

11. August 2005

# **Strompanne der SBB vom 22. Juni 2005**

## Vorwort

Der Verwaltungsrat der SBB AG hat sich intensiv mit der Strompanne befasst, die am 22. Juni 2005 den Zugverkehr in der Schweiz vorübergehend zum Stillstand gebracht hatte. Er hat als Resultat den vorliegenden Bericht der SBB verabschiedet und gutgeheissen. Dieser analysiert und dokumentiert detailliert die chronologischen Abläufe der Störung und die genauen Ursachen, die zum Totalausfall der Bahnstromversorgung auf dem ganzen Netz und damit zur bisher grössten Betriebspanne geführt haben. Der Bericht ist in drei Teile gegliedert: Das Management Summary fasst die Erkenntnisse im Überblick zusammen, die Kapitel Ablauf sowie Ursachen und Massnahmen lassen den Hergang der Panne und die daraus abgeleiteten Konsequenzen logisch nachvollziehen, und der Anhang bietet den Fachexperten einen detaillierten Einblick in die Komplexität des Ereignisses.

Eine Feststellung ist für den Verwaltungsrat besonders wichtig: Ein Sicherheitsrisiko oder eine Gefahr für Reisende und Mitarbeitende bestand zu keinem Zeitpunkt der Panne. Die betrieblichen Auswirkungen hingegen waren massiv, blieben doch rund 200'000 Reisende während Stunden in Zügen und an den Bahnhöfen blockiert. Den Kunden und den Bahnen entstanden beträchtliche Umtriebe und Unkosten, ganz abgesehen vom nicht bezifferbaren Imageschaden für den öffentlichen Verkehr. Der Verwaltungsrat nahm dabei auch zur Kenntnis, dass das Störungsmanagement am Abend der Panne sowie die Kundenbetreuung gut funktionierten, was er hauptsächlich auf die gut eingespielte Organisation der integrierten Bahn und das enorme Engagement aller Mitarbeitenden und Beteiligten zurückführt.

Im Nachhinein zeigte die Analyse, dass mit geeigneten Massnahmen und Entscheiden die Strompanne hätte vermieden bzw. dass in einer zweiten Phase die Auswirkungen hätten mindestens begrenzt werden können. Der Bericht enthält deshalb bezogen auf die Ursachen zahlreiche Sofort- und längerfristige Massnahmen. Diese tragen dazu bei, das Risiko einer ähnlichen Störung des Bahnbetriebs weiter zu minimieren. Sowohl Naturereignisse wie auch der Faktor Mensch - wie im Fall des 22. Juni - werden auch künftig eine wesentliche Rolle bei Störungen bzw. beim Störungsmanagement spielen. Deshalb müssen technische Systeme optimal an die Bedienungsbedürfnisse angepasst und in sich robust gegen Ausfälle und Störungen ausgestaltet sein. Selektion und Ausbildung des Betriebspersonals sowie Ausgestaltung der Betriebsabläufe müssen diesen hohen Anforderungen entsprechen. Die von der SBB eingeleiteten Massnahmen tragen zu dieser Zielerreichung bei.

Der vorliegende Bericht klärt abschliessend, ausführlich und transparent alle Fragen zur konkreten Strompanne und den getroffenen Massnahmen. Dieses Einzelereignis und dessen öffentliche Diskussion haben jedoch generelle Fragen zur Bahnstromversorgung aufgeworfen wie zum Beispiel zur nicht optimalen Netztopologie. Da diese Fragen in keinem direkten Zusammenhang mit der Ursache der Strompanne stehen, sind sie nicht Bestandteil des Berichtes. Der Verwaltungsrat der SBB hat deshalb den Auftrag für eine „Second Opinion“ durch ein externes Audit-Unternehmen gegeben. Insbesondere geht es darum, eine Analyse der Bahnstromanlagen hinsichtlich ihrer Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit zu erstellen. Der

Auftrag umfasst auch Abklärungen zur Frage, weshalb ein solcher Ereignisfall nicht mit den bestehenden Risikomanagement-Instrumenten antizipiert werden konnte. Ebenso will der Verwaltungsrat mit dem Gutachten die Frage der Verantwortlichkeit für die Strompanne geklärt haben.

Der Verwaltungsrat der SBB AG ist überzeugt, dass die SBB mit der in diesem Bericht durchgeführten Analyse und den ergriffenen Massnahmen operativ konsequent ihre Lehren aus dem Stromausfall vom 22. Juni 2005 zieht. Sie sorgt wirksam vor, damit eventuelle künftige Ereignisse dieses Ausmasses im Interesse der Kundinnen und Kunden mit allen Mitteln vermieden werden können.

Thierry Lalive d'Épinay  
Präsident des Verwaltungsrats SBB

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Management Summary</b> .....	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Ablauf der Strompanne</b> .....	<b>9</b>
2.1	Ausgangslage.....	10
2.2	Zeitliche Abfolge der Strompanne am 22. Juni 2005.....	10
2.3	Kundendienstliche Aspekte Personenverkehr.....	12
2.4	Kundendienstliche Aspekte Cargo .....	12
<b>3</b>	<b>Ursachen und Massnahmen</b> .....	<b>14</b>
3.1	Ursache 1: Falsche Einschätzung des Risikos wegen falscher Anlagedaten in der Zentrale .....	14
3.2	Massnahmen zur Ursache 1 .....	16
3.3	Ursache 2: Fehlende Übersicht und Unmöglichkeit einer raschen und richtigen Lagebeurteilung wegen Alarmflut .....	18
3.4	Massnahmen zur Ursache 2 .....	20
3.5	Ursache 3: Ein derartiges Szenario wurde nie in Betracht gezogen .....	20
3.6	Massnahmen zur Ursache 3 .....	21
<b>4</b>	<b>Anhang 1 – Ablauf</b> .....	<b>24</b>
4.1	Einleitende Bemerkungen zum Anhang 1 .....	24
4.2	Bahnstrominfrastruktur .....	24
4.3	Netzsituation.....	25
4.3.1	Generelle Lage des Netzes und der Maschinen in den Werken am 22. Juni 2005.....	25
4.3.2	Besondere Lage im Kanton Uri.....	26
4.4	Briefing am Morgen des 22. Juni 2005.....	28
4.5	Ablauf der Strompanne.....	29
4.5.1	Schutzausschaltung der Leitung Amsteg–Rotkreuz.....	29
4.5.2	Netzinsel Süd (Uri/Tessin) .....	29
4.5.3	Netzinsel Nord (Deutsch-/Westschweiz) .....	34
4.5.4	Zentrale Leitstelle (ZLS) .....	38
4.5.5	Aufbau des Netzes .....	42
4.6	Die betriebliche und kundendienstliche Bewältigung des Ereignisses.....	44
4.6.1	Krisenbewältigung Phase 1 (bis 20:00 Uhr): Betriebsführung .....	44
4.6.2	Krisenbewältigung Phase 2 (ab 20:00 Uhr): Krisenstab .....	45
4.6.3	Kundendienstliche Aspekte Personenverkehr.....	46
4.6.4	Kundendienstliche Aspekte Cargo .....	47
4.6.5	Erfahrungen aus der Kommunikation.....	47
4.6.6	Fazit .....	48
4.7	Die finanziellen Folgen des Ereignisses.....	49
<b>5</b>	<b>Anhang 2 - Bahnstrominfrastruktur</b> .....	<b>50</b>
<b>6</b>	<b>Anhang 3 - Glossar</b> .....	<b>51</b>

## 1 Management Summary

Am Abend des 22. Juni 2005 ereignete sich bei der SBB eine netzweite Strompanne, die den Zugverkehr der SBB und vieler anderer Bahnen während gut drei Stunden zum Erliegen brachte. Es handelte sich um die bisher grösste Betriebspanne der Schweizer Bahnen. Entsprechend sorgte sie weit über die Landesgrenzen hinaus für Aufsehen.

Der vorliegende Bericht dokumentiert und analysiert die chronologischen Abläufe des Ausfalls, die genauen Ursachen und zeigt die ergriffenen Massnahmen auf.

Ausgangspunkt der Strompanne am späteren Nachmittag des 22. Juni 2005 waren falsche Angaben in der Anlagendokumentation. Aufgrund dieser Angaben gingen die Verantwortlichen der Netzführung von der Annahme aus, dass die Übertragungsleitung zwischen Amsteg und Rotkreuz über eine Transportkapazität von 240 Megawatt verfügt. Dies traf für die Leitung selbst zu, doch die Trenner in der Schaltanlage in Rotkreuz waren lediglich für eine Leistung von 211,2 Megawatt ausgelegt und somit das schwächste Glied der Übertragungskette.

Diese falsche Kapazitätsannahme für die Leitung Amsteg–Rotkreuz führte dazu, dass die gesamten – ansonsten korrekten – Planungen auf zu hohen Kapazitätswerten in der Anlagendokumentation basierten und die Instrumente zur Risikominderung ihre Wirkung verfehlten: In den Energieprogrammen wurden 70 Megawatt als Reserve vorgesehen. In Tat und Wahrheit betrug diese jedoch nur 40 Megawatt. Im Briefing für die Produktionsplanung wurden aus dem selben Grund die Risiken bei verschiedenen Ausfallszenarien nirgends als kritisch beurteilt. Demzufolge unterblieben entsprechende Vorsorgemassnahmen.

Die Störung selbst wurde um **17:08 Uhr** durch eine kurzzeitige Überlast auf der Leitung Amsteg–Rotkreuz ausgelöst. Sie hatte aufgrund der wegen Bauarbeiten abgeschalteten Leitung Amsteg/Wassen–Steinen als einzige Verbindung den Energieaustausch zwischen der Gotthardregion und den anderen Landesteilen ermöglicht. Das Tessin wies zu diesem Zeitpunkt aufgrund der Energierückspeisung durch talwärts fahrende Züge teilweise negative Lasten auf. Eine dieser so genannten Rekuperationsstromspitzen reichte zusammen mit den tiefer als erwartet eingestellten Schutzwerten der Leitung Amsteg–Rotkreuz aus, dass die noch in Betrieb stehende Leitung wegen Überlast automatisch ausgeschaltet wurde.

Nach dem automatischen Ausschalten der Leitung Amsteg–Rotkreuz zerfiel das SBB-Übertragungsnetz in zwei Teile: Uri/Tessin einerseits sowie Deutsch- und Westschweiz andererseits. Im Süden war plötzlich zu viel Leistung vorhanden. Die Drehzahl der Kraftwerk-Maschinen schnellte als Folge der plötzlichen Überproduktion von rund 200 Megawatt über die maximal erlaubte Drehzahl hoch und führte innerhalb von acht Sekunden zu Schutzabschaltungen und damit zum Ausfall der Kraftwerke Ritom und Göschenen sowie des Fre-

quenzumformers in Giubiasco. Die Energieversorgung im Raum Uri/Tessin brach zusammen.

Das plötzliche Abschalten der Übertragungsleitung Amsteg–Rotkreuz hatte zunächst scheinbar keine unmittelbaren Auswirkungen auf den Bahnbetrieb in der Deutsch- und Westschweiz. Die nördlich der Trennstelle fehlende Leistung von rund 200 Megawatt wurde durch den automatischen Leistungsbezug ab dem Netz der Deutschen Bahn und durch das ebenfalls automatische Hochfahren der Produktion der SBB-Kraftwerke Châtelard, Vernayaz und Etzel wettgemacht. Im Bemühen, den Betrieb im Süden wieder hochzufahren, wurden die entsprechenden Alarmmeldungen im Norden nicht wahrgenommen, welche darauf hinwiesen, dass die Netzkupplungen für den Energiebezug ab der Nachbarbahn überlastet waren. Um **17:35 Uhr** kam es zur Überstrom-Auslösung bei den Netzkupplungen zur Deutschen Bahn, die Maschinen und Frequenzumformer in der Deutsch- und Westschweiz schalteten wegen Überlast bzw. zu hoher Temperaturen automatisch ab, was auch im Norden zum Netzzusammenbruch führte.

Ab **18:45 Uhr** konnte die SBB mit dem Wiederaufbau des Energieversorgungsnetzes beginnen. Um aus einem klar definierten Zustand das Netz rasch wieder aufbauen zu können, musste zuerst überall die Last abgetrennt werden. Das Zusammenschalten der Teilnetze und sukzessive Zuschalten der Speisepunkte dauerte rund 90 Minuten, so dass die ersten Personenzüge kurz nach 20 Uhr wieder fahren konnten. Ab **21:15 Uhr** war das gesamte Hochspannungsnetz über Transformatoren wieder mit dem Fahrleitungsnetz verbunden, damit wieder voll einsatzfähig und stabil in Betrieb. Ab **21:30 Uhr** verkehrten die Personenzüge wieder netzweit, und auch die ersten Güterzüge konnten weiterfahren. Nach Mitternacht rollte das Cargo-Express-Netz wieder an. Die Rangierbahnhöfe nahmen den Betrieb in den frühen Morgenstunden auf.

Ziel der Störungsbewältigung war es, die Kundinnen und Kunden noch in der selben Nacht nach Hause zu bringen. Dazu bot die SBB zahlreiche Mitarbeitende in den Fernsteuerzentren, den Betriebsleitzentralen und zur Kundenlenkung in den Bahnhöfen auf. In erster Priorität galt es, mit Hilfe von Diesellokomotiven die in Tunnels stecken gebliebenen Züge ins Freie zu schaffen. Rund 250 Extrabusse und zahlreiche Taxis standen im Einsatz, um die Reisenden an das Ziel zu bringen. Das Personal verteilte „Sorry“-Railchecks und unterstützte bei der Organisation der Weiterreise.

Ein Sicherheitsrisiko oder eine Gefahr für Reisende und Mitarbeitende bestand zu keinem Zeitpunkt der Panne. Die betrieblichen Auswirkungen hingegen waren gross: Die Strompanne brachte rund 2000 Züge zum Stehen. 200'000 Reisende waren vom Unterbruch direkt betroffen. Der finanzielle Schaden – Ertragsausfälle, Kundenentschädigungen und Mehraufwände – beträgt für die SBB insgesamt rund fünf Millionen Franken. Der Betrag enthält die Ertragsausfälle im Reise- und Güterverkehr, die Kosten für die „Sorry“-Railchecks, die Mindererträge beim Trassenverkauf sowie die Aufwendungen für das Beheben der Störung. Nicht beziffern lässt sich indes der entstandene Imageverlust, der durch das Ereignis für das Unternehmen entstanden ist.

