall ist die Technologie mit **GIS-Rohren** für den Anschluss an's Abspanngerüst vorteilhafter als Kabelverbindungen

Unterstation Bickigen, heutige 220-kV-AIS

BKW®

ihr partner für
1to1
energy

Ein Retrofit der 220-kV-Anlage mit AIS-Technik ist möglich mit...

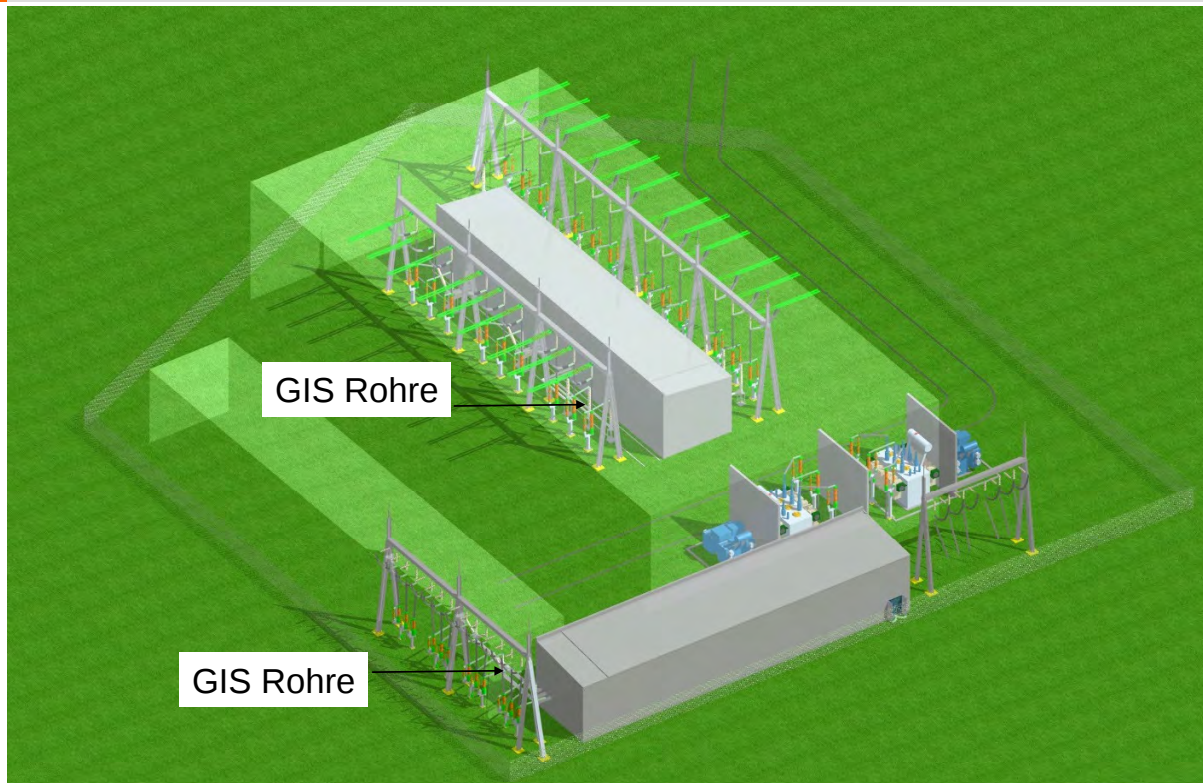
BKW®

- **Verstärkung der Sammelschienen-Gerüste** (höhere Kurzschlusskräfte, schwerere Sammelschiene mit 4 anstelle von 2 Bündelleitern)
- **Sanierung der Sammelschiene** (Korrosionsschutz, Fundamente, Isolatorenersatz) in der im Betrieb stehenden Anlage
- **Eliminierung der Geleiseanlage** wegen zu geringen Abständen (die Sammelschiene wurde ursprünglich tief gebaut und wird noch tiefer wegen den 4 Bündelleitern)
- **Lange Montage-Dauer** mit eigenem Personal (feldweise mit Abschränkungen)
- Bau eines **Hybrid Feldes** für das fehlende Feld (da kein Platz für eine Erweiterung des bestehenden Gerüsts mit AIS-Technik)

ihr partner für
1to1
energy

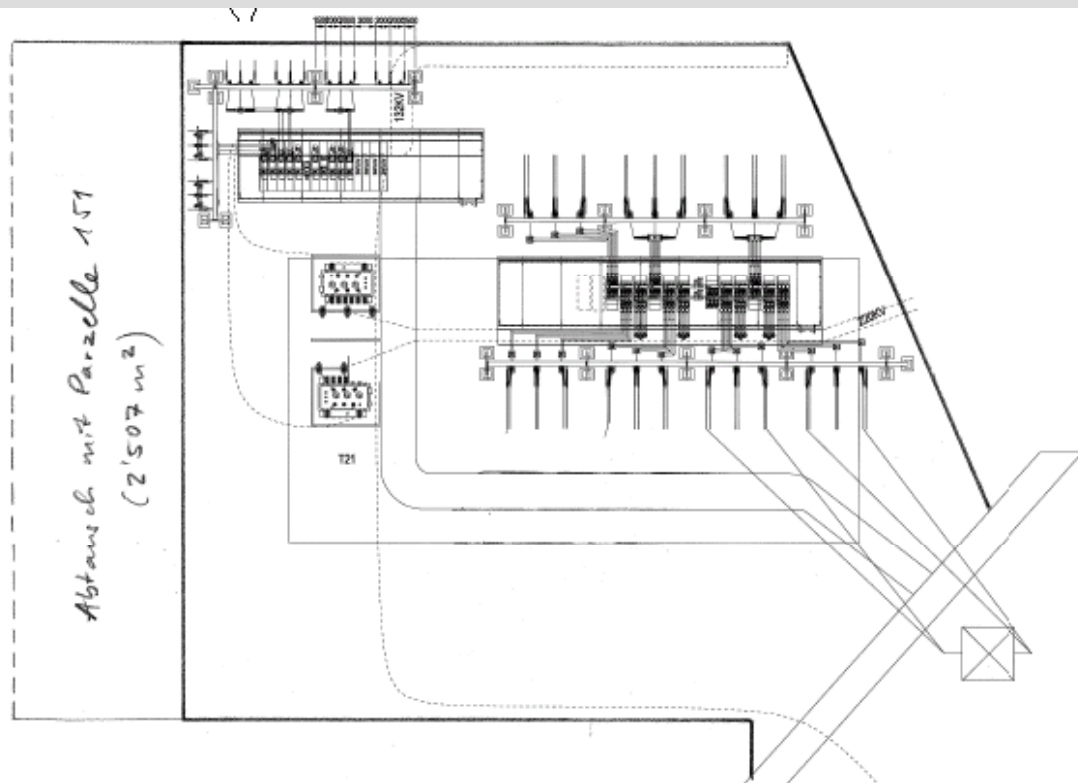
Unterstation Bickigen, empfohlene Variante für 132-kV- und 220-kV-Innenraum-GIS-Anlagen

BKW®



Unterstation Bickigen, empfohlene Variante für 132-kV- und 220-kV-Innenraum-GIS-Anlage

BKW®



Beispiel einer 220-kV-Freiluft-GIS-Einführung bei der Unterstation Gstaad

BKW®



Freiluft-SF₆-Einführung
der Sanetschleitung

gekapselte
Einführung in die
220-kV-GIS



BKW / ORZ / Erneuerungen UST Seite 47

ihre partner für
1to1
energy

Erfahrungen und Empfehlungen

BKW®

- Die Erneuerungen von Unterstationen mit Bemessungsspannungen kleiner und gleich 145 kV sollten heutzutage in GIS-Technik gemacht werden. In den meisten Fällen, überwiegen die Vorteile bei weitem gegenüber den minimen (wenn überhaupt) Mehrkosten
- Bei **Erneuerungen von 220-kV-Anlagen** sind die Kosten einer GIS-Variante oft grösser als bei anderen Varianten (Retrofit mit AIS oder hybrid). Man muss jedoch auch die Risiken betrachten, die bei einer Erneuerung mit einer GIS-Technik wesentlich kleiner sind
- **Retrofitprojekte von alten Freiluftanlagen können ab 220 kV günstiger sein.** Sie benötigen oft sehr hohe Kosten im baulichen Teil und in der Montagearbeit, die eigentlich für die rein elektrische Funktion der Anlage nichts bringen. Es lohnt sich zu überlegen, welchen Nutzen man für das investierte Geld bekommt
- Eines ist klar und das lernt man normalerweise in den guten "Executive MBA Programmen": "You get what you pay for!"

BKW / ORZ / Erneuerungen UST Seite 48

ihre partner für
1to1
energy

6. Schlussfolgerung

- Erneuerungen sind **echte Herausforderungen** und man muss diese sehr gründlich vorbereiten. Dies betrifft insbesondere den **Bau** und die **Leitungseinführungen** in eine bestehende Infrastruktur
- Die **betrieblichen Anforderungen** verlangen oft den Einsatz von Provisorien und eine lange Montagedauer mit einer feldweisen Erneuerung. Der Ablauf der **Umschaltungen** muss ebenfalls sauber geplant werden
- Bei der Entscheidungsfindung muss man selbstverständlich die **Kosten** vergleichen. Man muss aber auch die **Risiken** resp. Vor- und Nachteile der möglichen Varianten betrachten. Dies gilt sowohl während dem Bau als auch während den nächsten Jahrzehnten im Betrieb der Anlage

FKH - / VSE – Fachtagung

15. November 2006

Erneuerung und Erweiterung von Hochspannungsschaltanlagen

Renouvellement et extension des postes à haute tension

Einsatz von Hochspannungskondensatoren, gestern und heute

Applications des condensateurs haute tension, hier et aujourd'hui

Etienne Savary

Maxwell Technologies SA, Rossens

Après un apprentissage à l'école des métiers à Yverdon-les-Bains avec un baccalauréat technique, M.Savary a suivi l'école d'ingénieur à Yverdon-les-Bains (aujourd'hui HES-SO) en électrotechnique. Une post formation en Assurance qualité TQ3 a complété sa formation.

Ses activités professionnelles l'ont conduit dans le domaine des installations de commande des centrales et postes haute tension avant d'entrer dans le domaine des condensateurs haute tension, d'abord comme ingénieur de construction, puis responsable qualité, puis chef de ligne des condensateurs HT et enfin responsable du secteur R&D des condensateurs HT chez CONDIS SA, devenu aujourd'hui Maxwell Technologies SA à Rossens.

Maxwell Technologies SA, Rossens

Maxwell Technologies SA, située à Rossens près de Fribourg, fabrique des condensateurs haute tension depuis plus de 40 ans, au début sous le nom de Condensateur Fribourg puis CONDIS, Montena et enfin depuis 2003 Maxwell Technologies SA. Le siège de la société est à San Diego en Californie. Les produits fabriqués par la société sont de la microélectronique 100% géré à San Diego, les condensateurs haute tension « CONDIS » 100% gérés à Rossens ; les ultracondensateurs BOOSTCAP®, produits développés à Rossens et à San Diego dès la fin des années 1990 sont eux fabriqués sur les 2 sites.

Un ultracondensateur BOOSTCAP® est un composant situé entre un condensateur et une batterie. Son avantage est d'allier une grande densité d'énergie avec une très grande densité de puissance ; ils se caractérisent par une charge rapide, une très bonne capacité à fournir des pics de puissances, ainsi qu'un nombre de cycle de charge et décharge allant jusqu'au million. De plus il peut être utilisé sur une large gamme de température (-40 to 65°C).

Ses applications sont nombreuses : système d'alimentation sans coupure (UPS), source d'énergie de sécurité (éolienne), stabilisation de tension. Nous les trouvons notamment dans le domaine de la traction (récupération de l'énergie de freinage), ainsi que dans le domaine industriel (élévateurs, grues, portes de l'airbus A380). Dans le domaine automobile, plusieurs études sont en cours pour des applications où les besoins s'annoncent très importants.

Einsatz von Hochspannungskondensatoren, gestern und heute

Applications des condensateurs haute tension, hier et aujourd'hui

Etienne Savary

Maxwell Technologies SA, Rossens

1. Objet - Kurzfassung

Plusieurs milliers de condensateurs CONDIS sont installés partout dans le monde. Les évolutions des technologies et des applications seront présentées, ainsi que les maintenances et attentions particulières à leur apporter.

Mehrere tausend CONDIS Kondensatoren stehen überall in der Welt in Betrieb. Behandelt werden die Entwicklung der Technologien und deren Anwendungen, sowie die Wartung und besondere Hinweise, die zu beachten sind.

2. Installation des condensateurs dans les postes haute tension Einsatz der Kondensatoren in Hochspannungsschaltanlagen

Les condensateurs sont utilisés comme condensateurs pilotes pour les disjoncteurs porcelaine, dans les installations GIS ; aux Etats-Unis, des condensateurs de couplage sont installés à la sortie des disjoncteurs dead tank pour se protéger du défaut kilométrique ; enfin des diviseurs capacitifs sont installés pour les transformateurs de tension capacitif.