Die Analyse zeigt, dass mit geeigneten Massnahmen und Entscheiden die Strompanne hätte vermieden bzw. nach der Netztrennung in ihren Auswirkungen mindestens begrenzt werden können. Die SBB verfügte während des ganzen Vorfalls in beiden Teilnetzen jederzeit über genügend Energie. Vielmehr führten die ungleiche Verteilung der Energieproduktion und des Energieverbrauchs und die nicht rechtzeitig ergriffenen Massnahmen zur Stabilisierung des noch intakten Teilnetzes zur Überlastung und damit zur automatischen Schutzabschaltung der einzelnen Anlagen.

Die drei Ursachen der Strompanne:

*Erste Ursache* für die Strompanne waren – wie bereits erwähnt – die falschen Anlagedaten zur Transportkapazität der Übertragungsleitung von Amsteg nach Rotkreuz.

*Zweite Ursache* war die fehlende Übersicht und die Unmöglichkeit einer raschen und richtigen Lagebeurteilung als Folge einer Überflutung durch die Alarmmeldungen. In den ersten 60 Minuten löste die Störung rund 18'000 Alarmmeldungen aus, davon 3400 kritische. Die akute Gefährdung des nördlichen Netzteils wurde nicht erkannt. Hätten die Mitarbeiter in der zentralen Leitstelle (ZLS) unmittelbar nach Beginn der Störung den Ernst der Lage in der Deutsch- und Westschweiz erkannt, hätten sie genügend Möglichkeiten und Zeit (rund 20 Minuten) gehabt, um den Zusammenbruch des Netzes in der Deutsch- und Westschweiz zu verhindern. In den Frequenzumformerwerken Rapperswil, Kerzers und Massaboden hätte der Leistungsfluss der drei laufenden Maschinen, die allesamt Energie vom Bahnstrom- ins 50-Hz-Netz transportierten, innert Sekunden umgedreht werden können. Im Frequenzumformer Seebach arbeitete eine Maschine im Teillastbetrieb. Diese hätte die ZLS ebenfalls rasch auf Volllast einstellen können. Mit diesen Sofortmassnahmen hätte sich die Last in der Netzinsel in der Deutsch- und in der Westschweiz auf einen Schlag um 61 Megawatt reduzieren und die Produktion um 122 Megawatt erhöhen lassen. Das Lastverhältnis hätte sich so insgesamt um 183 Megawatt verändert. Zusammen mit den beiden Kupplungen zur Deutschen Bahn mit einer Leistung von je 75 Megawatt hätte dies bei weitem ausgereicht, um den Ausfall der Produktion aus dem Gotthardgebiet zu kompensieren und die Deutsch- und Westschweiz nachhaltig zu stabilisieren.

*Dritte Ursache* war die fehlende Antizipation eines solchen Grossereignisses als Folge einer Kettenreaktion von Kleinstörungen. Die Möglichkeit einer schweizweiten Bahnstrompanne wurde vor dem 22. Juni nie als Risiko in Betracht gezogen. Damit fehlten beim Ereigniseintritt auch die entsprechenden Dispositive zum Verhindern oder Eingrenzen der Störung. Der Wiederaufbau des Energienetzes und die Wiederaufnahme des ordentlichen Bahnbetriebs liess sich dank den im Zusammenhang mit der Einführung von Bahn 2000 erstellten Unterlagen rasch bewältigen.

Ein Bündel von rund 20 Sofort- und Langfrist-Massnahmen wurde bereits umgesetzt oder ist in Realisierung.

- So hat die SBB die Regelreserve im Gesamtsystem um 50 Megawatt erhöht und die Richtlinien bei Abweichungen von den Planwerten angepasst. In den kommenden Monaten wird die seit Februar 2005 laufende Bereinigung der Prozesse abgeschlossen. Zudem werden die Risiken systematisch analysiert und Massnahmen zu deren Vermeidung ergriffen.
- Das Leitsystem wird aufgrund der Erkenntnisse aus der Strompanne in einer ersten Phase so angepasst, dass die Alarme gefiltert und priorisiert werden können. Anschliessend werden die Arbeiten zur Definition der Bedürfnisse und Spezifikationen für ein neues Leitsystem an die Hand genommen.
- Bei der Schulung des Personals in der zentralen Leitstelle sollen neu moderne Simulationsinstrumente eingesetzt und die Ausbildung und das Training in Zukunft noch gezielter auf die erste Analyse sowie auf die zu treffenden Sofortmassnahmen im Störfall ausgerichtet werden. Im Rahmen von Krisenübungen wird speziell das Thema „Energie“ regelmässig und unter Einbezug der wichtigsten Partner geübt.
- Für Grossstörungen wurde der Störungsmanagement-Prozess angepasst: Unmittelbar nach der ersten Analyse und der Eingrenzung der Störung muss geprüft und sichergestellt werden, dass jene Netzteile, die auf den ersten Blick normal funktionieren, auch tatsächlich sicher mit Energie versorgt werden. Bei Bedarf müssen zuerst Massnahmen zur nachhaltigen Stabilisierung dieser Teile ergriffen werden. Erst im Anschluss an diesen Schritt kümmern sich die Mitarbeitenden in der ZLS um die gestörten Netzteile. Falls die Lage im gestörten Bereich durch Erhöhung der Produktion nicht stabilisiert werden oder nicht rasch genug erfolgen kann, existieren neu Prozesse zur gezielten aktiven Reduktion der Last. Dieses Instrument erlaubt es, eine Störung durch Verlangsamen oder Anhalten von Zügen auf wirkungsvolle Art und Weise einzugrenzen und die noch funktionierenden Teile des Systems rasch wieder nachhaltig zu stabilisieren.
- Der bereits im Herbst 2004 beschlossene Aufbau der Fachgruppe Systemdesign und Systemoptimierung ist mittlerweile abgeschlossen. Diese Gruppe bildet die Basis für die Bearbeitung komplexer Systemfragen, mit denen die SBB an verschiedenen Stellen im Energiesystem in naher Zukunft konfrontiert werden wird. Denn die Beherrschung komplexer technischer Systeme setzt entsprechende Führungssysteme und Menschen voraus, welche die damit verbundene Komplexität, Technik, Prozesse verstehen und handhaben können.

All die ergriffenen Massnahmen tragen dazu bei, das Risiko einer ähnlich weit reichenden Störung des Bahnbetriebes weiter zu minimieren.



## 2 Ablauf der Strompanne

Die SBB ist gemäss Eisenbahngesetz (EBG) für den Betrieb der Infrastruktur verantwortlich. Dieser umfasst u.a. auch die Führung der Stromversorgungssysteme (Art. 5 Abs. 3 EBG). Zuständig für die Energieversorgung innerhalb von SBB-Infrastruktur ist der Bereich Energie (EN). EN ist verantwortlich für acht Kraftwerke, fünf Frequenzumformer, zwei Netzkupplungen mit der Deutschen Bahn (DB) sowie 63 Unterwerke und 1800 Kilometer Übertragungsleitung (siehe Abbildung 1).

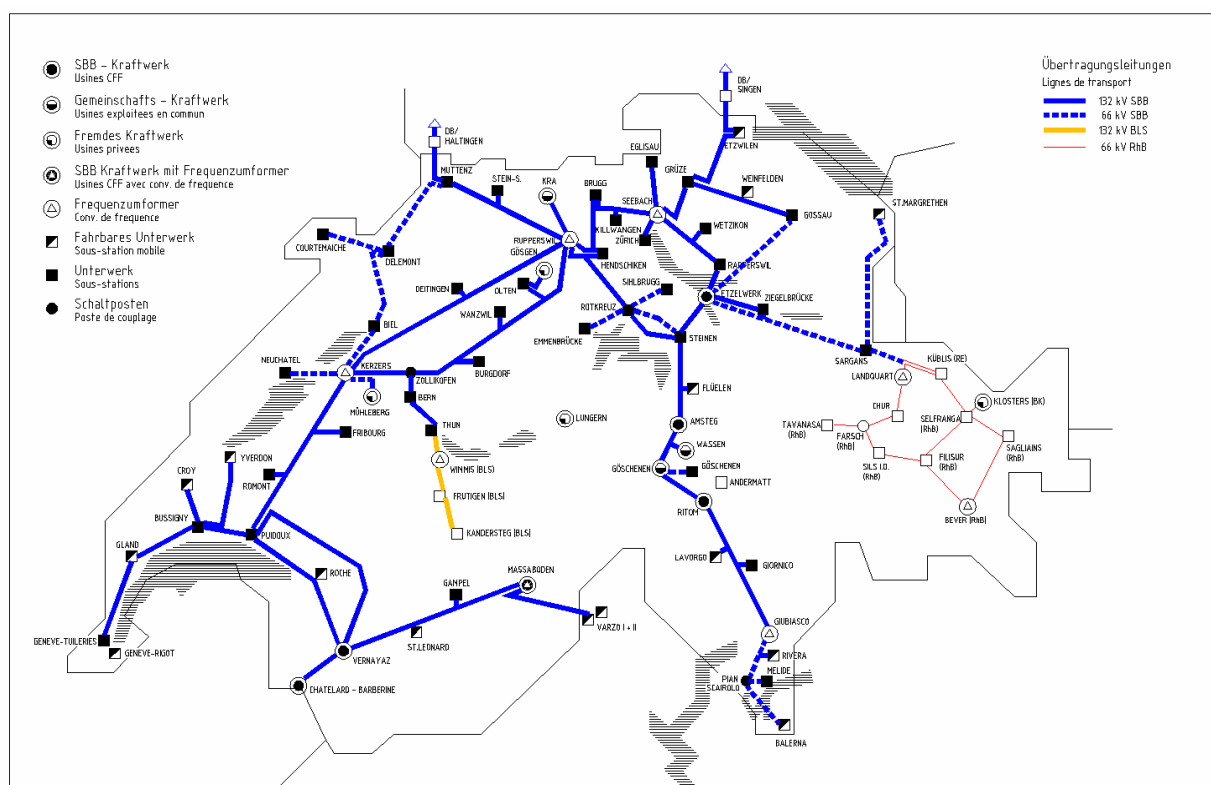


Abbildung 1: Plan des Bahnstromnetzes der Schweiz

Dieses Kapitel konzentriert sich auf die wesentlichen Punkte im Ablauf der Strompanne.

Im Anhang 1 werden die folgenden Aspekte ausführlich geschildert:

- detaillierte Auflistung der Ereignisse im Bahnstromnetz
- betriebliche Bewältigung des Ereignisses
- Erfahrungen aus der Kommunikation
- wie sich die der SBB entstandenen Kosten von rund CHF 5 Mio. zusammensetzen

## 2.1 Ausgangslage

Am 22. Juni 2005 waren eine Maschine in Châtelard und zwei Maschinen im Etselwerk sowie eine Maschine im Frequenzumformerwerk Kerzers wegen Reparaturen oder Revisionsarbeiten ausgeschaltet. Alle anderen Produktionsanlagen waren verfügbar.

Von den Übertragungsleitungen waren abgesehen von der Leitung Amsteg/Wassen-Steinen (wegen Bauarbeiten am Nachmittag des 22. Juni) und Bussigny-Genève-Rigot (defektes Kabel) alle eingeschaltet.

Die besondere Lage im Kanton Uri bestand darin, dass am Nachmittag des 22. Juni 2005 direkt unter der Leitung Amsteg/Wassen-Steinen Rammarbeiten an einer Baustelle durchgeführt werden mussten. Um die Bauarbeiter nicht zu gefährden musste die Leitung aus Sicherheitsgründen ausgeschaltet werden. Damit stand aus dem Gotthardgebiet ins Mittelland nur noch die Leitung von Amsteg nach Rotkreuz mit einer Übertragungskapazität gemäss damaliger Dokumentation von 240 MW zur Verfügung.

Wie üblich fand auch am 22. Juni ein morgendliches Tagesbriefing zur Lagebeurteilung statt. Das Team stellte explizit fest, dass die Situation zwischen 13:00 Uhr und 18:00 Uhr kritisch werden könnte. Nach der Überprüfung der Unterlagen wurden die Risiken als beherrschbar eingeschätzt. Folgende Überlegungen führten zu diesem Schluss: Erstens verfügte die verbleibende Übertragungsleitung über eine Kapazität von 240 MW, was bei einer vorgesehenen Übertragungsleistung von 170 MW aus dem Raum Gotthard ins Mittelland eine Reserve von 70 MW ergab. Zweitens wurde von der Netzführung angeordnet und mit dem Bauunternehmer vereinbart, dass die Baustelle bei Bedarf innert 20 Minuten geräumt und die ausgeschaltete Leitung Amsteg/Wassen-Steinen wieder zugeschaltet werden konnte. Unter diesen Bedingungen wurde im Briefing entschieden, die Energieprogramme wie geplant umzusetzen.

## 2.2 Zeitliche Abfolge der Strompanne am 22. Juni 2005

In groben Zügen spielte sich die Strompanne wie folgt ab:

- Um 17:08 Uhr wurde die Leitung Amsteg–Rotkreuz in Folge einer kurzfristigen Überlastung automatisch ausgeschaltet. Da wegen der Baustelle die anderen beiden Leitungen ausgeschaltet waren, bestand zwischen dem Gotthardgebiet und der Zentralschweiz keine Verbindung mehr. Deshalb zerfiel das SBB-Bahnstromnetz in zwei so genannte Inselnetze: Süd und Nord. Die Frequenzen nördlich und südlich des Leitungsunterbruchs liessen sich nicht mehr synchronisieren. Deshalb konnten die beiden Netzinseln auch nicht mehr zusammengeschaltet werden.

- Durch die Auslösung der Leitung Rotkreuz–Amsteg war in der Insel Süd ein Überschuss von rund 200 MW vorhanden. Dieser Überschuss trieb die Frequenz über den maximal erlaubten Grenzwert nach oben, was innerhalb von acht Sekunden zu Schutzabschaltungen der meisten Maschinen führte.
- In der Folge konnte die Stromversorgung nicht mehr gewährleistet werden, und der Bahnverkehr kam im Tessin und am Gotthard zum Erliegen.
- Die Insel Nord (Deutsch-/Westschweiz) wurde vorerst über die zwei Kuppelstellen zur DB und durch das automatisch Hochfahren der Produktion in den Kraftwerken Châtelard, Vernayaz und Etzel mit der aus dem Raum Gotthard fehlenden Energie versorgt. Nachdem diese um 17:35 Uhr wegen Überlastung automatisch abgeschaltet worden waren, wurde die Insel Nord ebenfalls instabil. Da die Stromversorgung in der Folge nicht mehr aufrecht erhalten werden konnte, brach auch hier der Bahnverkehr zusammen.
- Unmittelbar nach dem Zusammenbruch wurde der Wiederaufbau des Netzes in Angriff genommen. Ab 20:00 Uhr wurden die Unterwerke sukzessive wieder zugeschaltet. Unmittelbar danach konnten diese Netzteile wieder belastet werden. Um 21:15 Uhr war das gesamte Bahnnetz wieder vollumfänglich mit Energie versorgt.

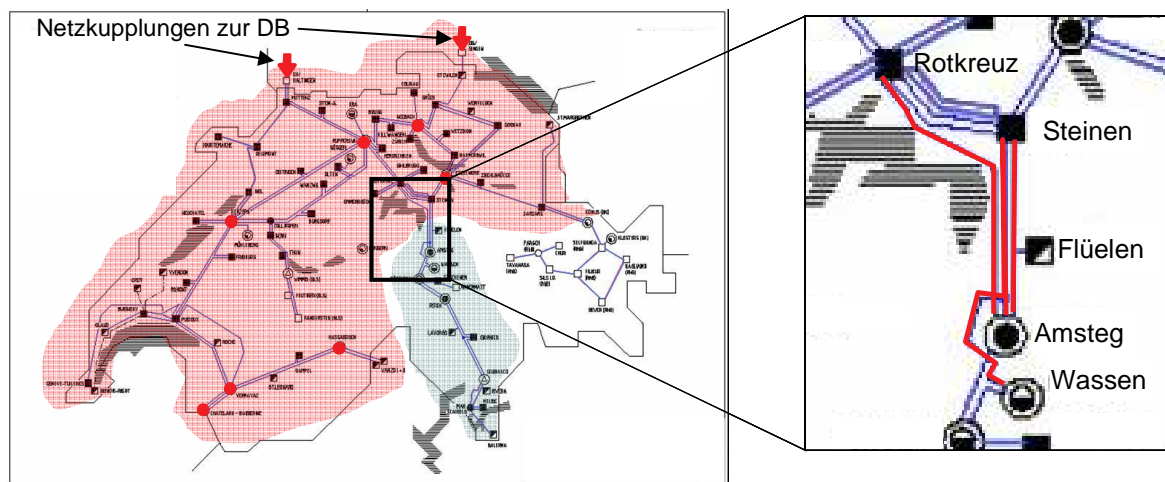


Abbildung 2: Auftrennung des Netzes in die Stromversorgungsinseln Nord (rot) und Süd (grün)

## 2.3 Kundendienstliche Aspekte Personenverkehr

Rund 2'000 Personenzüge mit über 200'000 Passagieren waren von der Strompanne betroffen. In der ersten Phase stand die Betreuung der Kundschaft im Zug und auf den Bahnhöfen im Vordergrund. Um zusätzliche Ressourcen in der Kundenbetreuung einsetzen zu können, wurden schweizweit alle verfügbaren Mitarbeitenden der Stichkontrolle und des Verkaufs für die Kundenbetreuung eingesetzt. Die Kundenbetreuer waren von 18:00 bis 03:30 Uhr im Einsatz. Neben der Kundeninformation und der Organisation von alternativen Transportmöglichkeiten war die Abgabe von Getränken ein wichtiger Bestandteil der Kundenbetreuung.

Oberstes Ziel des Personenverkehrs war, die Kundinnen und Kunden gleichentags sicher nach Hause zu bringen – unabhängig von der Wahl des Transportmittels. So wurden rund 250 Einsätze von Bussen und unzählige Taxifahrten organisiert.

Als Entschädigung für erlittene Unannehmlichkeiten wurden folgende Kulanzlösungen angewendet:

- Offensive Abgabe der RailCheck „Sorry“. Kundinnen und Kunden, welche am 22. Juni 2005 keine RailChecks erhalten hatten, konnten diese bis 29. Juni 2005 an den Verkaufsstellen beziehen.
- Unbürokratische Abwicklung der Kundenanliegen, d.h. Übernahme der Kosten für Übernachtungen, unzählige Taxifahrten und Bustransfers.
- Weitergehende Forderungen wurden und werden individuell bearbeitet. Ziel ist es, die noch pendenten Kundenforderungen bis Ende August zu erledigen.
- Die Kulanzregelung der SBB ging bewusst über die Minimalbestimmungen des Schweizerischen Transportrechts hinaus.

## 2.4 Kundendienstliche Aspekte Cargo

Die von der Cargo-Leitzentrale aufgebotene Krisenorganisation „Cargo Produktion – Regionen“ legte frühzeitig fest, die Diesel-Rangierlokomotiven zur Entpannung von Personenzügen zur Verfügung zu stellen.

Aufgrund des Entscheides des SBB-Krisenstabes, den Güterverkehr bis Mitternacht einzustellen, entschloss sich SBB Cargo, den Einzelwagenladungsverkehr vollständig ausfallen zu lassen, um sich auf das Express-Netz konzentrieren zu können.

In Absprache mit SBB Cargo entschied die Post, die gesamten Pakettransporte über die Strasse abzuwickeln.

Ab 21:30 Uhr konnten erste auf der Strecke stehende Güterzüge wieder weiterfahren. Bis 24:00 Uhr verkehrten vereinzelte Cargo-Express-Züge und ab 24:00 Uhr rollte das Cargo-Express-Netz mit Verspätung wieder an.

Ab 06:00 Uhr des Folgetages wurden Cargo-Rail-Züge ab den Rangierbahnhöfen in die Fläche überführt. Um 16:00 Uhr herrschte im Güterverkehr wieder ein geregelter Verkehr.

### 3 Ursachen und Massnahmen

#### 3.1 Ursache 1: Falsche Einschätzung des Risikos wegen falscher Anlagedaten in der Zentrale

Hauptgrund für die Strompanne waren falsche Anlagedaten. In der Netzleitstelle ging man aufgrund der vorliegenden Dokumentation von einer Kapazität von 240 MW für die Übertragungsleitung Amsteg–Rotkreuz aus. Bedingt durch Schutzeinstellungen auf das schwächste Glied (in diesem Fall ein Trenner in Rotkreuz) betrug die nutzbare Kapazität der Leitung jedoch nur 211,2 MW. Nach jedem Projektabschluss aktualisiert jeweils der Anlageverantwortliche den Zustand der Anlage in seiner Dokumentation, welche jedoch im Fall Rotkreuz der zentralen Leitstelle nicht vorlag.

Im Gebiet Uri/Tessin hatte die Produktionsplanung für den 22. Juni 2005 von 17:00 bis 18:00 Uhr die folgenden Werte vorgesehen:

Kraftwerke Uri/Tessin (Amsteg bis Ritom)	231 MW (geplante zu produzierende Leistung)
Frequenzumformer Giubiasco	-30 MW (geplante ins 50Hz-Netz abzugebende Leistung, Stromverkauf)
Last (Mittelwert) Tessin	30 MW (für den Bahnverkehr benötigte mittlere Leistung im Raum Uri/Tessin)
Belastung der Übertragungsleitung Amsteg–Rotkreuz	171 MW <sup>1</sup> (entspricht 71% von 240 MW)

**Tabelle 1: Produktionsplanung im Gebiet Uri/Tessin für den 22.06.05 von 17:00 bis 18:00 Uhr**

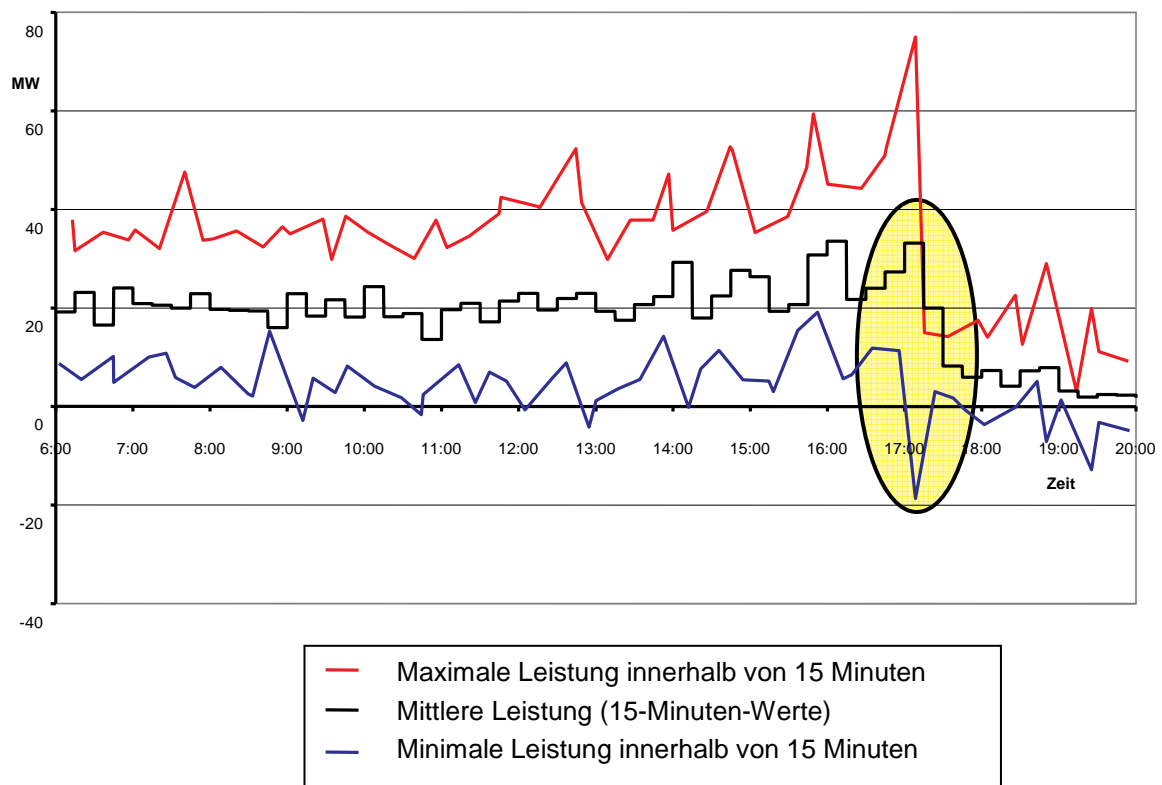
Im Rahmen des morgendlichen Briefings vom 22.6. wurden mögliche Kraftwerksausfälle nördlich und südlich von Amsteg sowie Lastabwürfe betrachtet. Insbesondere wurde geprüft, ob im Störfall genügend Reserveleistung in den Teilnetzen vorhanden wäre. Bei der Planung wurde demzufolge der (n-1)-Gedanke und die (n-1)-Sicherheit auf der Last- resp. Produktionsseite berücksichtigt.

Die kurz nach 17:00 Uhr auftretende Rekuperationsstromspitze im Gotthardgebiet führte auf der Übertragungsleitung Amsteg–Rotkreuz zu einer kurzzeitigen Stromspitze, die zur Über-

<sup>1</sup> Leistungsfluss aus dem Gotthardgebiet ins Mittelland

schreitung der zulässigen Maximalleistung von 211,2 MW führte. Die Schutzeinrichtung schaltete in der Folge die Übertragungsleitung Amsteg–Rotkreuz aus.

### Leistungsverlauf am 22.06.2005 in der Region Tessin



**Abbildung 3: Lastverlauf im Tessin mit negativen Lastwerten**

In Abbildung 3 (blaue Kurve) ist eine – knapp 20 MW grosse – negative Leistungsspitze kurz nach 17:00 Uhr zu erkennen. Zusammen mit der geplanten mittleren Last von 30 MW (schwarze Kurve) hat dies auf der Übertragungsleitung Amsteg–Rotkreuz eine über die mittlere Last von 171 MW hinausgehende kurzfristige Leistungsspitze von ca. 50 MW zur Folge.

#### **Zusatzinformation zur Rekuperation (Energierückspeisung durch elektrisch bremsende Lokomotiven):**

Moderne Lokomotiven wandeln einen Grossteil der kinetischen Energie, die beim Bremsen frei gesetzt wird, wieder in elektrische Energie um und speisen diese in das Fahrleitungsnetz zurück. Dieser Vorgang wird in Fachkreisen Rekuperation genannt. Wenn gleichzeitig mehrere Züge Energie rekuperieren, kann dies lokal und in Einzelfällen sogar grossräumig im Netz zu einer negativen Last führen. Dies bedeutet, dass die Energiepro-

duktion der bremsenden Züge grösser ist als der Energieverbrauch der übrigen auf dem Netz fahrenden Züge. Dies kann bei Inselbetrieb<sup>2</sup> zu erheblichen Problemen im Stromsystem führen und für die Stabilität des Netzbetriebes bedrohliche Ausmasse annehmen.

Die Rekuperation ist steigert die Energieeffizienz des Bahnverkehrs. Dadurch können Ausbauten in Stromerzeugungsanlagen verringert oder zumindest verzögert werden. Die Rekuperation erschwert jedoch die Energieeinsatzplanung, da sie, wie der Leistungsbezug der Triebfahrzeuge selbst, als stochastische Grösse behandelt werden muss. Dadurch steigen die Anforderungen an die Netzführung. Durch den Effekt der negativen Lasten unterscheidet sich das Bahnstromnetz wesentlich vom 50-Hz-Landesversorgungsnetz. Eine Verbrauchsstruktur mit wenigen, sehr leistungsstarken und überdies noch beweglichen Verbrauchern, die innerhalb von Sekundenbruchteilen vom Strombezüger zum -erzeuger werden können, kennt man dort nicht. Generator- und Pumpbetrieb in den Kraftwerken – unabhängig ob es sich dabei um 16,7-Hz- oder 50-Hz-Anlagen handelt – lässt sich damit nicht vergleichen, denn die Leistungen dieser Lasten und Quellen sind von der Leitstelle aus direkt beeinflussbar.