Die CONDIS HS-Kondensatoren werden für Leistungsschalter entweder in Freiluftausführung oder für GIS eingesetzt; in den USA werden Koppelkondensatoren am Ausgang des Deadtank-Schalters zum Schutz vor einem „short line fault“ installiert. Kapazitive Teiler von CONDIS werden ausserdem für kapazitive Spannungswandler benutzt.

Les évolutions technologiques ont diminué le nombre de condensateurs par disjoncteur ; les premiers disjoncteurs 735kV avaient jusqu'à 12 chambres de coupure par phase. Aujourd'hui 4 chambres, soit 4 condensateurs, suffisent pour un disjoncteur 800kV. Malgré cette diminution, et grâce à la technologie CONDOR avec une fabrication automatisée depuis les années 1990 Maxwell couvre 65% du marché mondial du condensateur pour disjoncteur. Le diélectrique mixte (papier et polypropylène) a remplacé le diélectrique tout papier.

Actuellement aucune norme CEI gère les condensateurs pilote ; aussi un groupe de travail a été mis en place dans le cadre du Cigre. Dans ce groupe de travail A3/WG18 nous étudions le retour d'expérience sur les condensateurs pilotes, les efforts mécaniques, les sollicitations lors des commutations du disjoncteur. Nous analysons les procédures d'essais utilisées aujourd'hui et sur ces bases, nous prévoyons d'émettre d'ici début 2007 une brochure avec des directives sur les procédures d'essai des condensateurs.

Durch die technologische Entwicklung an den Kammern der Leistungsschalter konnte die Anzahl der Kammern und damit die Steuerkondensatoranzahl reduziert werden. Beispielsweise besaßen die ersten 735 kV-Leistungsschalter pro Pol 12 Kammern in Serie; heute sind es für die 800-kV-Ebene deren nur 4. Trotz dieser Verringerung, und dank der CONDOR-Technologie mit seiner automatisierten Herstellung, deckt Maxwell seit der Mitte der neunziger Jahre ca. 65% des Weltmarkts für Kondensatoren von Leistungsschaltern ab. Das Mischdielektrikum (Papier und Polyäthylen) hat das alte Öl-imprägnierte Papier ersetzt.

Zur Zeit behandelt keine IEC-Norm die Steuerkondensatoren. Es wurde deshalb eine Arbeitsgruppe in der CIGRE eingesetzt. In dieser Gruppe A3/WG18 studieren wir die Erfahrungen der Elektrizitätswerke mit Steuerkondensatoren: die mechanischen Bedingungen sowie die spezifischen transienten Beanspruchungen während Trennerschaltungen. Wir analysieren die heutigen Testvorschriften. Basierend auf diesen Daten planen wir im Jahr 2007 die Herausgabe einer Brochure mit Vorschlägen für Prüfverfahren an Steuerkondensatoren.

Aujourd'hui le 100% des condensateurs sont mesurés et testés unitairement à la sortie de production par des mesures de capacité et facteur de perte ainsi que de décharges partielles avant et après un essai de tension 50Hz allant parfois jusqu'à plus de trois fois la tension nominale du condensateur. Pour qualifier de nouveaux types, de nouveaux matériaux ou de nouveaux fournisseurs, des essais de type sont effectués tant dans le domaine électrique (chocs, durée 50Hz ou décharges DC), que mécanique (chocs et vibrations) ainsi que environnemental (étanchéité, corrosion).

Heute werden 100% der Steuerkondensatoren am Ende der Herstellung einzeln gemessen und geprüft. Sowohl Kapazität und Verlustwinkel, wie auch Teilentladungen werden vor und nach dem Anlegen der Prüfspannung gemessen, wobei letztere manchmal über dem Dreifachen der Nennspannung liegt. Für neue Typen, Materialien und Lieferanten werden elektrische Typenprüfungen (Stossprüfungen, 50-Hz-Dauerversuche oder DC-Entladungen) und auch mechanische Typprüfungen (Stoss und Vibration) oder auch Umweltsverträglichkeitsprüfungen (Dichtigkeit, Korrosion) durchgeführt.

3. Révision /supervision/remplacement Revision / Überwachung / Ersatz

Les condensateurs sont considérés comme libres de maintenance.

Die Kondensatoren können als wartungsfrei angesehen werden.

Selon les résultats de l'enquête que nous avons effectuée dans le cadre du groupe de travail Cigré, très peu de compagnie d'électricité effectue des maintenances correctives ou préventives. Un grand nombre de condensateurs défectueux ont été découverts en Norvège sans que ce phénomène se soit développé dans d'autres pays.

Gemäss dem Resultat der Cigré-Erhebungen, praktizieren sehr wenige Elektrizitätsgesellschaften vorbeugende oder korrektive Instandhaltungsmassnahmen. Viele defekten Kondensatoren wurden in Norwegen entdeckt, wobei dieses Phänomen in anderen Ländern nicht auftrat.

Une attention particulière est à apporter sur les condensateurs installés sur des disjoncteurs commutants des selfs ou des batteries de condensateurs. Une compagnie effectue des contrôles de température à l'aide de caméra infrarouge.

Ein besonderes Augenmerk ist auf Steuerkondensatoren zu richten, die auf Leistungsschalter für Reaktanz- oder Kondensatorenbatterien installiert sind. Eine Elektrizitätsgesellschaft kontrolliert solche Kondensatoren mit einer Infrarot-Kamera.

Néanmoins il est conseillé de contrôler visuellement une éventuelle inétanchéité des condensateurs ; lors de doute une mesure, à la tension nominale du condensateur, de C , $\tan\delta$ et de décharges partielles en laboratoire indiquera le bon ou mauvais état du condensateur.

Des révisions de condensateurs ont été effectuées dans les années 1980 pour résoudre des problèmes de corrosions, problème résolu par l'introduction d'une anodisation des couvercles des condensateurs. Aujourd'hui, aucune révision n'est effectuée car les coûts sont trop élevés en comparaison du prix des condensateurs neufs.

Toutefois, il est recommandé de contrôler visuellement les condensateurs. Im Zweifelsfall geben die im Labor vorgenommene C - / $\tan\delta$ - oder die TE-Messungen bei Nennspannung Aufschluss über den Zustand des Kondensators.

Revisionen an Kondensatoren wurden während der 80er-Jahre wegen Korrosionsangriffen an den Flanschdeckeln durchgeführt. Um das Problem zu lösen, wurden die Deckel anodisiert. Heute werden kaum noch Revisionen an Kondensatoren durchgeführt, da die Preise verglichen mit neuen Kondensatoren zu hoch liegen.

3. Transformateurs de tension capacitifs Kapazitive Spannungswandler

3.1 Caractéristiques particulières des transformateurs capacitifs de tension selon CEI 60044-5 Besondere Merkmale von kapazitiven Spannungswandlern gemäss IEC 60044-5

Linéarité de la répartition de la tension le long de la porcelaine => meilleur comportement face à la pollution

Ne peut pas entrer en Ferro résonnance avec le réseau

Amortissement de la fréquence de résonnance prouvé en laboratoire selon IEC

Très bon comportement face aux surtensions transitoires

Peut être utilisé comme condensateur de couplage pour liaison à courant porteur

Dès 145 à 170kV, en comparaison avec les transformateurs inductifs:

Transport et montage simplifié

Poids plus faible

Moins cher

Lineare Spannungsverteilung entlang des Isolators, deshalb geringere Anfälligkeit auf starke Verschmutzung

Kann im Netz nicht zu Ferroresonanzen angeregt werden

Bedämpfung der Eigenresonanz wird im Prüffeld gemäss IEC nachgewiesen

Gutes Verhalten bei transienten Überspannungen

Kann als Koppelkondensator für die Träger-Frequenz-Technik (TFH) verwendet werden

Ab 145-170kV gegenüber induktiven Wandlern

Einfacher Transport und Montage

Geringeres Gewicht

Kostengünstiger

3.2 Surveillance / Überwachung

Comme les condensateurs HT, les transformateurs de tension capacitifs sont considérés comme libres de maintenance. Les mêmes conseils et contrôle que pour les condensateurs HT sont recommandés

Wie die HS-Kondensatoren gelten die kapazitiven Spannungswandler als wartungsfrei. Es werden die gleichen Massnahmen und visuellen Kontrollen wie für Steuerkondensatoren empfohlen.

4. Conclusion Schlussfolgerung

Nous pouvons attendre une très grande durée de vie des condensateurs HT si un contrôle régulier de l'appareil est effectué.

Wenn eine regelmässige Überprüfung der Geräte vorgenommen wird, darf mit einer sehr hohen Lebensdauer gerechnet werden.

Herzlichen Dank der Fa. Pfiffner für die technische Beratung betreffend Spannungswandler.

Un grand merci à la maison Pfiffner AG pour le support technique concernant les transformateurs de tension.

Maxwell
TECHNOLOGIES
CONDIS® HV-capacitors**CONDIS® - HV capacitors**

„ Einsatz von
Hochspannungskondensatoren,
gestern und heute“

„ Applications des
condensateurs haute tension,
hier et aujourd'hui “



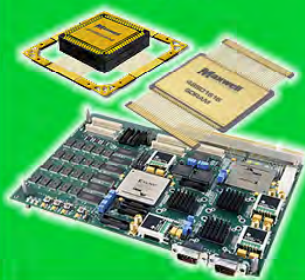
Ultracapacitors • Microelectronics • High-Voltage Capacitors

CONDIS®

Maxwell
TECHNOLOGIES
CONDIS® HV-capacitors**History****1903 Condensateur Fribourg****1973 Condis SA****1997 Montena Components SA****2003 Maxwell Technologies SA**

Ultracapacitors • Microelectronics • High-Voltage Capacitors

CONDIS®

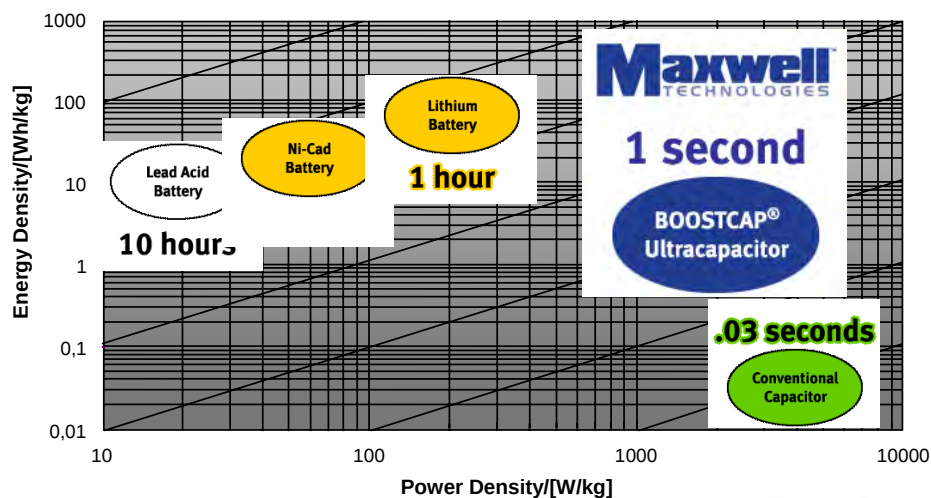
Maxwell
TECHNOLOGIES
CONDIS® HV-capacitorsMaxwell
TECHNOLOGIESRadiation Mitigated
Microelectronics
for SpaceBOOSTCAP®
Ultracapacitors
& ModulesCONDIS®
High Voltage
Capacitors & CVDs

Ultracapacitors • Microelectronics • High-Voltage Capacitors

CONDIS®

Maxwell
TECHNOLOGIES
CONDIS® HV-capacitors

What is an Ultracapacitor?