### 3.2 Massnahmen zur Ursache 1

Nr.	Massnahme	Termine		Bemerkung
		Start	Ende	
1	Aufbau einer neuen Fachgruppe Systemdesign / Systemoptimierung (Rekrutierung abgeschlossen, Team ist am 1.9.2005 komplett)	Okt. 04	30.06.05	Team in Einarbeitung
2	Überprüfung und Bereinigung aller Anlagedaten (Aktualisierungsprozess und Verantwortlichkeiten werden durch die Fachgruppe Systemdesign / Systemoptimierung wahrgenommen)		07.07.05	Erledigt
3	Festlegung von konfigurationsabhängigen Belastungsgrenzen bei Anlagenteilen, die bei der Erstellung von Energieprogrammen berücksichtigt werden müssen (Strompanne hat diesen Prozess beschleunigt und systematisiert)	Mai 05	06.08.05	Erledigt
4	Erhöhung der Regelreserve im Gesamtsystem um 50 MW (Gleiche Regelung wie bei der Einführung von Bahn 2000)	23.06.05	24.06.05	Erledigt
5	Ersatz und Austausch von Schutzgeräten prüfen (zusätzlich zu den bereits geplanten Erneuerungen/Ausbauten)	Juli 05	30.04.06	

<sup>2</sup> Von Inselbetrieb wird gesprochen, wenn das Netz nicht wie normalerweise als Gesamtnetz, sondern in unabhängigen Teilnetzen betrieben wird.



Nr.	Massnahme	Termine		Bemerkung
		Start	Ende	
6	Richtlinie für die zentrale Leitstelle (ZLS) über das Vorgehen bei Abweichungen der Spitzenlast vom Istwert gegenüber dem Planwert von mehr als 30 MW im Tagesverlauf (Überarbeitung und definitive Inkraftsetzung der im Hinblick auf die Einführung von Bahn 2000 erarbeiteten Massnahme)	23.06.05	24.06.05	Erledigt
7	Änderungen für das Briefing: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Einführung einer Weisung für das tägliche Briefing: regelt den Prozess, die benötigten Informationen, die zu prüfenden Punkte sowie die im Verlaufe des Briefings festzuhaltenden Entscheidungen</li> <li>▪ Briefing wurde vom Morgen auf den Nachmittag des Vortages geschoben</li> </ul>	01.07.05	08.07.05	Erledigt
			18.07.05	Erledigt
8	Betrieblich-technische Risiko-Richtlinie: Legt die Regeln und Limiten für die operativen Prozesse fest. Erste Priorität hat dabei wie bis anhin die Versorgungssicherheit.	23.06.05	08.07.05	Erledigt
9	Lastflussberechnungsprogramm $\mu$ -Pass beschleunigt einführen: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ für Systemdesign (Ausbauten)</li> <li>▪ für Schutz (Ermittlung von Schutzeinstellungen)</li> <li>▪ für die betriebliche Validierung der Energieprogramme durch Simulation von Ausfallszenarien, Überlast, Risiko etc.</li> </ul>	2004	31.03.05	Erledigt
		01.06.05	30.11.05	
		15.06.05	31.03.06	
10	Einführung eines umfassenden, systematischen und unabhängigen operativen Risk-Management bei EN. <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Riskmanager eingestellt</li> <li>▪ Operatives Riskmanagement umgesetzt</li> </ul>	Juli 05	31.12.05	
			31.03.06	
11	Ausführen von diversen Reparaturen und Behebung von Schäden nach der Strompanne (z.B. Überspannungsableiter)	22.06.05		Erledigt

### 3.3 Ursache 2: Fehlende Übersicht und Unmöglichkeit einer raschen und richtigen Lagebeurteilung wegen Alarmflut

Die Dispatcher konnten wegen dieser Alarmflut die vier Einzel-Alarme bezüglich der Überlastung der Kuppelstellen zur DB nicht erkennen. Bei rechtzeitigem Erkennen der Gefahr für die Netzinsel Nord (Überlast an beiden Kupplungen zur DB) hätten nach der bisherigen Störungsmanagement-Strategie zuerst die drei laufenden Maschinen in den Frequenzumformerwerken Rapperswil, Kerzers und Massaboden so gesteuert werden müssen, dass sie sofort die fehlende Leistung aus dem 50-Hz-Netz bezogen und in Bahnstrom umgewandelt hätten. Dieser Vorgang hätte nur wenige Sekunden beansprucht. Weil das nicht geschah, wandelten die drei erwähnten Maschinen weiterhin gemäss Planung Bahnstrom in 50-Hz-Strom um.

Frequenzumformer	Produktionsprogramm von 17:00 bis 18:00 Uhr	Produktionsprogramm bei richtiger Reaktion der Leitstelle	Leistungsänderung bei richtiger Reaktion nach der Störung
Rapperswil	- 25 MW <sup>3</sup>	+ 25 MW	+ 50 MW
Kerzers	- 16 MW	+ 30 MW	+ 46 MW
Massaboden	- 20 MW	+ 25 MW	+ 45 MW
Zwischentotal	- 61 MW Verkauf	+ 80 MW Kauf	+ 141 MW
Seebach	+ 18 MW Kauf	+ 60 MW Kauf	+ 42 MW Kauf
<i>Total</i>	- 43 MW	+ 140 MW	+ 183 MW

**Tabelle 2: Übersicht über die sofort abrufbaren Reserven der Frequenzumformer**

Darüber hinaus hätte nach der damals gültigen Störungsmanagement-Strategie unmittelbar nach dem Vollzug der Leistungsumkehr in den Frequenzumformern in Rapperswil, Kerzers und Massaboden der Pikett des Frequenzumformerwerkes in Seebach aufgeboden werden müssen, um dort die zweite stillstehende Maschine zu starten und zu synchronisieren. Anschliessend hätte die ZLS die beiden noch stillstehenden Maschinen in Rapperswil und Kerzers von der ZLS aus starten können. Innerhalb von maximal 20 Minuten wären mit den beiden Maschinen in Kerzers und Rapperswil weitere 55 MW zur Verfügung gestanden; gut 45

<sup>3</sup> Negatives Vorzeichen: Verkauf von Bahnstrom an das 50-Hz-Netz;  
Positives Vorzeichen: Kauf von Strom aus dem 50-Hz-Netz zur Umwandlung in Bahnstrom.

Minuten nach Aufbieten des Piketts wäre auch die zweite Maschine von Seebach ans Netz angeschlossen gewesen.

Das Problem lag also nicht darin, dass zu wenig Leistung vorhanden war, und auch nicht darin, dass das Frequenzumformerwerk Seebach nicht vorsorglich besetzt war. Der Fehler bestand darin, dass die Leitstelle die schleichende Eskalation der Lage im Netzteil Nord nicht erkannte.

**Fazit:** In der Netzinsel Nord wäre jederzeit genügend zusätzliche Leistung von 183 MW (siehe Tabelle 2) vorhanden gewesen, um damit den Ausfall der Produktion aus dem Gotthardgebiet nachhaltig zu kompensieren. Bei richtiger Reaktion wäre damit der Zusammenbruch der Energieversorgung in der Netzinsel Nord zu verhindern gewesen.

Generell ist die systemtechnische Unterstützung des Leitstellenpersonals noch ungenügend, wie folgendes Beispiel zeigt.

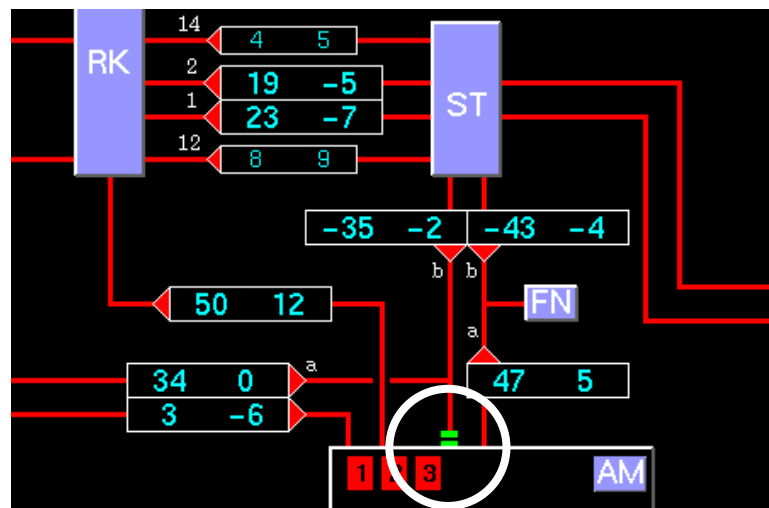


Abbildung 4: Ausschnitt aus der Anzeigetafel in der ZLS

Eine nur einseitig ausgeschaltete Leitung wird auf der Anzeigetafel in der ZLS mit dem eingekreisten grünen Symbol gekennzeichnet. Die Farbe des Leitungssymbols bleibt dadurch aber unverändert rot<sup>4</sup>, da die Leitung von der anderen Seite her nach wie vor unter Spannung steht. Am 22. Juni 2005 bestand genau diese Situation, so dass der Ausfall nur über die zwei kleinen grünen Querbalken zu erkennen war. In Stressmomenten können solche Informationen leicht übersehen werden. Sie stellen eine weitere Ursache für die Fehlbeurteilung dar.

<sup>4</sup> Rot bedeutet auf der Anzeigetafel: aktiv oder unter Spannung stehend, gleichbedeutend mit Gefahr für Personen. Grün steht für ausgeschaltet oder spannungslos, gelb für geerdet.

### 3.4 Massnahmen zur Ursache 2

Nr.	Massnahme	Termine		Bemerkung
		Start	Ende	
12	Verbesserung des Netzleitsystems: Phase 1: Alarmflut reduzieren <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Alarmflut durch Filterung / Priorisierung / Hierarchisierung der in der ZLS anfallenden Alarme und Fehlermeldungen reduzieren</li> <li>▪ Programmabweichungen (Istwert – Sollwert) in der ZLS visualisieren</li> </ul> Phase 2: Aufbau eines vollredundanten Systems als Rückfallebene (RFE) für die ZLS (Zentrale Leitstelle) <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Aufbau der Grundfunktionen der RFE</li> <li>▪ Erkenntnisse der Strompanne umsetzen</li> </ul> Phase 3: Beschaffung eines neuen Netzleitsystems <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Neues System spezifizieren inkl. Bedürfnisdefinition und Abstimmung des Leitsystems mit den Dispositionsprozessen</li> <li>▪ Installation und Einführung des neuen Systems inkl. Schulung der Mitarbeitenden am neuen System</li> </ul>			
		22.06.05	31.12.05	
		23.06.05	30.08.05	
		2003	Dez. 04	Erledigt
		01.07.05	31.03.06	
		Mai 06	31.12.07	
		Jan. 08	31.12.10	

### 3.5 Ursache 3: Ein derartiges Szenario wurde nie in Betracht gezogen

Die Möglichkeit einer schweizweiten Bahnstrompanne war vor dem 22. Juni 2005 nie als Risiko in Betracht gezogen worden und nicht ins operative Risk-Management aufgenommen. Entsprechend wurde keine Vorsorge sowohl zur Verhinderung als auch zur Eingrenzung von Auswirkungen einer schweizweiten Strompanne im Eintretensfall getroffen.

Bestehende Unterlagen zur Verhinderung von Strompannen bzw. zur Behebung solcher Ereignisse erwiesen sich als nicht hilfreich, da sie nicht auf die am 22. Juni eingetretene Gröszenordnung ausgelegt waren.

Allerdings erwiesen sich die im Zusammenhang mit der Einführung von Bahn 2000 erstellten Dispositive zur Behebung von Teilnetzstörungen als nützlich im Zusammenhang mit der Wiederinbetriebnahme des Stromnetzes. Dabei wurden Szenarien entwickelt, wie bei einer allfälligen Strompanne das Bahnstromnetz wieder rasch aufgebaut hätte werden können.