BOOSTCAP®
ULTRACAPACITORS

Ultracapacitors • Microelectronics • High-Voltage Capacitors

CONDIS®

Maxwell
TECHNOLOGIES
CONDIS® HV-capacitors

Boostcap



Automotive



Consumer

Applications



Transportation



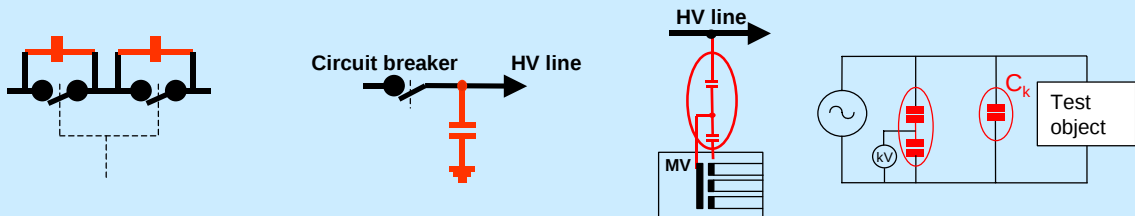
Industrial

Ultracapacitors • Microelectronics • High-Voltage Capacitors

CONDIS®

Maxwell
TECHNOLOGIES
CONDIS® HV-capacitors

CONDIS

Grading capacitor
for live tank
circuit breakerGrading/Coupling
capacitor for GIS-
circuit breakerCoupling capacitor
for dead tank
circuit breakerCapacitor Voltage
Divider (CVD's)
for CVT'sCapacitor for
laboratory
applications

Ultracapacitors • Microelectronics • High-Voltage Capacitors

CONDIS®

Einsatz von Hochspannungskondensatoren in Schaltanlagen Installations de condensateurs dans les postes à haute tension

- Kapazitive Spannungsteiler
Transformateurs capacitifs de tension

- Steuerkondensatoren
Condensateurs pilotes

- Koppelkondensatoren
Condensateurs de couplage



Technologische Entwicklungen der letzten Jahre

Développement technologiques ces dernières années



Wicklung und Aktivteil

Bobine et partie active



=> 1994



1994 =>



=> 1994



Since 1994

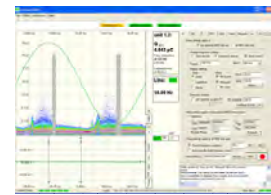
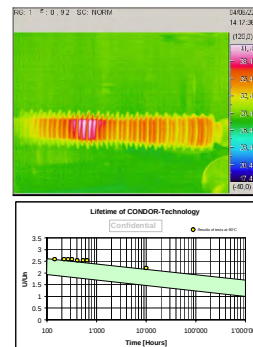
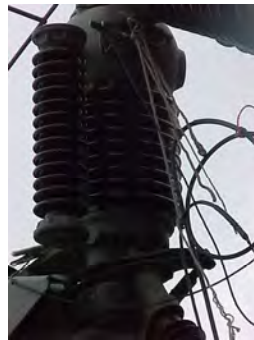


Since 2002



Lebensdauerfragen, Beanspruchungen im Betrieb, Zustandskontrolle

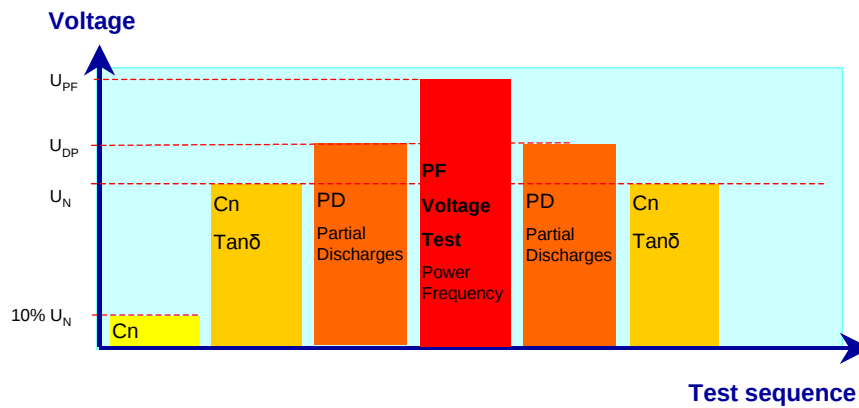
Durée de vie, sollicitations en service, contrôle du vieillissement



WG A3.18

*"Operating Environment of Voltage Grading
Capacitors applied to HV Circuit Breakers"*

	2003	2004	2005	2006
1. Service experience			R/C	T
2. Mechanical stresses				C
3. Dielectric stresses during switching operations				C
4. Existing test procedures				
5. Test procedure recommendations				C
WG Meetings	M	M M	M M	M M

**A. Electrical****A1. Impulse test**

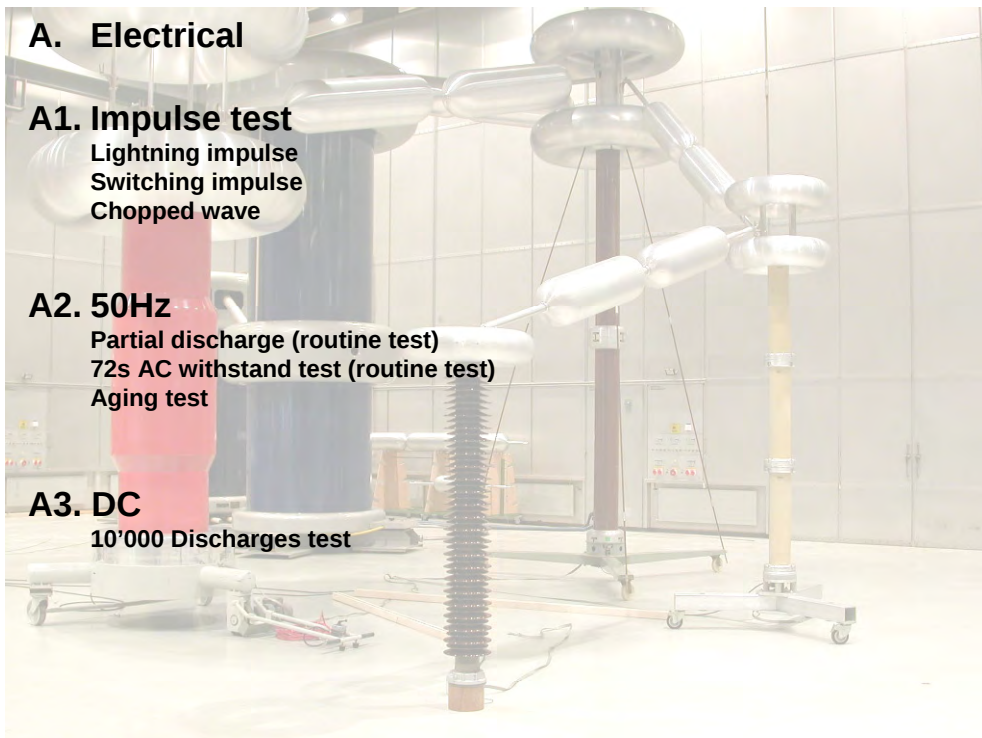
Lightning impulse
Switching impulse
Chopped wave

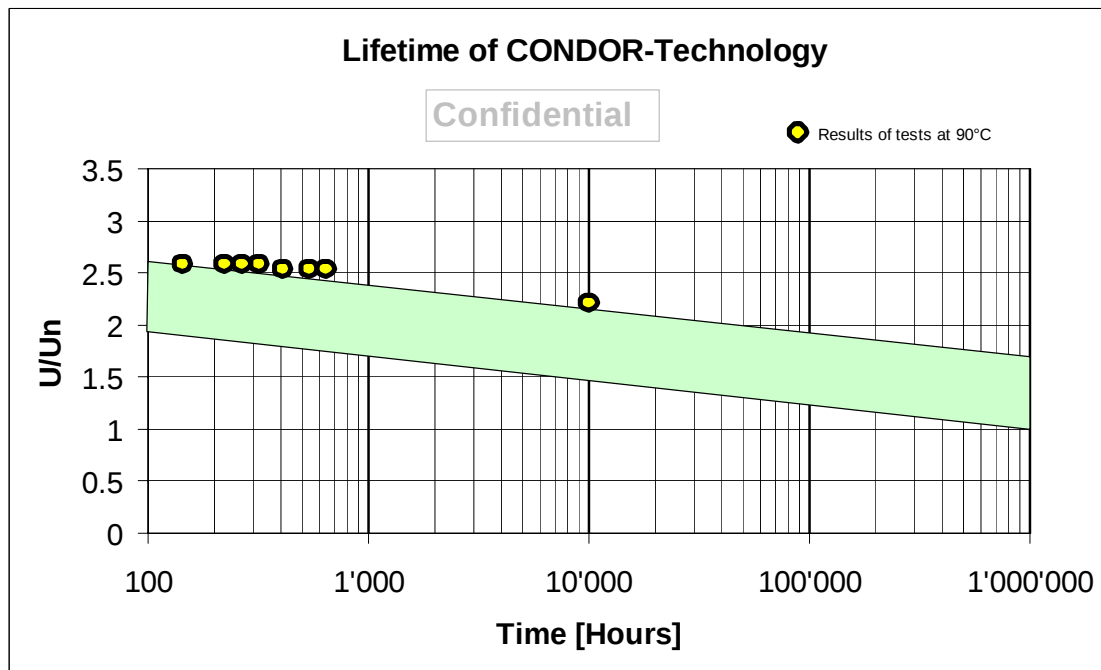
A2. 50Hz

Partial discharge (routine test)
72s AC withstand test (routine test)
Aging test

A3. DC

10'000 Discharges test



**B. Mechanical****B1. Static**

Pressure

2 MPa

Burst pressure until 8 MPa

Cantilever

5kNm

Until break

B2. Vibration

External capacitor

1000 shocks 5-7ms 15g radial

1000 shocks 5-7ms 30g axial

C. Environmental

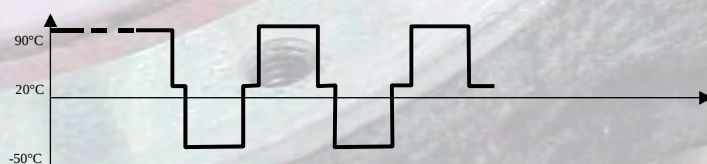
C1. Corrosion

Salt fog - 500 hours sodium chloride 50g/l by 35°C

SO₂ - 20 cycles 8h. 40°C standard humidity with sulfur dioxide
16h 23°C & 75% humidity

C2. Tightness test

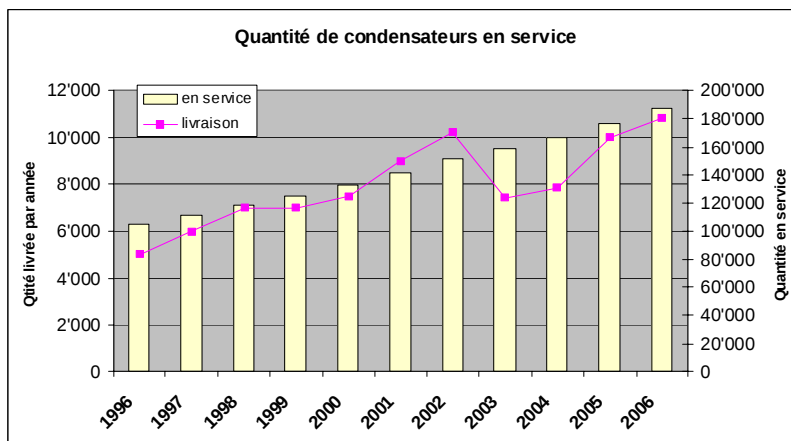
Temperature cycle test



Gas tightness test for GIS application

40 days at 90°C in SF₆ at 0.7MPa at 20°C (about 0.9 at 90°C)Measurement of SF₆ in oil<10⁻⁶ cm³/s at 100kPa for 1 dm³ oil

- Plus de 10'000 condensateurs livrés en 2005 & en 2006
- Réclamation de client sur vieux condensateurs 1 par année
- Principales applications fautives: commutation de réactance ou batterie de condensateurs



Ueberwachung / Revision / Ersatz**Surveillance / Révision / remplacement**

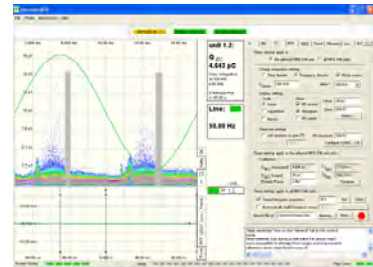
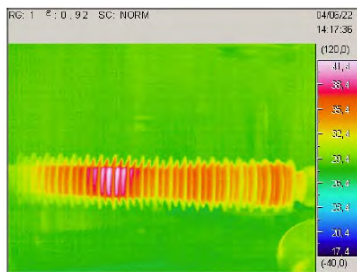
Was muss bei Kondensatoren beachtet werden?
 Attentions particulières sur les condensateurs?


Instandhaltung alter Kondensatoren
Maintenance de vieux condensateurs
Resultat der Cigré-Ermittlung / Résultat de l'enquête Cigré

- Ausser dem Waschen des Porzellans ist nichts anderes zu tun
A part laver les porcelaines rien de particulier à effectuer
- Übliche Fehler sind Undichtigkeiten, die undichten Kondensatoren werden normalerweise ersetzt.
Les raisons usuelles sont des inétanchéités.
Les condensateurs inétanches sont généralement remplacés.
- Sehr wenige Elektrizitätswerke berichten von vorbeugenden- / korrektiven Instandhaltungsmassnahmen.
Très peu de compagnies d'électricité indiquent des maintenances préventives/correctives.