### 3.6 Massnahmen zur Ursache 3

Nr.	Massnahme	Termine		Bemerkung
		Start	Ende	
13	„Fitness“ der Mitarbeitenden der zentralen Leitstelle steigern <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Ausbildungskonzept und -programm erstellen</li> <li>▪ Erkenntnisse der Strompanne bei der Ausbildung berücksichtigen</li> </ul>	Mai 05 15.07.05	31.08.05 30.09.05	Erledigt
14	Gezieltes Training der ZLS-Dispatcher für Erstanalyse und Sofortmassnahmen im Störfall mit dem Ziel, intuitiv richtiges Verhalten zu erreichen (Vermehrtes Delegieren von Aufgaben, die bisher von den Netzführern wahrgenommen wurden, direkt an die Dispatcher): <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Sofortausbildung für Krisenbewältigung</li> <li>▪ Persönliche Besprechung der Strompanne mit jedem ZLS-Dispatcher</li> <li>▪ Aufbau Simulationstool für Schulung der Netzführung</li> <li>▪ Regelmässige Durchführung von Simulationsübungen (Offline 1:1-Training der Dispatcher)</li> </ul>	April 05 Juni 05 01.10.05 gem. Konzept	31.10.05 31.08.05 30.04.06 gem. Konzept	
15	Regelmässige Durchführung von Krisenübungen speziell zum Thema „Energie“ unter Einbezug der wichtigsten Partner	1 x pro Jahr	1 x pro Jahr	

Nr.	Massnahme	Termine		Bemerkung
		Start	Ende	
16	Anpassung der Weisung zum Verhalten bei Gross-Störungen: Sie hält die neue Strategie beim Störungsmanagement im Falle von Gross-Störungen fest. Hauptmerkmale des Prozesses sind die rasche Stabilisierung des gesunden Teilnetzes und die Möglichkeit der gezielten aktiven Lastreduktion.	23.06.05	29.06.05	Erledigt
17	<p>Realisierung wirksamer Kommunikationsmöglichkeiten im Falle von Grossstörungen</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Abhängigkeit vom Mobiltelefon (gleichzeitige Netzüberlastung im Ereignisfall!) für Pikett reduzieren</li> <li>▪ Neue Telefonanlage einrichten und in Betrieb nehmen</li> <li>▪ Handhabung der neuen integrierten Anlage schulen</li> </ul>	<p>Juli 05</p> <p>Juli 05</p>	<p>31.12.05</p> <p>31.12.05</p> <p>31.03.06</p>	
18	<p>Gezielte, aktive Lastreduktion bei Gross-Störungen: EN hat zusammen mit I-BF, P und G festgelegt, wie im Störfall diesbezüglich vorzugehen ist. Das Konzept wurde am 8. Juli 2005 durch Leiter Infrastruktur in Kraft gesetzt.</p> <p>Für das Eintreten von Grossereignissen wird dabei die Schweiz in Räume und Zonen unterteilt, in welchen im Störfall die Last reduziert bzw. abgeworfen wird. Der Entscheid, welche Räume bzw. Zonen ausgeschaltet werden, können aufgrund der immensen Anzahl an Zuständen, in denen sich das Netz befinden kann, nicht mit einer einfachen Weisung dargestellt werden. Dieser Entscheid muss daher auf die Kompetenz der Mitarbeitenden abstützen, die über genügend Erfahrung und Training verfügen müssen. Die entsprechenden Erkenntnisse werden in die Ausbildung und in das Training der Dispatcher einfliessen. Alle übrigen an diesem Prozess beteiligten Bereiche und Organisationen müssen ihre Mitarbeitenden ebenfalls diesbezüglich schulen.</p>	23.06.05	30.08.05	

<b>Nr.</b>	<b>Massnahme</b>	<b>Termine</b>		<b>Bemerkung</b>
		Start	Ende	
19	Präsenzzeit der Netzführung anpassen bei manuellen Eingriffen im Netz (Anwesenheit eines Netzführers in der ZLS bei Eingriffen im System)	22.06.05	30.06.05	Erledigt





## 4.3 Netzsituation

### 4.3.1 Generelle Lage des Netzes und der Maschinen in den Werken am 22. Juni 2005

Am 22. Juni präsentierte sich die Lage des Netzes und der Maschinen gemäss den tags zuvor festgelegten Energieprogrammen<sup>5</sup>. Es bestanden die normalen Dispositive für Störungsfälle.

Folgende Übertragungsleitungen waren am 22.6. ausgeschaltet:

Übertragungsleitung	Dauer	Grund
Amsteg/Wassen–Steinen 132 kV	13:00 – 18:00 Uhr	Bauarbeiten des Kantons Uri im Leitungsbereich; Ausschaltung bewilligt am 17. Juni 2005
Bussigny–Genève-Rigot 33 kV	Seit 5. Juni	Bei Bauarbeiten Kabel angebohrt

**Tabelle 3: Ausgeschaltete Übertragungsleitungen**

#### Zusatzinformation zu den Bewilligungen von Leitungsabschaltungen:

Es wird unterschieden zwischen

- weit im Voraus planbaren Ausschaltungen (z.B. für Grossrevisionen) und
- kurzfristigen Ausschaltungen (z.B. wegen Störungen oder Baustellen).

Die *planbaren Ausschaltungen* der Kraftwerke und Frequenzumformer sowie der Leitungen und Unterwerke werden im Rahmen der jährlichen Ausserbetriebsetzungsplanung aufeinander abgestimmt und terminlich exakt festgelegt.

Der Prozess für *kurzfristige Ausschaltungen* läuft wie folgt ab:

- Die Gesamtlast des Systems wird aufgrund des Verbrauchs der Vortage und der zu erwartenden Witterung ermittelt. Ebenso werden Extrazüge berücksichtigt.
- Die Energieprogramme und die Netzsituation werden basierend auf den Erfahrungen der Mitarbeitenden mit der zu erwartenden Last und im Hinblick auf die Netz- und Produktionsverhältnisse beurteilt.
- Im täglichen Briefing wird anschliessend das Risiko beurteilt und über allfällige (vorsorgliche) Massnahmen entschieden.

<sup>5</sup> Mit den Energieprogrammen wird festgelegt, wie viel Energie in einem Kraftwerk in einer Stunde produziert und wie viel Energie in einem Umformer vom 50-Hz-Landesnetz ins Bahnstromnetz oder umgekehrt transportiert werden soll.

Am 22.6.05 waren die folgenden Maschinen ausgeschaltet:

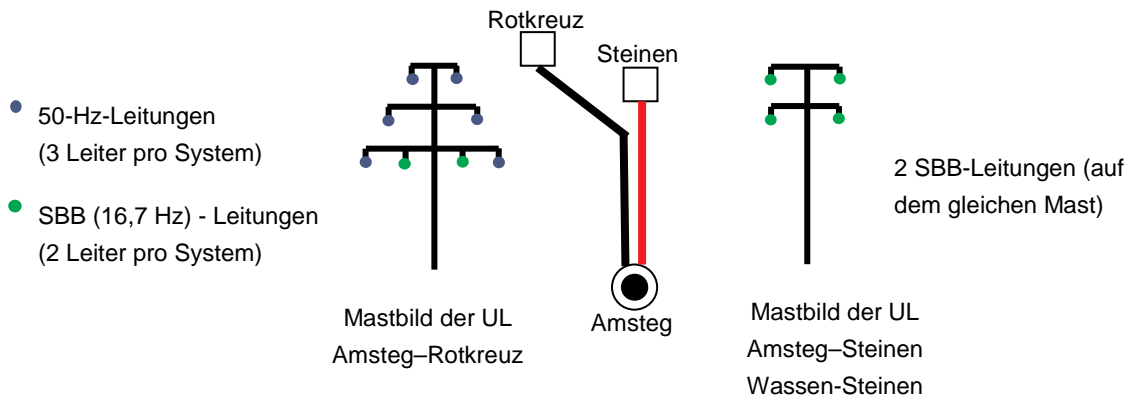
	<b>Maschine</b>	<b>Grund</b>	<b>Dauer</b>
Ausgeschaltet	Châtelard: Maschine 6	Revision	Ganzer Tag
	Etzel: Maschinen 4 und 5	Reparatur	Seit Februar 05
	Kerzers: Frequenzumformer 1	Revision geringe Belastung erfordert nur einen Frequenzumformer am Netz	07:00 – 16:00 Uhr nach 16:00 Uhr

Betriebliche Reserve	Rupperswil: Frequenzumformer 2	Geringe Belastung von Frequenzumformer Rupperswil erfordert nur eine Maschine am Netz	Ganzer Tag
	Seebach: Frequenzumformer 2	Geringe Belastung von Frequenzumformer Seebach erfordert nur eine Maschine am Netz	Ganzer Tag
	Etzelwerk: Maschine 3	Geringe Belastung von Etzelwerk benötigt nicht alle Maschinen	Ganzer Tag

**Tabelle 4: Ausgeschaltete Maschinen**

#### 4.3.2 Besondere Lage im Kanton Uri

Aus dem Raum Amsteg/Wassen führen drei SBB-Leitungen in die Zentralschweiz. Zwei dieser Leitungen befinden sich allerdings auf den gleichen Masten (siehe Abbildung 6).



**Abbildung 6: Mastbilder der Leitungen im Kanton Uri**

Genau unter der Hochspannungsleitung, auf der die beiden SBB-Leitungen montiert sind, betrieb der Kanton Uri im Juni eine Baustelle. Aus Sicherheitsgründen mussten während den vorgesehenen Rammarbeiten diese Leitungen ausgeschaltet werden. Die Ausschaltung wurde einige Wochen vor dem 22.6. bei EN beantragt und am 17.6. bewilligt.



**Abbildung 7: Baustelle unter der SBB-Leitung Amsteg/Wassen-Steinen**

Aufgrund der Baustelle war am 22.6.05 nachmittags nur noch die Leitung Amsteg–Rotkreuz verfügbar mit einer Übertragungskapazität von 240 MW. Damit war die (n-1)-Redundanz<sup>6</sup> nicht mehr gewährleistet.

#### 4.4 Briefing am Morgen des 22. Juni 2005

Jeden Morgen um 07:45 Uhr wird das Vorgehen in der Zentralen Leitstelle für den laufenden Tag besprochen. Dabei stehen für das Briefing folgende Informationen zur Verfügung:

- Prognosedaten für den Energieverbrauch des jeweiligen Tages
- Tabelle der abgeschalteten Maschinen und Leitungen
- Prognose der zur Verfügung stehenden Wassermengen
- Lastflussschätzung
- Programm für Energiebezug und -abgabe aus dem 50-Hz-Landesnetz

Am 22.6. galt es folgende Besonderheiten zu berücksichtigen:

- Die Produktion im Gotthardgebiet war hoch. Es stand viel Laufwasser zur Verfügung.
- Die Marktpreise waren hoch.
- Zwischen 13:00 und 18:00 Uhr stand im Reusstal nur eine der drei Leitungen zur Verfügung – die (n-1)-Redundanz war somit nicht mehr gegeben.

Das Team stellte während des Briefings explizit fest, dass die Situation zwischen 13:00 Uhr und 18:00 Uhr kritisch werden könnte. Nach der Überprüfung der Briefing-Unterlagen wurden die Risiken als beherrschbar eingeschätzt. Folgende Überlegungen führten zu diesem Schluss: Erstens verfügte die verbleibende Übertragungsleitung über eine Kapazität von 240 MW, was bei einer vorgesehenen Übertragungsleistung von 170 MW aus dem Raum Gotthard ins Mittelland eine Reserve von 70 MW ergab. Zweitens war die ausgeschaltete Leitung technisch innerhalb von 20 Minuten zuschaltbar.

Unter diesen Bedingungen wurde im Briefing entschieden, die Energieprogramme wie geplant umzusetzen.

---

<sup>6</sup> (n-1)-Redundanz heisst, dass ein Element in der Versorgungskette zur Last ausfallen darf, ohne dass die Stromversorgung ununterbrochen wird. I.d.R. heisst dies, dass ein Verbraucher über zwei getrennt geführte Anspeisungen versorgt werden sollte.

## 4.5 Ablauf der Strompanne

Die folgende Analyse stützt sich auf Original-Fehlermeldungen und -Diagramme, die aus den Systemdaten generiert wurden. Dabei wird einerseits der chronologische Hergang anlagenseitig und andererseits für die beiden Teilnetze der relevante Zeitabschnitt dargelegt.

### 4.5.1 Schutzausschaltung der Leitung Amsteg–Rotkreuz

Vor dem Leitungsausfall übertrug die SBB den grössten Teil der im Urner Reusstal produzierten Energie in das Mittelland. Der Rest wurde im Gotthardgebiet direkt verbraucht oder ins Tessin abgeführt.

Zeit	Anlage	Was	Bemerkungen
17:08:28.66	Leitung Amsteg-Rotkreuz	Überstrom-Auslösung Seite Rotkreuz	Überstrom-Auslösung aufgrund Stromanstieg >1600 A / 2s. Auftrennung in Netzinsel Süd (Uri/Tessin) und Netzinsel Nord (Deutsch-/Westschweiz).

Tabelle 5: Schutzausschaltung der Leitung Amsteg- Rotkreuz

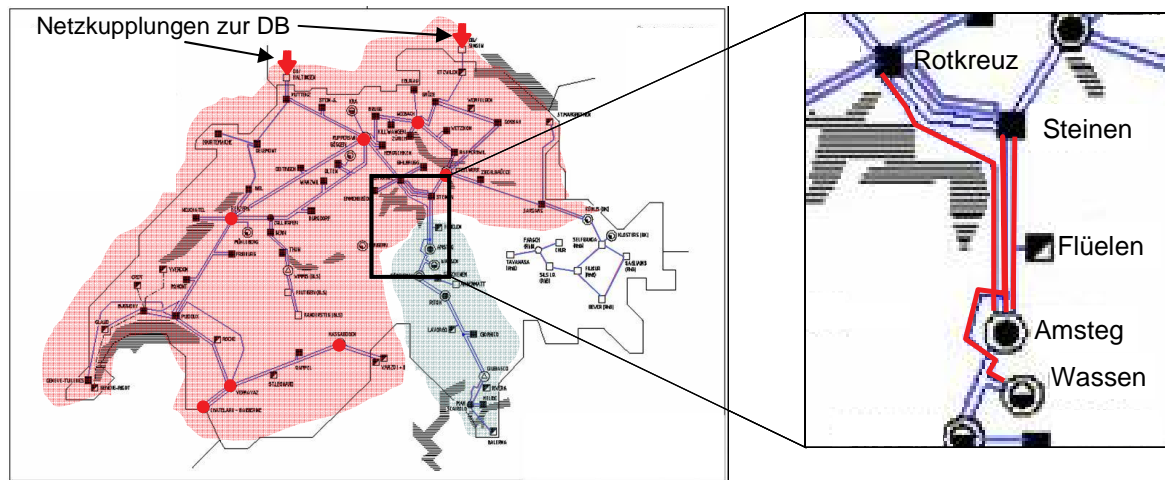


Abbildung 8: Auftrennung des Netzes in die Stromversorgungsinseln Nord (rot) und Süd (grün)

### 4.5.2 Netzinsel Süd (Uri/Tessin)

Mit dem Ausfall der Leitung Amsteg–Rotkreuz zerfiel das Netz in die Netzinsel Süd und die Netzinsel Nord. Aufgrund der in diesem Kapitel aufgeführten Phänomene war die Energieversorgung im Süden nicht aufrecht zu halten.