Besondere Hinweise Attentions particulières

- Kontrolle der Dichtigkeit
Contrôle visuel étanchéité
- Erwärmungskontrolle durch Infrarot-Kamera
Contrôle par camera infrarouge
- C,tgδ und TE-Messungen im Labor
Mesures C,tgδ et DP en laboratoire



Revision

- Wurde in den Jahren 1980-95 wegen spezifischen Korrosionsproblemen durchgeführt (heute mit anodisierten Deckeln gelöst)
Appliqué dans les années 1980-95 pour les problèmes de corrosion (résolu aujourd'hui avec les couvercles anodisés)
- Wird heute wegen zu hohen Kosten nicht mehr durchgeführt.
N'est plus appliqué aujourd'hui, coûts trop élevés en comparaison du prix du remplacement

Die Spannungsmessung wird seit mehreren Jahrzehnten mit 2 verschiedenen Messprinzipien realisiert

Les transformateurs de tension ont été réalisés durant des décennies selon 2 différents principes

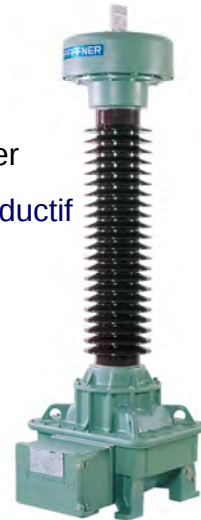
Kapazitive
Spannungswandler

Transformateur capacitif



Induktive
Spannungswandler

Transformateur inductif



Besondere Merkmale von kapazitiven Spannungswandlern gemäss IEC 60044-5

Caractéristiques particulières des transformateurs capacitifs de tension selon CEI 60044-5 1/2

Lineare Spannungsverteilung entlang des Isolators, deshalb geringere Anfälligkeit auf starke Verschmutzung

Kann im Netz keine Ferroresonanzen erzeugen

Bedämpfung der Eigenresonanz wird im Prüffeld gemäss IEC nachgewiesen

Gutes Verhalten bei transienten Überspannungen

Kann als Koppelkondensator für die Träger-Frequenz-Technik (TFH) verwendet werden

Linéarité de la répartition de la tension le long de la porcelaine => meilleur comportement face à la pollution

Ne peut pas entrer en ferro résonance avec le réseau

Amortissement de la fréquence de résonance prouvé en laboratoire selon IEC

Très bon comportement face aux surtensions transitoires

Peut être utilisé comme condensateur de couplage pour liaison à courant porteur (PLC)

Besondere Merkmale von kapazitiven Spannungswandlern gemäss IEC 60044-5**Caractéristiques particulières des transformateurs capacitifs de tension selon CEI 60044-5****2/2**

Ab 145-170kV gegenüber induktiven Wandlern:

Dès 145 à 170kV, en comparaison avec les transformateurs inductifs:

Einfacher Transport und Montage

Transport et montage simplifié.

Geringeres Gewicht

Poids plus faible

Kostengünstiger

Moins cher

Überwachung**Surveillance**

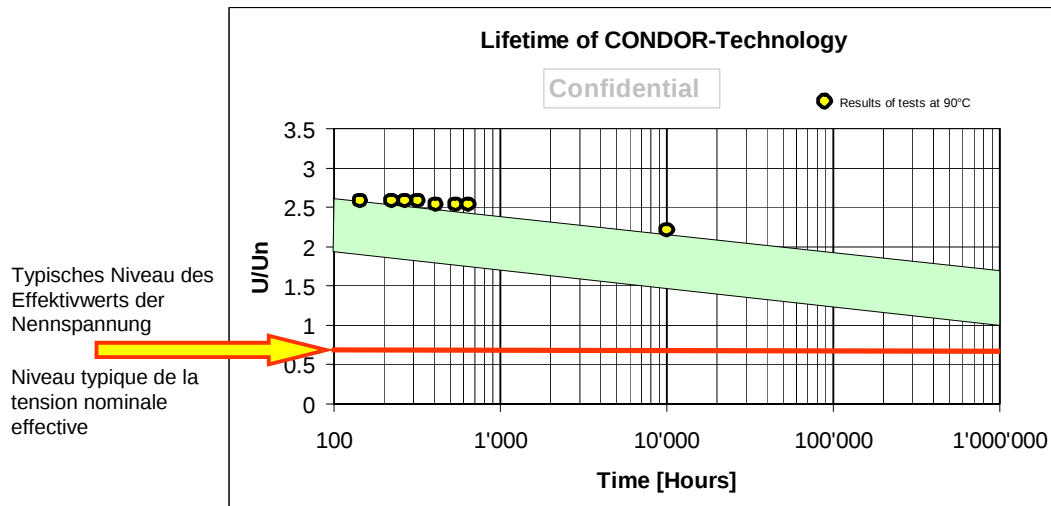
Wartungsfrei

Libre de maintenance

Übliche visuelle Kontrolle
Vergleich der Phasenspannungen
untereinanderContrôle visuel habituel
Comparaison entre les tensions de
chaque phaseOptionen
Ölstandsanzeige der magnetischen
Einheit
Kontrolle des Öldrucks im KondensatorOptions
Indicateur de niveau de l'huile de la
partie magnétique
Contrôle de la pression de l'huile du
condensateur.

Kapazitive Wandler haben die gleiche Lebensdauer wie Kondensatoren

Les transformateurs capacitifs ont la même durée de vie que les condensateurs pilote



Wenn eine regelmässige Überprüfung der Geräte vorgenommen wird, darf mit einer sehr hohen Lebensdauer gerechnet werden.

Nous pouvons attendre une très grande durée de vie des condensateur HT si un contrôle régulier de l'appareil est effectué.

Herzlichen Dank der Fa. Pfiffner für die technische Beratung betreffend Spannungswandler

Un grand merci à la maison Pfiffner AG pour le support technique concernant les transformateurs de tension.

FKH - / VSE – Fachtagung

15. November 2006

Erneuerung und Erweiterung von Hochspannungsschaltanlagen Renouvellement et extension des postes à haute tension

Erneuerung von Hochspannung-Kabelanlagen

Andreas Meier
Brugg Kabel AG, Brugg

Geburtsdatum	21.02.1949
Beruf	Dipl. El.-Ing. HTL, Energietechnik Wirtschafts-Ing. STV
Position	Abteilungsleiter, Prokurist
<i>Berufliche Tätigkeit</i> 1975 - 1977	Schlumberger Overseas Ltd., Middle East Kuwait, Oman, Saudi Arabien, Dubai Geophysikalische Bohrlochvermessung und Sprengarbeiten an Land und im Arabischen Golf
1978 - 1986	Motor Columbus Ingenieurunternehmung AG, Baden Planung und Bauleitung von 132 kV Freiluft- und GIS- Unterstationen in Nigeria, Saudi Arabien und Bangladesh Bauleitung des elektrischen Teils des Gasturbinen Kraftwerks Rifaa II in Bahrain Bauleitung der elektromechanischen Betriebseinrichtungen der Tunnelanlagen N1 in St. Gallen
Seit 1.12.1986	Kabelwerke Brugg AG, Brugg - Studienbüro - Marketing/Verkauf - Leiter Technischer Kundendienst (seit 1.1.95)

Erneuerung von Hochspannungs-Kabelanlagen

Andreas Meier

Brugg Kabel AG, Brugg

1. Einleitung

Im Laufe der über 125-jährigen Geschichte der Energiekabel wurde, entsprechend den steigenden Anforderungen bei wachsender Spannung, eine grosse Zahl von Isolierstoffen auf ihre Verwendbarkeit für Energiekabel geprüft sowie eine Fülle von Konstruktionen verfolgt.

Die Konstruktion von Hochspannungskabeln über 60 kV war trotz des geschichteten Dielektrikums mit den Massekabeln nicht möglich, weil sich im Laufe des Betriebs Hohlräume bildeten, in denen bei höheren Feldstärken Teilentladungen einsetzten. Dieser Nachteil konnte erst überwunden werden, als die Hohlräume mit dünnflüssigem Öl ausgefüllt (Ölkabel) oder die Entstehung von Hohlräumen durch Druckanwendung von aussen vermieden wurde (Gasaussendruckkabel).

Die Herstellung von kunststoffisolierten Kabeln begann in grösserem Umfang vor circa 50 Jahren mit PVC als Isoliermaterial. Mit dem dielektrisch wesentlich günstigeren Polyäthylen (PE) konnten auch Kabel höherer Spannung hergestellt werden. Heute ist das vernetzte XLPE weltweit Stand der Technik.

Im schweizerischen Netz und in Kraftwerken sind immer noch eine grosse Anzahl Hochspannungskabel mit Papierisolation zu finden. Dem Vorteil der sehr hohen Betriebssicherheit und der Zustandskontrolle steht der Nachteil der relativ intensiven Kontroll- und Unterhaltsarbeiten gegenüber. Da der Totalersatz dieser Anlagen mit hohen Investitionskosten verbunden ist, kommt den Entscheidungsgrundlagen zur Nachrüstung bzw. Erneuerung eine bedeutende Stellung zu.

2. Arten der Erneuerung

Definitionsgemäss sind alle Eingriffe, welche der Verlängerung der Lebensdauer dienen, Erneuerungsmassnahmen:

- Unterhalts- und Revisionsarbeiten
- Nachrüstungen
- Teil- oder Totalersatz

Bei Ölkabeln ist die systematische Aufzeichnung von Druckwerten über die ganze Betriebszeit von vorrangiger Bedeutung. Nur so können Leckagen oder andere Anomalien frühzeitig festgestellt werden. Die Alarm- und Trip-Kontakte sind regelmässig auf deren Ansprechgenauigkeit zu überprüfen. Bei Manostaten kann sich der eingestellte Grenzwert nach einigen Jahren leicht verschieben. Nach Betriebsereignissen im Netz (Kurz- oder Erdschlüsse) sind visuelle Kontrollen unabdingbar. Leckagen verursacht durch Bleirisse, Dichtungen etc. sind so bald als möglich zu beheben, damit weder Luft noch Feuchtigkeit in das Ölsystem eintreten kann.

Der Zustand von Ölkabelsystemen kann mittels Ölanalysen, durch Messung von Durchschlagsfestigkeit, Verlustfaktor, Feuchtigkeit und der gelösten Gasanteile im Öl (DGA) festgestellt werden. Eine Zusammenstellung kritischer Werte ist in den nachfolgenden Folien vorhanden. Bei Erreichung oder Überschreitung dieser Werte sind Erneuerungsmassnahmen erforderlich.

Polymerkabelsysteme sind praktisch unterhaltsfrei; regelmässige visuelle Kontrollen an Zubehöerteilen sind jedoch nötig, um eventuelle Veränderungen frühzeitig zu erkennen. Bei horizontal oder über Kopf eingebauten GIS- und Transformatoren-Endverschlüssen, welche mit Isolieröl gefüllt sind, ist zudem der Flüssigkeitsstand im Ausgleichgefässe zu kontrollieren.

Die meisten HS-Polymerkabelanlagen haben die erwartete Lebensdauer von 40 Jahren noch nicht erreicht. Für die Diagnose dieser Systeme steht die Teilentladungsmessung zur Verfügung. Die Messung vor Ort gestaltet sich aber zum Teil aufwändig, da sämtliche äussere Störungen herausgefiltert werden müssen. Die angegebenen Grenzwerte sind daher nur als Trend zu interpretieren, da nicht ausreichend Messresultate vorhanden sind. Andere Messmethoden, welche vom Grad der Wasser-Bäumchenbildung ausgehen und bei MS-Kabelsystemen Anwendung finden, sind für HS-Systeme wenig sinnvoll, da Kabel ≥ 110 kV fast immer in querwasserdichter Ausführung installiert sind. Eine effiziente und finanziell günstige Messmethode fehlt (noch).

Das Nachrüsten von moderner Technik, z.B. für die Fernübertragung von Grenzwerten, verlängert unter Umständen ebenfalls die Lebensdauer des Kabelsystems, da sofort nach Erkennung der Abweichung eingegriffen und ein Schaden abgewendet werden kann (Beispiel: Einbau von Druckgeber zur kontinuierlichen Überwachung bei ewz). Das Nachrüsten von LWL-Kabeln zur Erfassung der Kabeltemperatur entlang der Trasse – womit eine optimierte Auslastung der Kabel nahe der Grenztemperatur möglich wäre – ist in der Schweiz extrem rar, da hier die HS-Kabel selten bis zur Nennleistung betrieben werden (und die Betreiber damit gut gefahren sind).

Der Ersatz einzelner Komponenten oder Systemteile kann durch Beschädigung, Änderung der Trassenführung oder durch die Anbindung einer neuen Schaltanlage nötig werden.

Isolatoren aus Porzellan der ersten Generation haben keine Einkittflansche, sondern werden mit sogenannten Klauen auf der Grundplatte befestigt. Diese Typen werden nicht mehr hergestellt und sind nur noch selten bei Lieferanten am Lager. Fehlen Reserveteile, sind bei Rissen oder Beschädigungen Isolatoren der zweiten Generation mit Einkittflanschen zu verwenden. Dies bedingt Anpassungen im Fuss- und Kopfbereich, z.B. mit Zwischenplatten. Für die Planung der Anpassungen werden die Zeichnungen der Originalteile benötigt.

Der Kabel-Ersatz ganzer Teilstrecken kann durch Bleikorrosion einzelner Abschnitte, baulich bedingte Umlegungen oder Einschlaufungen in neue Unterwerke nötig werden. Haben Ersatzkabel und bestehende Kabel unterschiedliche Dielektrika, kommen Übergangsmuffen zum Einsatz. Solche sind für alle Spannungsebenen und für alle Dielektrikums-Paarungen vorhanden.

In der Regel ist ein XLPE-Kabel mit einem Kabel mit Papierisolation zu verbinden. XLPE-seitig wird ein GIS-Endverschluss mit Epoxy Isolator montiert, papier-seitig eine Wickelkeule. Beide Teile werden in ein Metallgehäuse eingebaut und dieses mit Öl gefüllt.

„Back-to-back“ Varianten bestehen aus zwei gegeneinander montierten GIS-Endver-

schlüssen, welche ebenfalls in ein Metallgehäuse eingebaut werden. Das Isoliermedium im Gehäuse kann Öl oder SF6-Gas sein.

Der Ersatz ganzer Kabelanlagen erfolgt meist auf Grund des Alters der bestehenden Anlage und im Zuge einer Revision / Erneuerung von andern Hochspannungsapparaten. In der Regel werden Ölkabelanlagen durch XLPE-Anlagen ersetzt. Dabei ist meist eine Fülle von Anforderungen zu beachten:

- Umweltgerechte Entsorgung der Ölkabel
- Erneuerung nur schrittweise, so dass Versorgung/Produktion während der Montage gewährleistet ist
- Neues Kabel in alter Trasse, womöglich ohne oder mit weniger Muffen

Die Schnittstellen sind frühzeitig abzuklären. Wird der bestehende Transformator nicht ausgewechselt, sind fast ausnahmslos Anpassungen im Kabelanschlusskasten nötig, um die neuen Endverschlüsse zu montieren. Zudem sind die Abstände meist nicht genügend gross, um die Wechsellspannungsprüfung nach Montage mit eingebauten Endverschlüssen durchzuführen. Für die Prüfung im ausgebauten Zustand sind Prüfhauben zu beschaffen.

3. Schlussfolgerung

Die Entscheidungsgrundlagen für Erneuerungen sind weitgehend vorhanden. Bei den polymerisierten Systemen fehlt eine finanziell günstige Messmethode.

Systematische Kontroll – und Unterhaltsarbeiten an Ölkabelanlagen können die Lebensdauer um Jahre verlängern.

Für Erneuerungen und Erweiterungen ist eine lückenlose Dokumentation der bestehenden Anlage vorteilhaft.

Schnittstellen sind frühzeitig abzuklären und geplante Lösungen mit den betroffenen Lieferanten zu besprechen.

FKH/VSE-Fachtagung, Fribourg, 15. Nov. 2006

Erneuerung und Erweiterung von Hochspannungsschaltanlagen

Erneuerung von Hochspannungs-Kabelanlagen

Andreas Meier
Brugg Kabel AG, Brugg

1

A company of the BRUGG Group

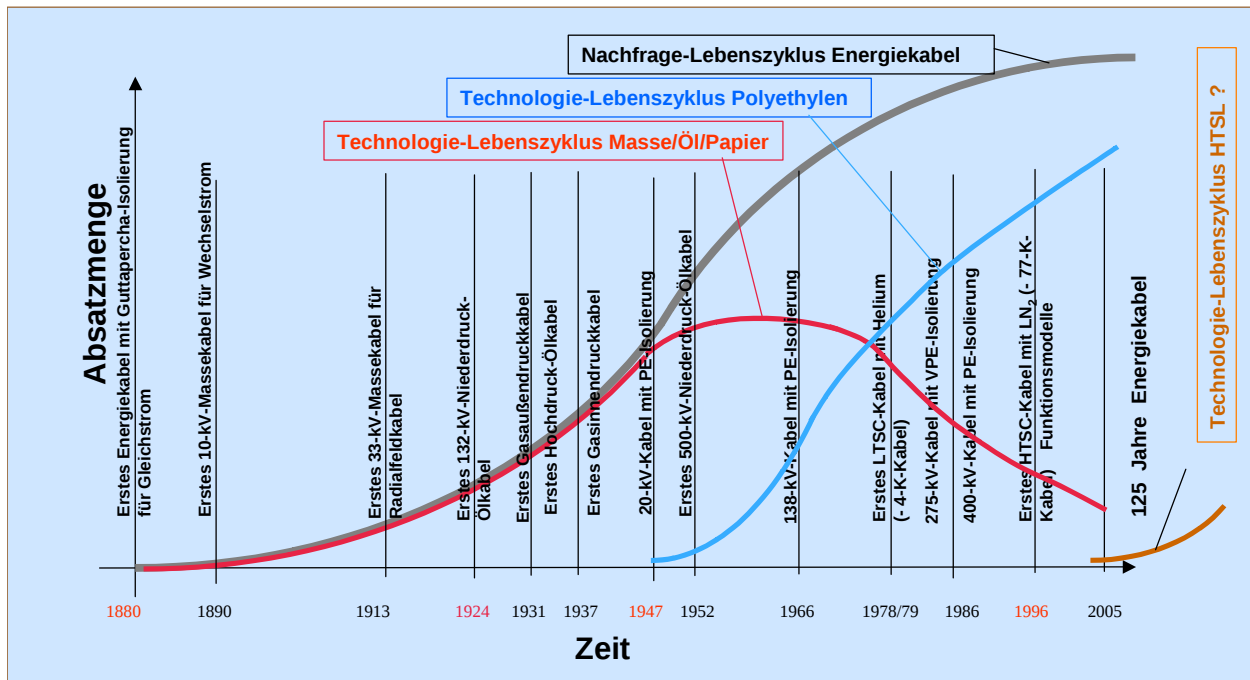
Inhalt

- Lebenserwartung
- Entscheidungsgrundlagen
- 3 Beispiele
 - Unterhalt / Sanierung
 - Teilersatz
 - Totalersatz
- Entsorgung

2

A company of the BRUGG Group

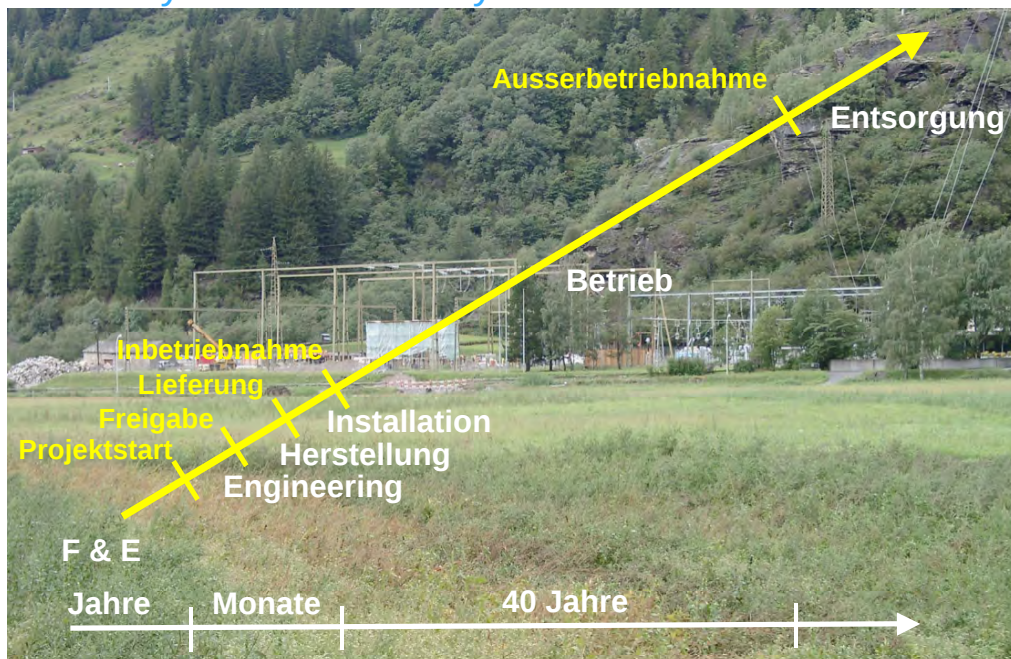
Nachfrage-Lebenszyklus für Kabel



3

A company of the BRUGG Group

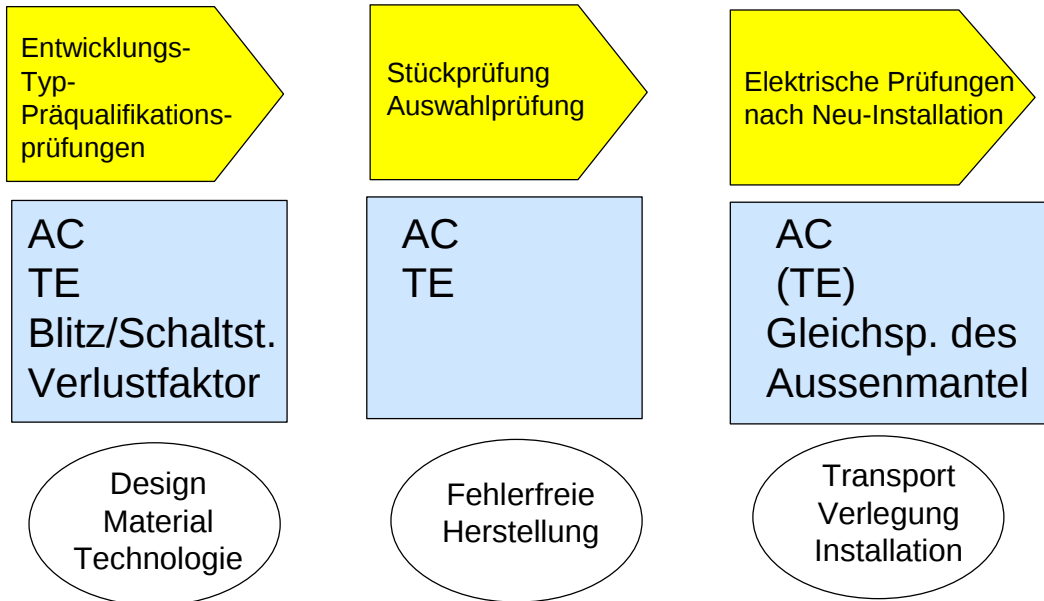
Lebenszyklus von Kabelsystemen



4

A company of the BRUGG Group

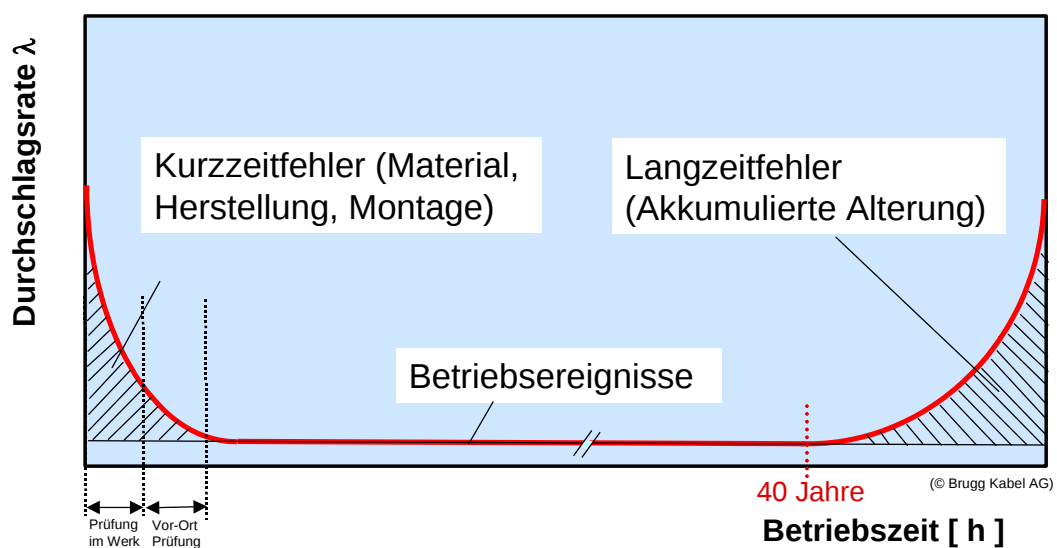
Elektrische Prüfungen an XLPE-Kabeln und Garnituren