Zeit	Anlage	Was	Bemerkungen
17:08:31.19	Amsteg Maschinen 1, 2, 3	Ablenker zu, das heisst keine Leistung mehr ins Netz gespeist, Maschinen bleiben aber noch am Netz	Turbinenregler reagieren auf Drehzahlanstieg; nach Ausfall der übrigen Werke schlossen und öffneten sich Ablenker und Düsen immer wieder.
17:08:31.76	Giubiasco Frequenzumformer 1	Leistungsregelung Auslösung Überstrom und Unterspannung der Asynchron Maschine.	Durch die Auslösung der Leitung Rotkreuz-Amsteg war im Tessin ein Überschuss von rund 200 MW vorhanden. Dieser Überschuss trieb einerseits die Frequenz nach oben, was den Frequenzumformer 1 veranlasste, mehr Leistung ins 50-Hz-Netz abzugeben. Andererseits entstanden Leistungspendelungen zwischen dem 50-Hz- und 16,7-Hz-Netz und transiente Vorgängen in den Regeleinrichtungen. Die Leistungsregulierung konnte diese Störungen nicht ausregeln.
17:08:31.99	Göschenen Maschine 1	Notschluss <sup>7</sup> , Auslösung des Generatorschalters und Trennung vom Netz 0,57 Sek. nach dem Notschlussbefehl	Turbinenregler; Ausfall Primärsignal verlangt Notschluss
17:08:32.73	Giubiasco Frequenzumformer 2	Stromrichter 16,7 Hz	Wie Giubiasco Frequenzumformer 1
17:08:32.89	Göschenen Maschine 2	Schnellschluss <sup>8</sup> , Auslösung des Generatorschalters und Trennung vom Netz 3,11 Sek. nach dem Schnellschlussbefehl	Überdrehzahl und Vibration gleichzeitig; beides verlangt Schnellschluss
17:08:32.95	Giubiasco Frequenzumformer 3	Auslösung	
17:08:33.62	Ritom Maschine 1	Notschluss	Überdrehzahl
17:08:33.89	Göschenen Maschine 5	Ablenker zu, das heisst keine Leistung mehr ins Netz gespeist, Maschine bleibt aber noch kurz am Netz	
17:08:34.84	Göschenen Maschine 5	Schnellschluss, Auslösung des Generatorschalters und Trennung vom Netz 0,5 Sek. nach dem Schnellschlussbefehl	Überdrehzahl verlangt Schnellschluss
17:08:36.17	Ritom Maschine 5	Notschluss	Überdrehzahl
17:08:36.23	Ritom Maschine 2	Notschluss	Überdrehzahl
17:08:36.23	Ritom Maschine 6	Notschluss	Überdrehzahl
17:17:56	Amsteg Maschine 1	Schnellschluss	Schnellschluss durch Steuerung. Grund:
17:35:21	Amsteg Maschine 2	Schnellschluss	Ablenker zu und Düsen nicht geschlossen
17:47:32	Amsteg Maschine 3	Schnellschluss	

**Tabelle 6: Auswirkungen der Trennung auf die Netzinsel Süd**

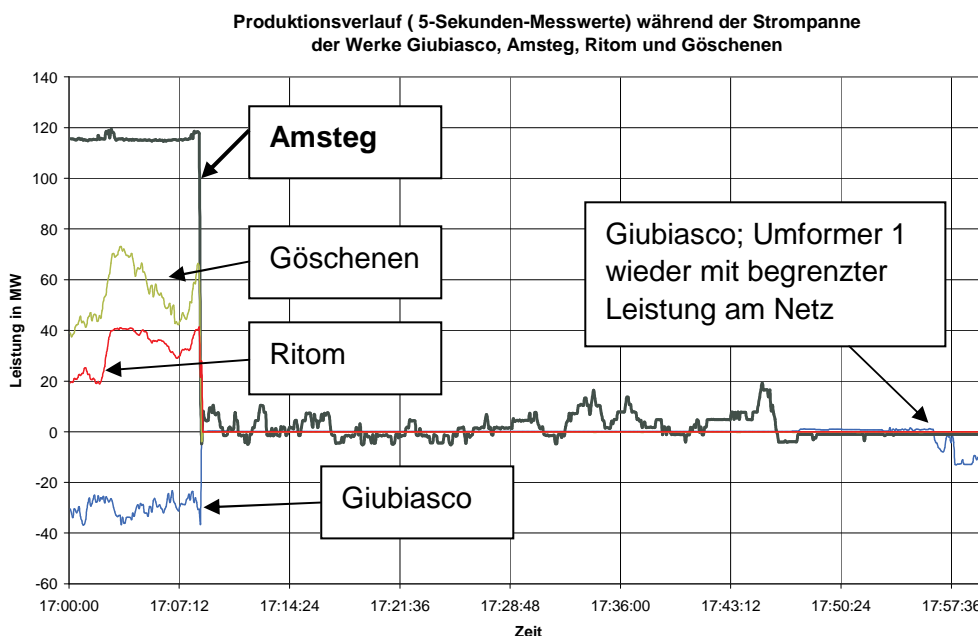
<sup>7</sup> Definition siehe Glossar

<sup>8</sup> Definition siehe Glossar

Nach dem Abschalten der Leitung Amsteg–Rotkreuz war die Energieproduktion für die Versorgung im Gebiet Gotthard/Tessin viel zu hoch. Die Überproduktion führte zu einem sofortigen Anstieg der Drehzahl der Maschinen. Im Gegensatz zum Normalbetrieb reichte die Schliessgeschwindigkeit der Einspritzdüsen in den Wasserkraftmaschinen nicht aus, um die Drehzahl der Maschinen rasch genug zu reduzieren. Ohne entsprechende, weiter gehende Schutzmassnahmen würden die Turbinen Schaden erleiden. Deshalb lenkt in einem solchen Fall eine Stahlplatte den Wasserstrahl augenblicklich am Turbinenrad vorbei. Gleichzeitig begannen sich die Einspritzdüsen zu schliessen.

Da dies in allen Wasserkraftmaschinen gleichzeitig geschah, entstand sofort ein Energie-mangel. In der Folge sank die Drehzahl der Maschinen sehr schnell wieder.

Im Kraftwerk Amsteg zogen sich die Strahlablenker aus dem Wasserstrahl zurück. Die Einspritzdüsen begannen sich wieder zu öffnen, um das Netz mit genügend Energie zu versorgen. Die Maschinen erzeugten dadurch wieder Leistung. Damit entstand aber erneut eine Überproduktion, welche wiederum einen raschen Anstieg der Drehzahl zur Folge hatte. Daraufhin mussten die Turbinen erneut durch den Strahlablenker geschützt werden. Dieser Vorgang wiederholte sich so oft, bis eine weitere Schutzfunktion die Anlage abschaltete, um sie vor Schäden zu schützen. In Abbildung 9 zeigt die hervorgehobene Kurve, wie nach der Abschaltung der Übertragungsleitung die Maschinen in Amsteg immer wieder versuchten hochzufahren, dann aber durch den Strahlablenker jeweils wieder zurück gefahren wurden.

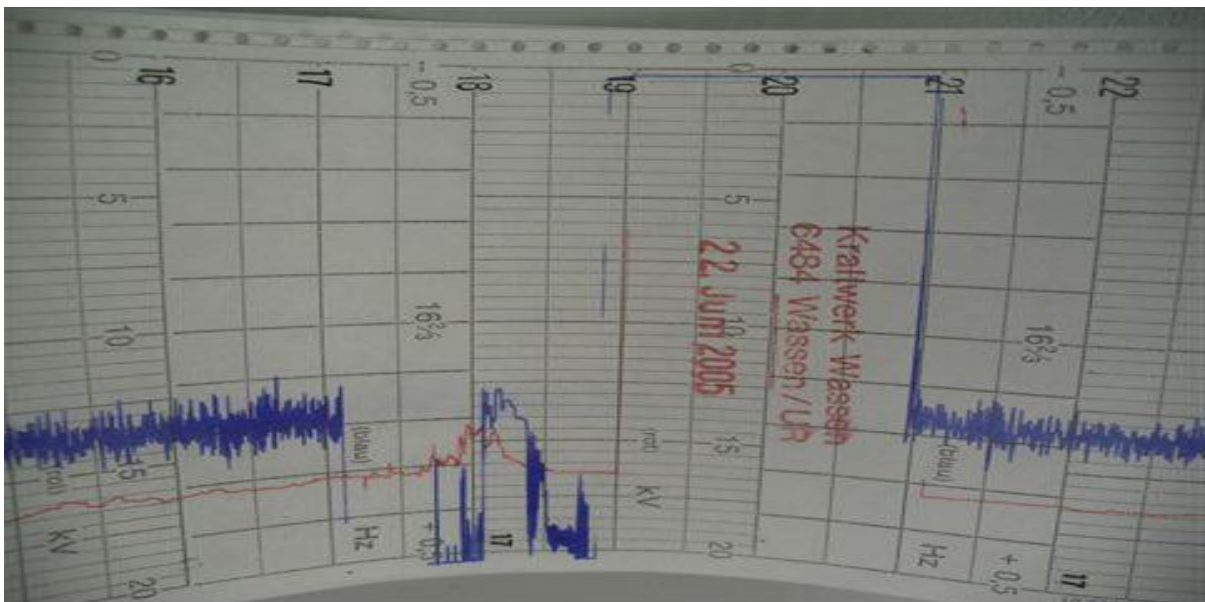


**Abbildung 9: Produktionsverlauf der SBB-Kraftwerke der Insel Süd (Uri/Tessin)**



In den Werken Göschenen und Ritom waren die Strahlableiter nicht schnell genug, um ein Ausschalten der Maschinen wegen Überdrehzahl zu verhindern. Damit ist auch erklärt, warum die Insel Süd trotz ausreichender Leistung nicht gehalten werden konnte. Nach dem Ausfall des Frequenzumformers in Giubiasco bestand im Energieversorgungssystem überdies keine Möglichkeit, die durch bremsende Lokomotiven dem Netz zugeführte Rekuperationsenergie in allen Fällen abzuführen. Auf diesen Umstand wurde in Kapitel 3 vertieft eingegangen.

In der Insel Süd blieb die Maschine im Kraftwerk Wassen am Netz. Um 17:08:29 wurde protokolliert, dass der Druckregler eingreift, was zeigte, dass der Regler dem Frequenzanstieg entgegenwirkte und die Turbine schloss. Bei diesem Maschinentyp liegt die Überdrehzahl-schwelle bedeutend höher, deshalb gab es keine Auslösung.

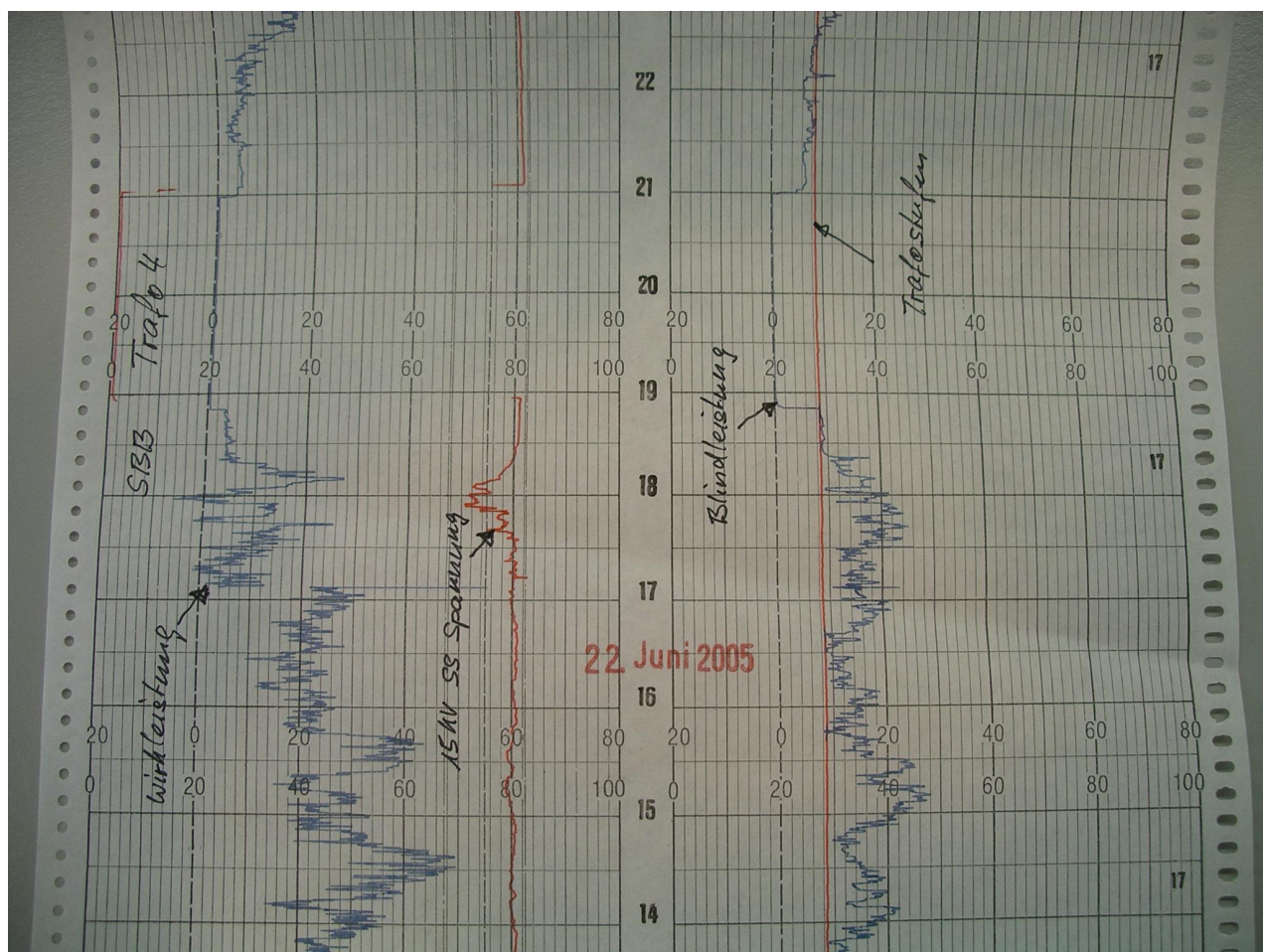


**Abbildung 10: Spannungs- und Frequenzverlauf Kraftwerk Wassen**

Abbildung 10 zeigt den Verlauf der 15-kV-Spannung und der Frequenz im Kraftwerk Wassen während der Strompanne. Es fällt auf, dass die Frequenz (blau) nach 17:08 Uhr stark erhöht war und instabil wurde. Dagegen war die Spannung (rot) recht konstant und brach erst etwa um 18:00 Uhr ein. Der Grund wird in einer ansteigenden Last vermutet.

Um aus einem klar definierten Zustand das Netz rasch wieder aufbauen zu können, musste die SBB alle Speisepunkte zu den Fahrleitungen ausschalten. Deshalb wurde um 19:00 Uhr auch das Kraftwerk Wassen manuell herunter gefahren.