5

A company of the BRUGG Group

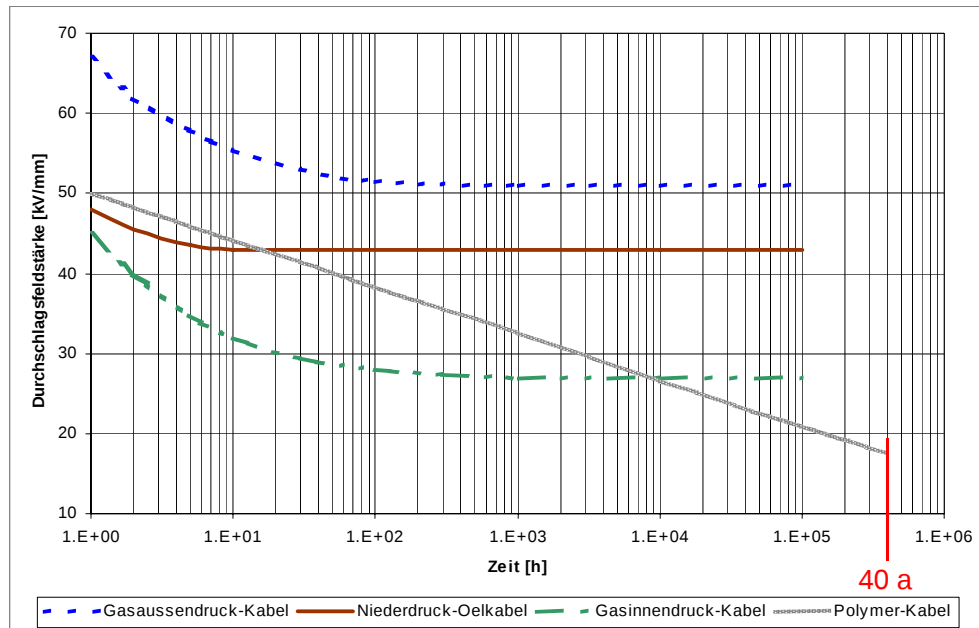
Durchschlagswahrscheinlichkeit von Kabelsystemen



6

A company of the BRUGG Group

Lebensdauerkurven verschiedener Kabeltypen

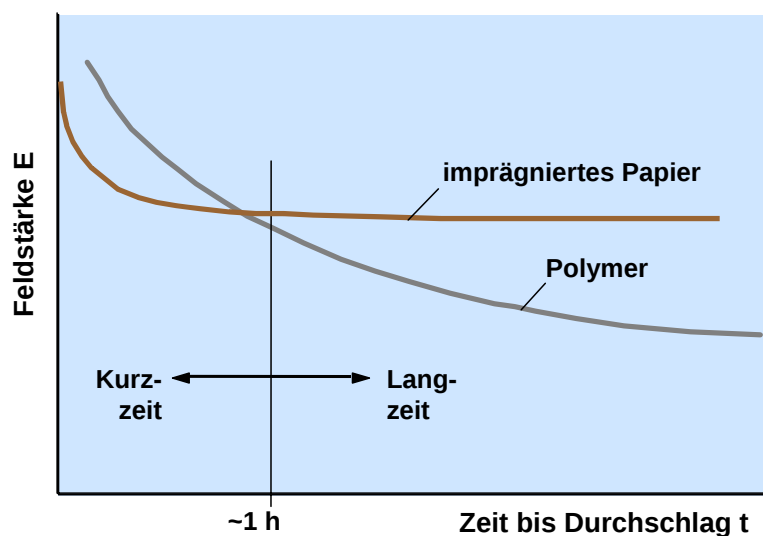


Peschke / Olshausen

7

A company of the BRUGG Group

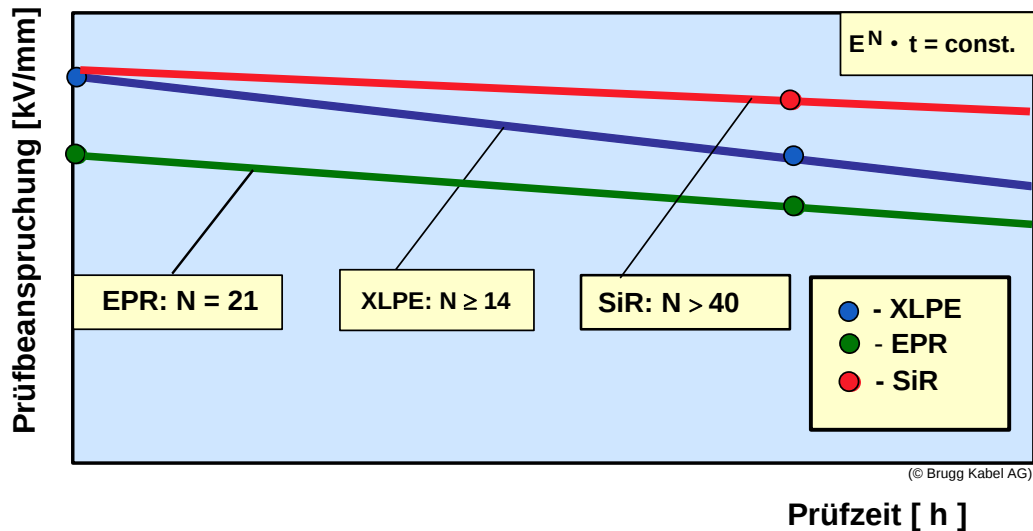
Schematische Lebenskurven von Kabelisolationen



8

A company of the BRUGG Group

Lebenskurven von XLPE- und EPR-isolierten HV-Kabeln und SiR-Zubehören



9

A company of the BRUGG Group

Wesentliche Belastungsfaktoren und deren Ursachen

Belastung	Ursachen
Elektrisch	dauerhaft: Betriebsspannung U_o (50 Hz) zeitweilig: Verkettete Spannung bei Erdschluss, Prüfspannungen transient: Schalt-/atmosphärische Überspannungen
Thermisch	dauerhaft: Leiterverluste $I^2 \cdot R$ (lastabhängig) Dielektrische Verluste $U^2 \cdot \omega C \cdot \tan \delta$ (stets) zeitweilig: Schirm-/Mantelstromverluste bei Erdschluss transient: Kurzschlussstromverluste
Chemisch	dauerhaft: Bodenbestandteile inkl. Feuchtigkeit
Mechanisch	Extraktions-/Kontraktionsspannungen bei thermischen Lastwechseln Biegebeanspruchung beim Legen Innere mechanische Spannungen in der Isolierung (Fertigung)

Design, Materialien, Herstellung, Legung und Legeart bestimmen im wesentlichen die wirkenden Belastungen

© Rittinghaus energy cable consult

10

A company of the BRUGG Group

Entscheidungsgrundlagen 1: Generell

Erneuerungen von Kabelanlagen werden oft auf Grund folgender Kriterien entschieden:

- Erreichung/Überschreitung der erwarteten Lebensdauer (40 Jahre)
- Häufiges Auftreten von Mängeln (Bleirisse, Leckagen etc.)
- Erreichung kritischer Grenzwerte
- Anbindung von neuer Schaltanlage
- Revisionen/Erneuerungen von Transformatoren
- Baulich bedingte Trassenänderungen

11

A company of the BRUGG Group

Entscheidungsgrundlagen 2: Isolieröl von Ölkabeln

Messwert	Normal	Kritisch
AC Durchschlag IEC 156	> 50 kV/2.5 mm	< 30 kV/2.5 mm
Feuchtigkeit Karl Fischer	5 - 10 ppm	> 35 ppm
Verlustfaktor $\tan \delta$ @ 90°C IEC 247	0.3 - 1%	> 1-2%
TCG (Total amount of combustible gases)	< 200 ppm	> 800 ppm

TCG: Σ CO, H₂, CH₄, C₂H₆, C₂H₄, C₂H₂ (ohne N₂, O₂, CO₂)

IEC 60422, Electra 176 (1998), IEEE Guide 5-28 (1997)

12

A company of the BRUGG Group

Entscheidungsgrundlagen 3: XLPE Kabel

Messwert	Normal	Kritisch
TE-Messung	Keine messbare TE	Isol: < 20 pC Muffen: 500 - 1'000 pC Endverschl: 3'500 pC
Verlustfaktor $\tan \delta$, 0.1 Hz Gilt nur für Kabel ohne dichten Metallmantel	$\tan \delta (2 U_0) < 1.2 \text{ ‰}$ und $\tan \delta (2U_0) - \tan \delta (U_0) < 0.6 \text{ ‰}$	$\tan \delta (2 U_0) > 4 \text{ ‰}$ und $\tan \delta (2U_0) - \tan \delta (U_0) > 1 \text{ ‰}$

1) Frank Petzold

2) R. Bach

13

A company of the BRUGG Group

Erneuern, bevor es zu spät ist !



14

A company of the BRUGG Group

Beispiel 1: Erneuerung 150 kV Sicherheits-Endverschluss (1 / 3)

ewb Löchligut

Original 1974

- 132 kV Ölkabelanlage mit ca. 40 m Gefälle
- Exponierte Lage der Endverschlüsse nahe Uferweg
- Vermehrtes Auftreten von Haarrissen im Porzellan Isolator
⇒ Verlust von SF₆-Gas
- Voraussichtliche Rest-Betriebszeit ≥ 10 Jahre

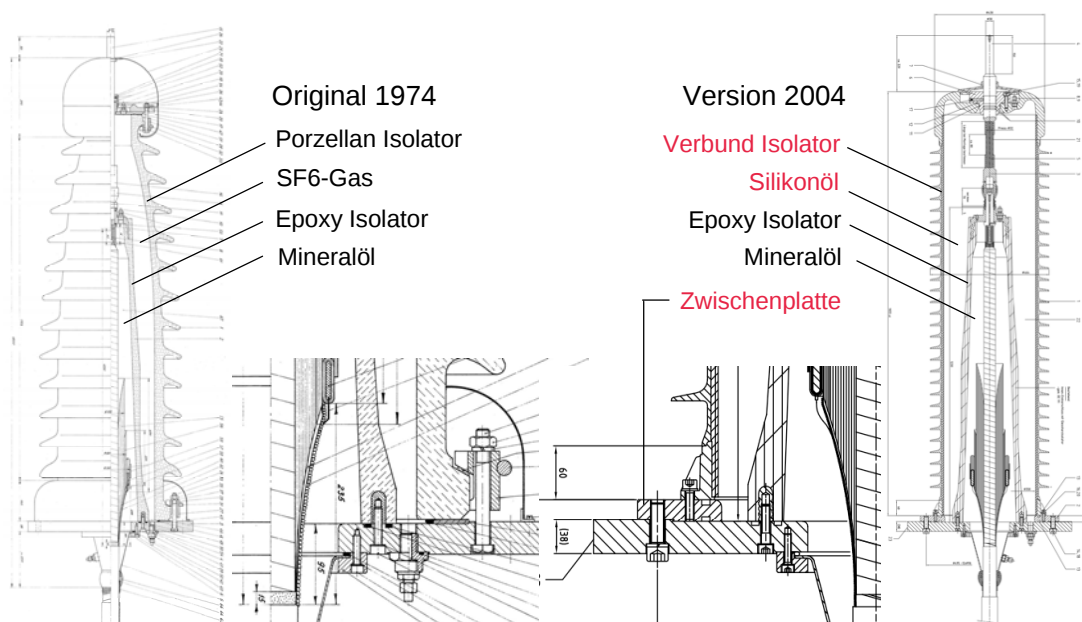
Anforderungen

- Kein SF₆-Gas Verlust in Atmosphäre
- Erhöhung Verfügbarkeit
- Sicherheit gegen Vandalen (Steinwurf)

15

A company of the BRUGG Group

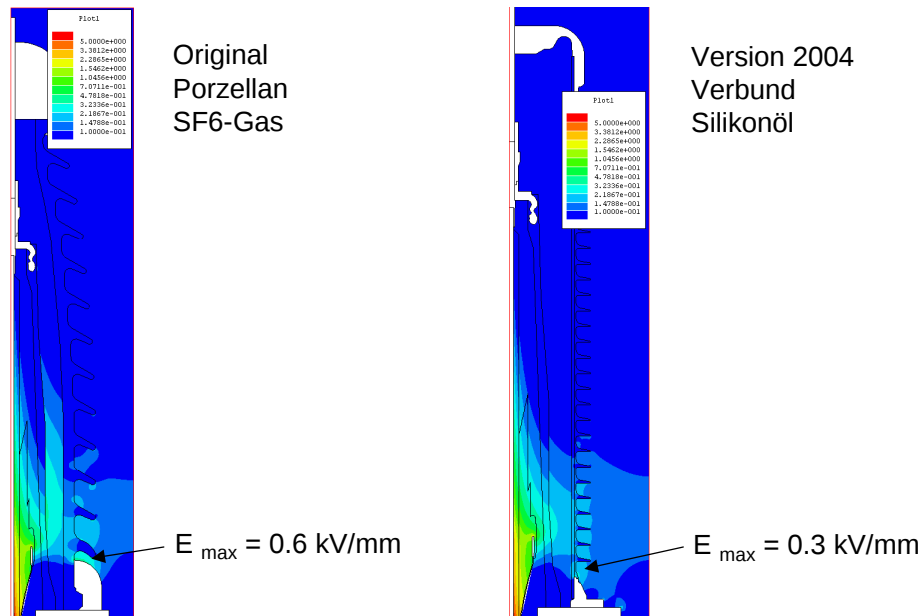
Beispiel 1: Erneuerung 150 kV Sicherheits-Endverschluss (2 / 3)



16

A company of the BRUGG Group

Beispiel 1: Erneuerung 150 kV Sicherheits-Endverschluss (3 / 3)