Messbereiche links

Messbereiche rechts

blau: Wirkleistung -20..0 80% = -5..0..20 MW

Blau: Blindleistung -20 0 80% = -5 0 20 MWr

rot: Spannung 0-100% = 0-20 kV

rot: Stufenschalter 1-25

**Abbildung 11: Aufzeichnung Fahrleitungstransformator 4 in Wassen 132/15 kV; 20 MW**

Abbildung 11 zeigt den Verlauf der Spannung, Wirk- und Blindleistung sowie die Position des Stufenschalters während der Strompanne. Ein kurzzeitiger Leistungssprung kurz nach 17 Uhr zeigt, dass die Maschine korrigieren wollte. Bis zur manuellen Abschaltung um 19 Uhr bleibt aber das Kraftwerk Wassen in Betrieb.

Aufgrund der schlagartigen Frequenzänderung nach dem Ausschalten der Übertragungsleitung Amsteg–Rotkreuz wurden in Giubiasco, Ritom und Göschenen zehn Maschinen innerhalb von acht Sekunden nach Störungsbeginn (d.h. zwischen 17:08:28.66 und 17:08:36.23 Uhr) durch die Schutzeinrichtungen automatisch ausgeschaltet. Einzig die drei Maschinen in Amsteg und diejenige in Wassen blieben am Netz und produzierten weiterhin Energie. Die Ursache dieser Ausschaltungen sind schnelle, transiente unzulässige Vorgänge im System. Die spätere gestaffelte Ausschaltung der drei Maschinen im Kraftwerk Amsteg wurde wegen

der Pendelungen der Strahlableiter und der Düsenbewegungen automatisch eingeleitet und diente dem Schutz der Anlagen. Ab diesem Zeitpunkt wurde die 15-kV-Fahrleitung zwischen der Zentralschweiz und dem Tessin nur noch durch das Kraftwerk Wassen gespeist.

### 4.5.3 Netzinsel Nord (Deutsch-/Westschweiz)

Die Situation im Norden war nach der Netztrennung zu Beginn scheinbar stabil. Erst der Ausfall der Kuppelstellen zur Deutschen Bahn (DB) wegen Überlast leitete auch hier den Netzzusammenbruch ein.

#### Zusatzinformation zum Energieaustausch mit der DB:

Die Bahnstromnetze der DB und der SBB sind über zwei Kupplungen zwischen Muttenz und Haltingen sowie Etwilen und Singen verbunden.

Dank der Verbindung der beiden Netze ist die Frequenz-Stabilität besser und damit auch die Versorgungssicherheit.

In der Regel wird über die Kupplungen keine bestellte Energie ausgetauscht. Dahingegen unterstützen sich die beiden Bahnstromversorger bei Störungen und helfen sich gegenseitig, die Netzstabilität aufrecht zu erhalten. Die Kupplungen sind insgesamt auf eine übertragbare Leistung von kurzfristig maximal 150 MW und eine Dauerleistung von 100 MW dimensioniert.

#### 4.5.3.1 Reaktion Netzinsel Nord auf Ausschaltung der Leitung Amsteg–Rotkreuz

Das nachfolgend beschriebene Verhalten der Insel Nord ist aus Abbildung 12 ersichtlich. Zwischen den Punkten ① und ② ist das Verhalten abgebildet, bevor die Kupplungen zur DB wegen Überlastung automatisch ausgeschaltet wurden. Rechts von Punkt ② wird das Verhalten danach gezeigt.

Nach dem Ausfall der Leitung Amsteg-Rotkreuz fehlten in der Netzinsel Nord rund 200 MW. Deshalb wurde automatisch der Leistungsbezug von der DB erhöht. Parallel dazu steigerte der Netzregler die Produktion in den Kraftwerken Châtelard, Vernayaz und dem Etzelwerk. Da in dieser Phase die Frequenz innerhalb enger Grenzen blieb und die Umformerregelung auf „starr“ (siehe folgende Zusatzinformation) eingestellt war, wirkte der Netzregler nicht auf die Umformer ein.

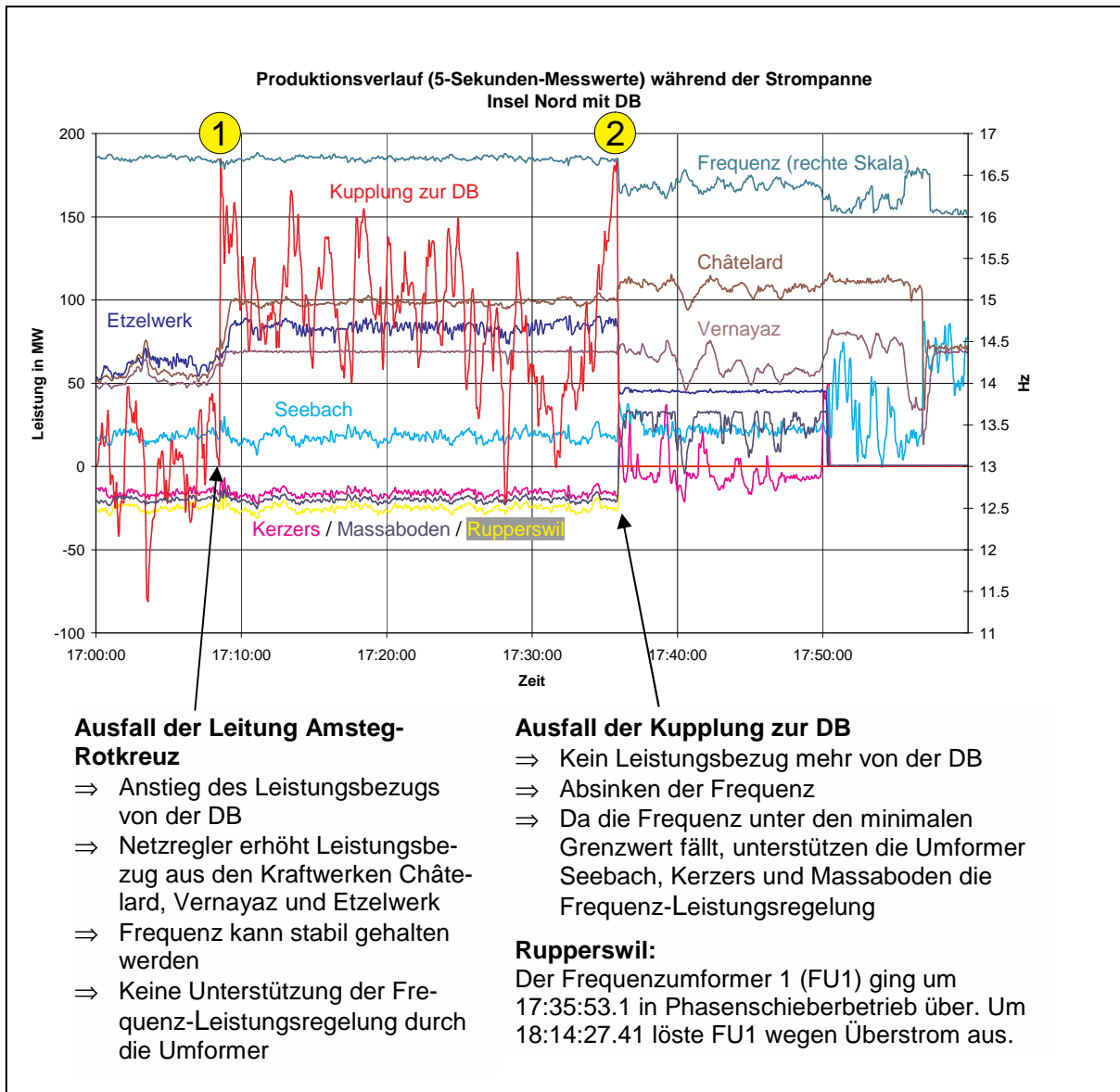


Abbildung 12: Produktionsverlauf der Kraftwerke und Frequenzumformer in der Insel Nord

#### Zusatzinformationen zum Einsatz der Frequenzumformer:

Für den Fall, dass aus betrieblichen Gründen von den geplanten Energiefahrplänen in den Frequenzumformern abgewichen werden muss, hat die SBB mit der BKW, EOS und NOK den so genannten „BEN“-Vertrag abgeschlossen. Die SBB kann damit im Störfall unangemeldet Leistung aus dem 50-Hz-Hochspannungsnetz beziehen. Diese Leistungsvorhaltung hat aber ihren Preis. Aus ökonomischen Gründen wurde daher versucht, an den Umformern möglichst genau die vereinbarten Energieprogramme abzuwickeln und die bei der SBB sehr hohe Regulierleistung mit den eigenen Wasserkraftwerken zu produzieren. Bei sich verringern den Systemreserven gestaltet sich dies immer schwieriger, obwohl das System die Dispatcher in diesem Bereich mit der so genannten Payback-Funktion<sup>9</sup> unterstützt. Bei der Handhabung des BEN-Vertrags muss zwischen Normalbetrieb und gestörtem Betrieb unterschieden werden. Im Normalbetrieb ist es sinnvoll, möglichst wenig der sehr teuren Regulierleistung aus dem 50-Hz-Netz zu beziehen. Im Störfall hingegen muss diesem Aspekt eine deutlich untergeordnete Rolle beigemessen werden. Mit zu langem Festhalten an fixen Energieprogrammen vergeblich man sich in einem derartigen Fall die Möglichkeit, das Netz zu stabilisieren. Die Umschaltung vom „starren“ in den „supportiven“ Betriebsmodus kann durch die Dispatcher innert weniger Sekunden vorgenommen werden.

Diese beiden Betriebsmodi der Frequenzumformer sind durch unterschiedliche Regelungscharakteristiken gekennzeichnet:

- die Frequenzumformer beteiligen sich an der Regelung über ihren gesamten Frequenz-Leistungsbereich (dies ist der so genannte „supportive“ Modus, bei dem der Kennlinie der Netzregelung gefolgt wird) und
- die Frequenzumformer fahren innerhalb gewisser Frequenzgrenzen starr die eingestellte Leistung. Ausserhalb dieser Grenzen beteiligen sich die Werke an der Frequenz-Leistungsregelung<sup>10</sup> (dies ist der so genannte „starre“ Modus, bei dem der Kennlinie der Umformerregelung gefolgt wird).

#### 4.5.3.2 Verlauf nach der Abschaltung der Kuppelstellen zur DB um ca. 17:35 Uhr

Nach dem Ausfall der Verbindung zur DB brach die Netzinsel Nord zusammen. Ein Eingreifen der Dispatcher war nicht mehr möglich. Der Verlauf der Energieproduktion der einzelnen Werke ist in Abbildung 12 rechts von Punkt ② dargestellt.

Zeit	Anlage	Was	Bemerkungen
17:35:46	Leitung Singen-Grüze	Distanzschutz-Auslösung	Auslösung aufgrund zu geringem Leitungswiderstand; Überlastung der Übertragungsleitung
17:35:52.32	Leitungen Muttenez-Haltingen 1 und 2	Überstrom-Auslösung Seite Muttenez	Überstrom-Auslösung aufgrund Stromanstieg > 800 A / 0,5 s infolge der Auslösung Singen-Grüze. <i>Trennung der Netze der DB und SBB</i>

<sup>9</sup> Die Payback-Funktion optimiert den Bezug respektive Lieferung von Regelleistung über 15 Minuten.

<sup>10</sup> Der Leistungsbezug der Züge ändert durch das Beschleunigen und Abbremsen sehr rasch; die Produktion muss auf diese Schwankungen ausgerichtet werden. Die Aufgabe der Nachführung der Produktion wird durch den Frequenz-Leistungsregler in der Zentralen Leitstelle in Zollikofen wahrgenommen.

Zeit	Anlage	Was	Bemerkungen
17:35:52.74	Rupperswil-Auenstein Maschine 2	Überstrom-Auslösung	Überstrom-Auslösung; Stromanstieg > 3250 A / 3 s Ursache: Netzspannung sehr tief; der Spannungsregler erregt über den Nennstrom
17:35:53.19	Rupperswil Frequenzumformer 1	Leistungsregelung Auslösung	Durch die Auslösung der Verbindung zur DB in Haltingen fehlten im Netzteil Nord 200 MW. Dies verursachte in Rupperswil einen Lastsprung und Leistungspendelungen, die durch die Leistungsregulierung nicht mehr ausgegletzt werden konnte. Frequenzumformer 1 löste auf der 50-Hz-Seite aus und arbeitete im Phasenschieberbetrieb weiter (16,7-Hz-seitig am Netz).
17:35:53.38 17:35:53.40 17:35:53.47	Etzelwerk Maschine 1 Etzelwerk Maschine 6 Etzelwerk Maschine 2	Schnellschluss aller drei Maschinen	Ausgelöst durch die Drehzahlsondenüberwachung, welche auf zu tiefe Drehzahl/Frequenz reagiert
17:36:02.85	Massaboden	Inselbetrieb	Der Werkregler schaltet auf Inselbetrieb um. Dadurch reagieren die Maschinen schneller auf Frequenzänderungen
17:36:03	Kerzers	Inselbetrieb	Der Werkregler schaltet auf Inselbetrieb um.
17:45:14.86	RhB Landquart RhB Küblis	Auslösung der beiden Umrichter	Nach der Trennung der SBB- / DB-Netze konnten die beiden Umrichter einige Minuten im Betrieb bleiben und das SBB-Netz unterstützen. Die Frequenz sank dann so stark, dass die beiden Umrichter durch den Schutz ausgelöst wurden.
17:50:13.80	Etzelwerk Maschine 7	Untererregung, da- nach Auslösung	Elektrischer Schutz erkennt „Untererregung“ und löst aus. Das Energiedefizit wird dadurch noch grösser.
17:50:15.18	Massaboden	Werkregler gestört	Umschaltung der Kennlinie des Frequenzumformers 1 von Netzregelung auf Umrichterregelung (hat keinen Einfluss auf die folgende Auslösung).
17:50:22.01	Massaboden Frequenzumformer 1	Überstrom der Asyn- chronmaschine, da- nach Auslösung	Von 17:36 bis 17:50 arbeitete die Maschine abhängig von der Frequenz meistens mit maximaler Leistung. Durch die sinkende Frequenz stieg die Belastung noch weiter an und führte zur Auslösung der Asynchronmaschine durch Überstrom
17:50:24.42	Kerzers Frequenzumformer 2	Leistungsregelung und Überstrom der Asynchronmaschine, dadurch Auslösung	Durch die schnelle Frequenzabnahme stieg die Leistung in den Überlastbereich. Der Frequenzbereich der Leistungsregelung wurde unter- und der Strom der Asynchronmaschine überschritten.