17

A company of the BRUGG Group

Beispiel 2: Übergangsmuffe 150 kV Öl/XLPE (1 / 3)

ewz Glaubtenstrasse

Original 1964

- 150 kV Ölkabelanlage Höggerberg - Oerlikon, $\Delta h = 80$ m
Sperrmuffe ca. in Mitte, $\Delta h = 50$ m
- Häufung von Leckagen infolge von Bleistruktur Veränderung



18

A company of the BRUGG Group

Beispiel 2: Übergangsmuffe 150 kV Öl/XLPE (2 / 3)

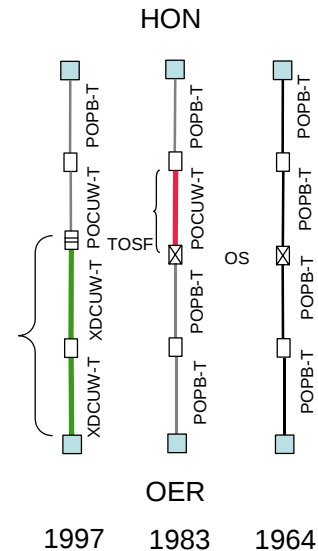
Erneuerung 1983

- Ersatz 1 Teilstrecke durch Ölkabel mit Kupfer- Wellmantel

Pb $\Rightarrow$ CUW aus Gründen der höheren Wechselbeanspruchung

Erneuerung 1997

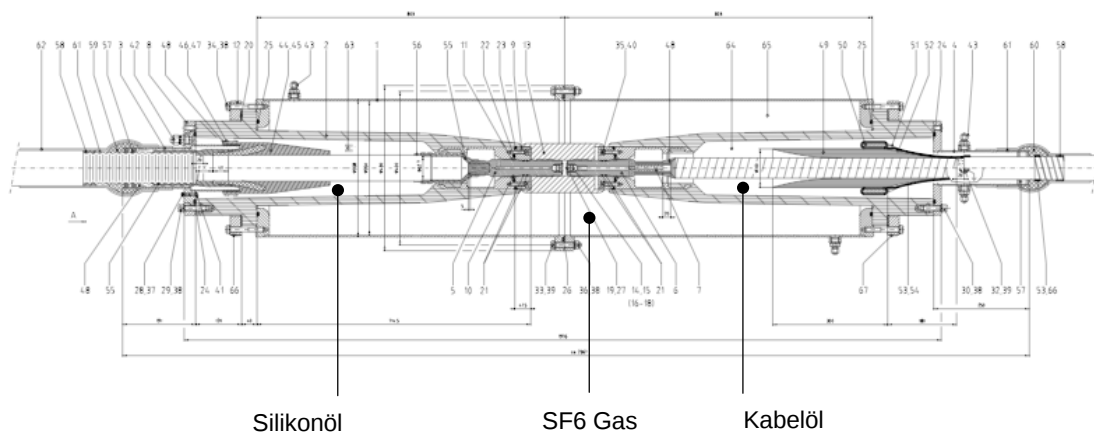
- Ersatz 2 Teilstrecken durch Polymerkabel mit Kupfer-Wellmantel
 - Montage von Übergangsmuffen
 - Montage von Aufschiebemuffen mit TE-Sensoren
- Öl $\Rightarrow$ XLPE aus Umweltgründen



19

A company of the BRUGG Group

Beispiel 2: Übergangsmuffe 150 kV Öl/XLPE (3 / 3)

XDCUW-T 1x300 mm²POCUW-T 1x300 mm²

Prüfung durch FKH

AC 190 kV, 15 Min. inkl. TE-Messung

20

A company of the BRUGG Group

Beispiel 3: Totalersatz 275 kV Kabelanlage (1 / 3)

Original 1964

- Trassenlänge 1'200 bzw. 1'050 m
- Zwei 220 kV (275 kV) Ölkabelsysteme 1 x 200 mm²,
eines davon mit häufigen Leckagen seit 2000 infolge Bleistruktur Veränderung
- Muffen in der Mitte

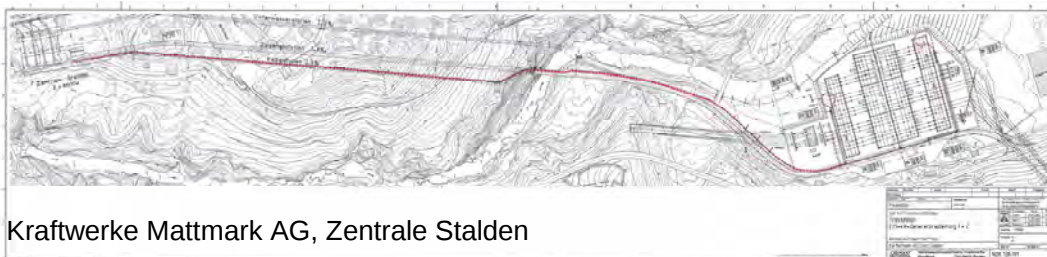
Anforderungen

- Umweltgerechte Entsorgung Ölkabel
- Zwei 275 kV Polymerkabelsysteme mit XLPE Isolation, 1 x 400 mm²
- Verlegung in gleichen Trasse
- Kurzschluss sichere Befestigung
- Keine Muffen
- Ersatz in 2 Etappen 2004 bzw. 2005 während Jahresrevision / Revision Transformer

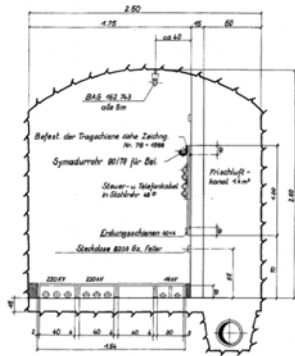
21

A company of the BRUGG Group

Beispiel 3: Totalersatz 275 kV Kabelanlage (2 / 3)



Kraftwerke Mattmark AG, Zentrale Stalden



22

A company of the BRUGG Group

Beispiel 3: Totalersatz 275 kV Kabelanlage (3 / 3)

- Montagearbeiten durch NOK / BKAG
- Verlegung in einer Länge mit Hilfe von Kabelraupen
- Verlegung bei < 5°C mit Hilfe von Heizzelt
- Anpassung der Transformer Kabelanschlusskästen durch ABB Secheron
- Prüfung durch FKH
AC 336 kV, 15 Min.
Einspeisung an Freiluft-EV
Transformer-EV mit Prüfhauben (SF6-Gas)
- Zeitbedarf 8 Wochen



Entsorgung

Nur eine fachgerechte Entsorgung ist ökologisch tragbar.

- Ölkabel
Öl ausblasen, Kabelenden mit Bleikappen verschliessen
Öl zur Altölsammelstelle
Kabel zum Altstoffhändler
- XLPE Kabel
Kabel zum Altstoffhändler
XLPE ist Sonderabfall (nicht recycelbar)

Schlussfolgerungen

- Entscheidungsgrundlagen für Erneuerungen sind vorhanden.
 - Öl: Ölanalyse
 - XLPE: TE-Messung
 - Grenzwerte lassen Interpretationsspielraum zu.
- Systematische Kontroll – und Unterhaltsarbeiten an Ölkabelanlagen können die Lebensdauer um Jahre verlängern.
- Lückenlose Dokumentation der Anlagen.
- Frühzeitige Abklärung der Schnittstellen
Geplante Lösungen mit betroffenen Lieferanten besprechen.

25

A company of the BRUGG Group



26

A company of the BRUGG Group

Teilnehmerverzeichnis sortiert nach Namen**Liste des participants par nom**

Ackermann	Martin	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Aeschbach	Bruno	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Affolter	Jean-François	Ecole d'Ingénieurs du Canton de Vaud Institut IESE	Yverdon-les-Bains
Amgarten	Sepp	Elektrizitätswerk Obwalden	Kerns
Anderegg	Yann	SIE SA Service intercommunal de l'électricité	Renens
Aschwanden	Thomas	Kraftwerke Oberhasli AG	Innertkirchen
Ast	Aurel	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Bärtschi	Walter	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Bärtschi	Markus	Industrielle Werke Basel	Basel
Balsiger	Jürg	Energie Wasser Bern Städtische Werke Bern	Bern
Barrera	Nhora	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Baumgärtner	Michael	IBC Energie Wasser Chur	Chur
Baumgartner	Toni	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Besold	Franz	ABB Schweiz AG	Zürich
Bétrisey	Raphael	HYDRO-EXPLOITATION SA	Sion
Bieri	Norbert	von Moos Stahl AG	Emmenbrücke
Bircher	Peter	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Bissat	Olivier	Services Industriels de Genève	Genève 2
Bissig	Otti	PFISTERER IXOSIL AG	Altdorf
Blanchard	Pierre-André	Siemens Suisse SA	Renens
Bleuel	Walter	Industrielle Werke Basel	Basel
Borcard	Olivier	Service de l'électricité de la ville de Lausanne	Lausanne 9
Bräunlich	Reinhold	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Braissant	Pierre	Service de l'électricité de la ville de Lausanne	Lausanne 9
Bucher	Paul	Elektrizitätswerk Obwalden	Kerns
Büchel	Beat	EKT AG	Arbon
Büttler	Roland	Atel Netz AG	Olten
Burgener	Hans-Peter	Nexans Suisse SA	Cortailod
Castelli	Giovanni	AEW Energie AG	Aarau
Cima	Edoardo	Officine Idroelettriche della Maggia SA	Locarno
Crameri	Dario	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Currit	Olivier	HYDRO-EXPLOITATION SA	Sion
Curty	Sandrine	Services Industriels de Genève	Genève 2
De Raemy	Emmanuel	montena emc sa	Rossens
Der Houhanessian	Vahe	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Dickel	Martin	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Durot	Dominique	Kraftwerke Hinterrhein AG	Thusis
Egger	Brigitte	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Engmann	Hartwig	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Fasciati	Andreas	Bergeller Kraftwerke	Vicosoprano
Füchsle	Dieter	ABB Schweiz AG	Zürich
Fuhr	Jitka	ABB Business Area Transformatoren	Spiez
Gabriel	Pierre	Energie Ouest Suisse	Lausanne
Gendotti	Samuele	ATEL Rete SA	Bodio
Gnaegi	Thierry	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Gnägi	Peter	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Godel	Axel	Groupe E SA	Fribourg

Gubler Guérig Guillod	Thilo Adrien Charles	Nordostschweizerische Kraftwerke AG Nordostschweizerische Kraftwerke AG Atel Netz AG	Baden Baden Olten
Hascher Heizmann Hofstetter Holenstein Huber Hugentobler	Edwin Thomas Martin Hansjörg Christof Paul	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich Fachkommission für Hochspannungsfragen Elektrizitätswerk der Stadt Zürich Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE Städtische Werke Winterthur (StWW) AEW Energie AG	Zürich Chez-le-Bart Zürich Aarau Winterthur Aarau
Imhof	Felix	Glattwerk AG	Dübendorf
Jäggi Jochberg Jörg Jörg Just	Urs Erich Markus Claus Per	AEK Energie AG PFISTERER IXOSIL AG Colenco Power Engineering AG Elektrizitätswerk des Bezirks Schwyz Städtische Werke Grenchen	Solothurn Aldorf Baden Schwyz Grenchen
Knab Knöpfel Krüger Krummen	Hans-Josef Rolf Franco Bernard	Fachkommission für Hochspannungsfragen Nordostschweizerische Kraftwerke AG Bergeller Kraftwerke Service de l'électricité de la ville de Lausanne	Däniken Baden Vicosoprano Lausanne 9
Larghi Lehner Leonhardt Lüscher	Daniel Markus Gregor Robert	Stationenbau AG Elektrizitätswerk der Stadt Zürich Industrielle Werke Basel AREVA T&D AG	Villmergen Zürich Basel Oberentfelden
Magri Marthaler Mathis Maurer Mehri Meier Mele Metzger Mikes Monnard Morger Müller Muller Nafzger Neuhold	Alessandro Hanspeter Peter Gerard Marcel Andreas Adamo Fridolin Endre Jacques Beat Pascal Pierre Martin Stephan	Nexans Suisse SA Elektrizitätswerke des Kantons Zürich Kraftwerke Oberhasli AG Pffner Messwandler AG Nordostschweizerische Kraftwerke AG Brugg Kabel AG Fachkommission für Hochspannungsfragen Nordostschweizerische Kraftwerke AG AREVA T&D AG Ecole d'ingénieurs et d'architectes de Fribourg AREVA T&D AG Elektrizitätswerk der Stadt Zürich Nordostschweizerische Kraftwerke AG Fachkommission für Hochspannungsfragen	Cortailod Zürich Innertkirchen Hirschthal Baden Brugg Zürich Laufenburg Oberentfelden Fribourg Oberentfelden Zürich Lausanne Baden Däniken
Overney	Christophe	Groupe E SA	Fribourg
Pennestri Perroud Petar Providoli	Massimo Jean-Claude Fausto Roger	Services Industriels de Genève Energie Ouest Suisse ATEL Rete SA Schweizerische Bundesbahnen	Genève 2 Lausanne Bodio Zollikofen
Racine Re Renaud Richard	Claude Romano François Marcel	Nordostschweizerische Kraftwerke AG Officine Idroelettriche della Maggia SA Energie Ouest Suisse Groupe E SA	Baden Locarno Lausanne Corcelles

Riehl	Hans-Norbert	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Riesen	Heinz	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Ritter	Luigi		Mettmenstetten
Roganti	Willi	Bergeller Kraftwerke	Vicosoprano
Rohs	Arian	AEW Energie AG	Aarau
Rosser	Alexander	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Roth	Heinrich	AEW Energie AG	Aarau
Sauvain	Hubert	Ecole d'ingénieurs et d'architectes de Fribourg	Fribourg
Savary	Etienne	Maxwell Technologies SA	Rossens
Schlotterbeck	Mike	EcoWatt Projects AG	Altendorf
Schmid	Roland	EcoWatt Projects AG	Altendorf
Schneebeli	Heinz	PFISTERER IXOSIL AG	Altdorf
Schneider	Gerald	Wienstrom GmbH	Wien
Scholer	Andreas	EBM Netz AG	Münchenstein
Schweizer	Martin	Pfiffner Messwandler AG	Hirschthal
Simka	Philipp	Eidg. Technische Hochschule Zürich	Zürich
Spiller	Corsin	Kraftwerke Hinterrhein AG	Thusis
Spirig	Friedrich	Atel Netz AG	Olten
Stalder	Urs	Aare Energie AG	Olten
Storf	Günther	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Streich	Kaspar	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Süess	Markus	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Taisch	Andri	IBC Energie Wasser Chur	Chur
Trotti	François	montena emc sa	Rossens
Valdambrini	Eric	Ecole d'ingénieurs et d'architectes de Fribourg	Fribourg
Vallotton	Jean-Daniel	Siemens Schweiz AG	Zürich
Vögeli	Rolf	AEK Energie AG	Solothurn
von Deschwanden	André	Centralschweizerische Kraftwerke AG	Luzern
Waser	Anton	Centralschweizerische Kraftwerke AG	Luzern
Weber	Hans-Jürg	Eidg. Technische Hochschule Zürich	Zürich
Wenger	Urs	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Winzeler	Bruno	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Wyss	Sascha	Siemens Schweiz AG	Zürich
Yildiz	Semih	Pfiffner Messwandler AG	Hirschthal
Zbinden	Hanspeter	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Ziegler	Roland	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Zimmer	Winfried	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Zurlinden	Alexandre	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen

Teilnehmerverzeichnis sortiert nach Firmen

Liste des participants par entreprises

Muller	Pierre		Lausanne
Ritter	Luigi		Mettmenstetten
Stalder	Urs	Aare Energie AG	Olten
Fuhr	Jitka	ABB Business Area Transformatoren	Spiez
Besold	Franz	ABB Schweiz AG	Zürich
Füchsle	Dieter	ABB Schweiz AG	Zürich
Jäggi	Urs	AEK Energie AG	Solothurn
Vögeli	Rolf	AEK Energie AG	Solothurn
Castelli	Giovanni	AEW Energie AG	Aarau
Hugentobler	Paul	AEW Energie AG	Aarau
Rohs	Arian	AEW Energie AG	Aarau
Roth	Heinrich	AEW Energie AG	Aarau
Baumgartner	Toni	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Engmann	Hartwig	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Gnaegi	Thierry	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Lüscher	Robert	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Mikes	Endre	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Morger	Beat	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Riesen	Heinz	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Büttler	Roland	Atel Netz AG	Olten
Guillod	Charles	Atel Netz AG	Olten
Spirig	Friedrich	Atel Netz AG	Olten
Gendotti	Samuele	ATEL Rete SA	Bodio
Petar	Fausto	ATEL Rete SA	Bodio
Fasciati	Andreas	Bergeller Kraftwerke	Vicosoprano
Krüger	Franco	Bergeller Kraftwerke	Vicosoprano
Roganti	Willi	Bergeller Kraftwerke	Vicosoprano
Ast	Aurel	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Bärtschi	Walter	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Bircher	Peter	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Cramer	Dario	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Gnägi	Peter	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Streich	Kaspar	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Zimmer	Winfried	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Zurlinden	Alexandre	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Meier	Andreas	Brugg Kabel AG	Brugg
von Deschwanden	André	Centralschweizerische Kraftwerke AG	Luzern
Waser	Anton	Centralschweizerische Kraftwerke AG	Luzern
Jörg	Markus	Colenco Power Engineering AG	Baden
Scholer	Andreas	EBM Netz AG	Münchenstein
Affolter	Jean-François	Ecole d'Ingénieurs du Canton de Vaud Institut IESE	Yverdon-les-Bains
Monnard	Jacques	Ecole d'ingénieurs et d'architectes de Fribourg	Fribourg
Sauvain	Hubert	Ecole d'ingénieurs et d'architectes de Fribourg	Fribourg
Valdambrini	Eric	Ecole d'ingénieurs et d'architectes de Fribourg	Fribourg
Schlotterbeck	Mike	EcoWatt Projects AG	Altendorf
Schmid	Roland	EcoWatt Projects AG	Altendorf
Simka	Philipp	Eidg. Technische Hochschule Zürich	Zürich
Weber	Hans-Jürg	Eidg. Technische Hochschule Zürich	Zürich
Büchel	Beat	EKT AG	Arbon
Hascher	Edwin	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Lehner	Markus	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Müller	Pascal	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Wenger	Urs	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich

Jörg	Claus	Elektrizitätswerk des Bezirks Schwyz	Schwyz
Amgarten	Sepp	Elektrizitätswerk Obwalden	Kerns
Bucher	Paul	Elektrizitätswerk Obwalden	Kerns
Aeschbach	Bruno	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Dickel	Martin	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Marthaler	Hanspeter	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Winzeler	Bruno	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Zbinden	Hanspeter	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Gabriel	Pierre	Energie Ouest Suisse	Lausanne
Perroud	Jean-Claude	Energie Ouest Suisse	Lausanne
Renaud	François	Energie Ouest Suisse	Lausanne
Balsiger	Jürg	Energie Wasser Bern Städtische Werke Bern	Bern
Hofstetter	Martin	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Bräunlich	Reinhold	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Der Houhanessian	Vahe	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Egger	Brigitte	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Heizmann	Thomas	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Chez-le-Bart
Knab	Hans-Josef	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Däniken
Mele	Adamo	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Neuhold	Stephan	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Däniken
Storf	Günther	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Imhof	Felix	Glattwerk AG	Dübendorf
Godel	Axel	Groupe E SA	Fribourg
Overney	Christophe	Groupe E SA	Fribourg
Richard	Marcel	Groupe E SA	Corcelles
Bétrisey	Raphael	HYDRO-EXPLOITATION SA	Sion
Currit	Olivier	HYDRO-EXPLOITATION SA	Sion
Baumgärtner	Michael	IBC Energie Wasser Chur	Chur
Taisch	Andri	IBC Energie Wasser Chur	Chur
Bärtschi	Markus	Industrielle Werke Basel	Basel
Bleuel	Walter	Industrielle Werke Basel	Basel
Leonhardt	Gregor	Industrielle Werke Basel	Basel
Durot	Dominique	Kraftwerke Hinterrhein AG	Thusis
Spiller	Corsin	Kraftwerke Hinterrhein AG	Thusis
Aschwanden	Thomas	Kraftwerke Oberhasli AG	Innertkirchen
Mathis	Peter	Kraftwerke Oberhasli AG	Innertkirchen
Savary	Etienne	Maxwell Technologies SA	Rossens
De Raemy	Emmanuel	montena emc sa	Rossens
Trotti	François	montena emc sa	Rossens
Burgener	Hans-Peter	Nexans Suisse SA	Cortaillod
Magri	Alessandro	Nexans Suisse SA	Cortaillod
Ackermann	Martin	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Barrera	Nhora	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Gubler	Thilo	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Guérig	Adrien	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Knöpfel	Rolf	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Mehri	Marcel	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Metzger	Fridolin	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Laufenburg
Nafzger	Martin	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Racine	Claude	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Riehl	Hans-Norbert	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Rosser	Alexander	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Süess	Markus	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Ziegler	Roland	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Cima	Edoardo	Officine Idroelettriche della Maggia SA	Locarno
Schweizer	Martin	Pfiffner Messwandler AG	Hirschthal

Yildiz	Semih	Pfiffner Messwandler AG	Hirschthal
Bissig	Otti	PFISTERER IXOSIL AG	Altdorf
Jochberg	Erich	PFISTERER IXOSIL AG	Altdorf
Schneebeli	Heinz	PFISTERER IXOSIL AG	Altdorf
Providoli	Roger	Schweizerische Bundesbahnen	Zollikofen
Borcard	Olivier	Service de l'électricité de la ville de Lausanne	Lausanne 9
Braissant	Pierre	Service de l'électricité de la ville de Lausanne	Lausanne 9
Krummen	Bernard	Service de l'électricité de la ville de Lausanne	Lausanne 9
Bissat	Olivier	Services Industriels de Genève	Genève 2
Curty	Sandrine	Services Industriels de Genève	Genève 2
Pennestri	Massimo	Services Industriels de Genève	Genève 2
Anderegg	Yann	SIE SA Service intercommunal de l'électricité	Renens
Vallotton	Jean-Daniel	Siemens Schweiz AG	Zürich
Wyss	Sascha	Siemens Schweiz AG	Zürich
Blanchard	Pierre-André	Siemens Suisse SA	Renens
Just	Per	Städtische Werke Grenchen	Grenchen
Siepe	Markus	Städtische Werke Grenchen	Grenchen
Huber	Christof	Städtische Werke Winterthur (StWW)	Winterthur
Larghi	Daniel	Stationenbau AG	Villmergen
Holenstein	Hansjörg	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE	Aarau
Bieri	Norbert	von Moos Stahl AG	Emmenbrücke
Schneider	Gerald	Wienstrom GmbH	Wien

Referentenadressen / adresses des conférencier

Aschwanden, Dr.	Thomas	KWO Kraftwerke Oberhasli AG Postfach 3862 Innertkirchen	ast@kwo.ch Tel.: +41 33 982 20 11 dir.: +41 33 982 20 82 Fax: +41 33 982 20 06
Bircher	Peter	BKW FMB Energie AG Bahnhofstrasse 20 3072 Ostermundigen	peter.bircher@bkw-fmb.ch Tel.: +41 31 330 51 11 dir.: +41 31 330 52 92 Fax: +41 31 330 53 33
Bissat	Olivier	Services Industriels de Genève Case postale 2777 1211 Genève 2	olivier.bissat@sig-ge.ch Tel.: +41 22 420 88 11 dir.: +41 22 420 83 61 Fax: +41 22 420 95 80
Bräunlich, Dr.	Reinhold	FKH Fachkommission für Hochspannungsfragen Voltastrasse 9 8044 Zürich	braeunlich@fkh.ch Tel.: +41 44 253 62 62 dir.: +41 44 253 62 63 Fax: +41 44 253 62 60
Füchsle	Dieter	ABB Schweiz AG High Voltage Products Brown Boveri-Str. 5 8050 Zürich	dieter.fuechsle@ch.abb.com Tel.: +41 58 588 33 00 dir.: +41 58 588 30 46 Fax: +41 58 588 30 44
Holenstein	Hansjörg	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, VSE Hintere Bahnhofstrasse 10 5001 Aarau	hansjoerg.holenstein@strom.ch Tel.: +41 62 825 25 25 dir.: +41 62 825 25 35 Fax: +41 62 825 25 26
Jörg	Claus	Elektrizitätswerk des Bezirks Schwyz Rietstrasse 15-17 6430 Schwyz	c.joerg@ebs-strom.ch Tel.: +41 41 819 69 11 dir.: +41 41 819 69 17 Fax: +41 41 819 69 10
Meier	Andreas	Brugg Kabel AG Klosterzelgstrasse 28 5201 Brugg	meier.andreas@brugg.com Tel.: +41 56 430 33 33 dir.: +41 56 460 33 73 Fax: +41 56 430 35 36
Mikes	Endre	AREVA T&D AG Carl-Sprecher-Strasse 3 5036 Oberentfelden	endre.mikes@areva-td.com Tel.: +41 62 737 37 00 dir.: +41 62 737 36 05 Fax: +41 62 737 33 99
Racine	Claude	Nordostschweizerische Kraftwerke AG Parkstrasse 23 5401 Baden	clauderacine@nok.ch Tel.: +41 56 200 31 11 dir.: +41 56 200 38 96 Fax: +41 56 200 37 88
Sauvain, Prof.	Hubert	EIAF Bld. de Pérolles 80 1705 Fribourg	hubert.sauvain@eif.ch Tel.: +41 26 429 66 11 dir.: +41 26 429 65 85 Fax: +41 26 429 66 00
Savary	Etienne	Maxwell Technologies SA Centre technologique 1728 Rossens	esavary@maxwell.com Tel.: +41 26 411 85 00 dir.: +41 26 411 85 70 Fax :+41 26 411 85 05