Zeit	Anlage	Was	Bemerkungen
17:53:49.12	Châtelard Maschine 2	Thermoschutz Warnung	Überlast Warnung
17:56:51.43	Châtelard Maschine 1	Notschluss, beide Maschinen	Ursache: Überdrehzahl
17:56:52.39	Châtelard Maschine 7		
18:01:54.15	Châtelard Maschine 5	Thermoschutz Warnung Notschluss	Überlast Warnung Ursache: Überdrehzahl
18:03:44.17	Châtelard Maschine 2		
18:05:33.78	Châtelard Maschine 5	Notschluss Maschinentransformator	
18:05:35.54	Châtelard Maschine 4		
18:14:27.41	Rupperswil Frequenzumformer 1	Überstrom Generator (Synchronmaschine) Auslösung	Überstrom-Auslösung aufgrund Stromanstieg. Die Umformergruppe ist getrennt von beiden Netzen und läuft ungebremst aus.

**Tabelle 7: Reaktion der Anlagen auf die Abschaltung der Kuppelstellen zur DB**

Nach dem Ausfall der Netzkupplungen zur DB sanken Frequenz und Spannung. Die Leistungsregler der Generatoren erkannten (ausser in den Kraftwerken Vernayaz und Châtelard) den Inselbetrieb und schalteten auf eine höhere Frequenzempfindlichkeit um. Dies zeigte sich deutlich an den Reaktionen der beiden Umformer Massaboden und Kerzers (siehe Abbildung 12).

Im weiteren Ablauf erkannten die Dispatcher, dass die Kraftwerke Châtelard und Vernayaz an die Grenzen der Belastung gelangten. Dies führte nach einer gewissen Zeit zu unzulässigen Temperaturen der Maschinen, welche durch die Schutzeinrichtung ausgeschaltet wurden (ca. 17:53 Uhr).

Nach 17:57 Uhr begann das Energienetz zu pendeln und brach zusammen. Die Auslösungen durch Überdrehzahl oder Überstrom waren korrekt.

#### 4.5.4 Zentrale Leitstelle (ZLS)

##### 4.5.4.1 Allgemeiner Ablauf bei Störungen

Zum Zeitpunkt der Störung galten für das Personal in der ZLS die nachfolgend beschriebenen Störungsprozess-Schritte:

- Sofortiger Ausgleich der ausgefallenen Leistungen
- Pikett der betroffenen Anlage telefonisch aufbieten
- Ferngesteuertes Starten zusätzlicher Maschinen durch die Dispatcher in der ZLS (einzig die Maschinen in Seebach müssen mangels Fernsteuerung noch lokal gestartet werden)



#### 4.5.4.2 Ablauf in der Zentralen Leitstelle (ZLS) am 22. Juni 2005

Aus Tabelle 8 ist ersichtlich, was in der ZLS kurz nach der automatischen Ausschaltung der Leitung Amsteg–Rotkreuz bis zur Ausschaltung der Kuppelstellen zur DB gemacht wurde, d.h. im Zeitraum von 17:00 bis 17:35 Uhr.

Zeit	Ort	Störung / Handlung	Bemerkung
17:08	ZLS	Dispatcher 2 stellt Energiemangel fest und fragt Pikett der Energiewirtschaft für Änderung der Energieprogramme an	
17:10	ZLS	Dispatcher 1 bietet Pikett Ritom auf	
ca. 17:12	ZLS	Dispatcher 2 orientiert DB, dass EN mehr Energie bezieht.	
ca. 17:14	ZLS	Telefon von Elektrizitätswerk Altdorf, Freigabe der Leitung Amsteg–Steinen und Wassen–Steinen	Die Bauarbeiten unter der SBB-Übertragungsleitung sind beendet.
17:15	ZLS	Dispatcher 1 bietet Pikett Amsteg auf	
17:16	ZLS	Dispatcher 1 bietet Pikett Giubiasco auf	
Ab ca. 17:20	ZLS	Dispatcher 2 hat eine Flut von Anrufen.	
17:27	ZLS	Dispatcher 1 versucht Zuschalten der Leitungen Amsteg–Steinen	Versuch misslingt
ca. 17:28	ZLS	Dispatcher 1 orientiert Pikett Netzführung, dass im Insel Tessin eigenständig betrieben wird	
17:32	ZLS	Weiterer Versuch, Leitung Wassen–Steinen einzuschalten	Synchronisation scheitert
17:32	Göschenen	Telefonischer Kontakt mit ZLS, Versuche zu synchronisieren	
17:33	ZLS	Der Dispatcher nimmt zum ersten Mal auf der Anzeigewand wahr, dass die Leitung Amsteg–Rotkreuz automatisch ausgeschaltet worden ist.	Anzeige des ausgeschalteten Zustandes der Leitung wird nur wahrgenommen, wenn spezielles Augenmerk darauf gerichtet ist

**Tabelle 8: Abläufe in der ZLS von 17:08 – 17:33 Uhr**

Tabelle 9 zeigt auf, was in der Zeit von 17:35 bis 18:40 Uhr, d.h. vom Beginn der schweizerischen Strompanne bis zum vollständigen Netzzusammenbruch in der ZLS, abgelaufen ist.

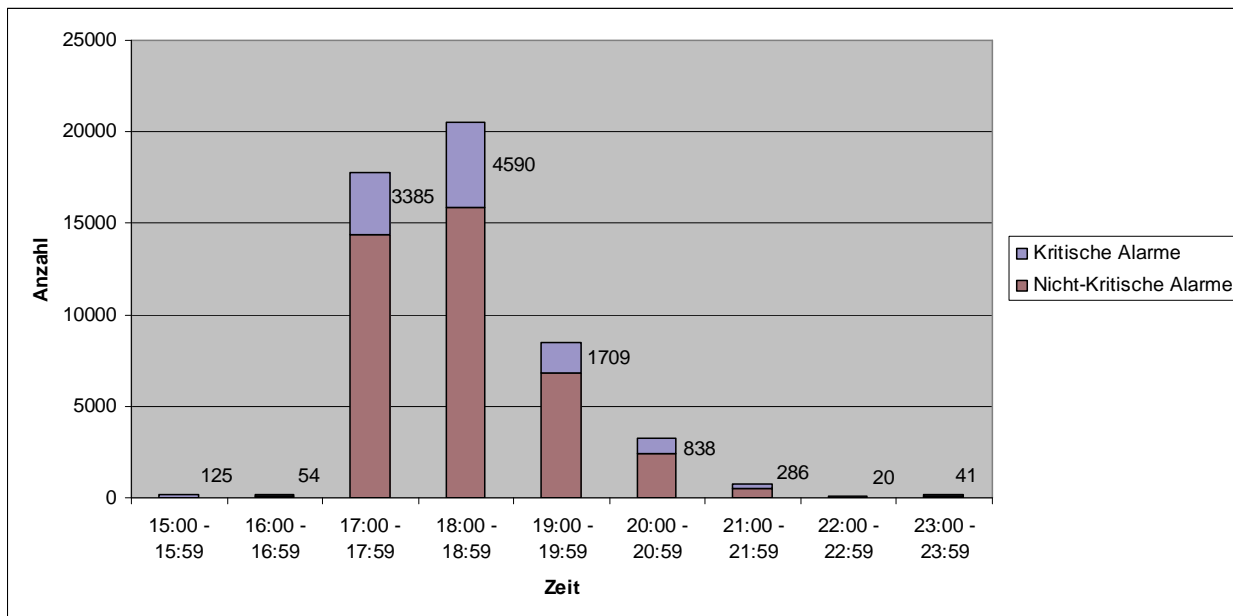
Zeit	Ort	Störung / Handlung	Bemerkung
ab 17:35	ZLS	Aufgebot der Pikettaussenstellen und der Verstärkung der ZLS	
17:45	ZLS	Versuch, die Hochspannung in der Ostschweiz zu halten	
17:56	Giubiasco	Umformer 1 mit begrenzter Leistung wieder am Netz	Nur ein Transformator in Betrieb
18:00	ZLS	Personelle Verstärkung ZLS aus Leitung und Engineering trifft ein 1. Lageanalyse	
18:04/05	Giubiasco	Umformer 2 und 3 am Netz	
ab 18:05	ZLS	Versuche, Teilnetze hochzufahren und zu stabilisieren. Etelz (Maschine 7), Seebach (Umformer 1) und die Netzkupplung zur DB in Singen sind stabil am Netz.	Das Netz in der Ostschweiz ist stabil, aber ohne Last.
18:08	Giubiasco	Umformer 1 mit voller Kapazität am Netz	
ab 18:30	ZLS	Synchronisationsversuche mit den Teilnetzen scheitern immer wieder, weil die Frequenz nicht genügend stabil ist. Das Kraftwerk Vernayaz verzeichnet Überspannungen.	
18:30	Amsteg	Versuch, die Maschinen 2 und 3 ans Netz zu bringen.	Es bestehen Synchronisationsprobleme, weil der Frequenzumformer Giubiasco noch nicht am Netz ist.
ab 18:40	Ritom	Das Kraftwerk ist wieder am Netz; der Netzteil Süd stabilisiert sich, ist aber noch ohne Last	
18:40	ZLS	Alle Fahrleitungs-Transformatoren sind abgetrennt	Dies dient als Vorbereitung zum Hochfahren des Gesamtnetzes.

**Tabelle 9: Abläufe in der ZLS von 17:35 bis 18:40 Uhr.**

#### 4.5.4.3 Überflutung durch Alarmmeldungen

Nach dem Leitungsunterbruch Amsteg–Rotkreuz wurde die ZLS von Meldungen und Alar-men überflutet. In den ersten 60 Minuten betrug die Anzahl Alarmmeldungen rund 18'000, davon knapp 3400 kritische.





**Abbildung 13: Verteilung der Alarme während Störung und Wiederaufbau des Netzes**

Der Dispatcher erkannte wegen dieser Alarmflut die vier Einzel-Alarme bezüglich der Überlastung der Kuppelstellen zur DB nicht, was in dieser Situation entscheidend gewesen wäre.

Zeit	Anlage	Was	Bemerkungen
17:13:32.83	Kuppeltrafo 11 Haltin- gen	Thermoschutz War- nung	Überlast Warnung
17:23:16.15	Kuppeltrafo 11 Haltin- gen	Thermoschutz Auslö- sung	Überlast Auslösung; Parallelkuppeltrafo 12 blieb in Betrieb
17:31:27	Kuppeltrafo 11 Haltin- gen	Hand-Zuschaltung durch DB Energie	
17:35:46	Leitung Singen-Grüze	Distanzschutz-Endzeit- Auslösung	Auslösung wegen Überlast (1100 A bei 132 kV)

**Tabelle 10: Alarmmeldungen in der ZLS bezüglich der Überlastung der Kuppelstellen zur DB**

Drei Punkte sind in diesem Zusammenhang wesentlich:

- Das System erlaubt es derzeit nicht, mittels Umschaltung nur die wichtigsten Alarme anzuzeigen. Eine Ausblend- oder Filterfunktion (mit Alarm-Hierarchie) ist für die Handhabung von grösseren Störungen dringend erforderlich.
- Das Leitsystem in der ZLS erfordert das Quittieren der Alarme. Dieser Betriebsmodus ist bei normalen Betriebsverhältnissen und bei kleinen bis mittleren Störungen zweckmässig. Er zwingt die Dispatcher, sich umgehend dem Ereignis anzunehmen. Bei einer Grossstörung, wie sie am 22. Juni auftrat, ist ein derartiges Instrument untauglich: Anstatt die Dispatcher bei der Problemlösung zu unterstützen, beschäftigt es sie mit dem Quittieren von Alarmen. Werden die Alarme nicht quittiert, aktualisiert das System zudem gewisse Teile und Daten nicht, was die Übersicht verunmöglicht.

- Alle Überschreitungen respektive Unterschreitungen von Grenzwerten werden gleichzeitig und auf gleichem Alarmniveau gemeldet. Dies führt beispielsweise dazu, dass sowohl unkritische als auch kritische Störungen als identische Alarme dargestellt werden.

In einer ersten Ursachenanalyse für die automatische Leitungsabschaltung ging die SBB von einem Erdkurzschluss aus. Wäre dies tatsächlich der Fall gewesen, hätte auch in Amsteg die Schutzeinrichtung angesprochen und die gesamte Leitung wäre auf der Anzeigetafel sofort grün erschienen, was auf einen strom- und spannungslosen Zustand hinweist. Ein Übersehen oder zu spätes Erkennen des Problems wäre damit praktisch ausgeschlossen gewesen.

#### 4.5.5 Aufbau des Netzes

Grundbedingung für den Wiederaufbau des Energienetzes war die vorhergehende Abschaltung aller Anlagen.

Zeit	Ort	Störung / Handlung	Bemerkung
18:45	Alle Werke	Erstellen einer definierten Ausgangslage für den Netzaufbau. Um die Anlagen wieder hochfahren zu können, müssen alle noch vorhandenen Alarme quittiert und die Last abgetrennt werden.	
18:50	Giubiasco	Umformer 1 löst infolge Leistungspendelung aus.	
ab 19:05	Vernayaz	Das Kraftwerk wird manuell synchronisiert und an das Netz geschaltet.	Oberaufsicht ZLS
19:15	Vernayaz	Das Kraftwerk ist stabilisiert und an das Netz geschaltet. Die Hoheit bleibt lokal.	
Parallel	Etzel, Rapperswil, Massaboden	Die Maschinen werden lokal hochgefahren und an das Netz geschaltet.	
19:28	Giubiasco	Umformer 1 ist wieder am Netz.	
19:45	Alle Werke (mit Ausnahme von Kerzers)	Die SBB-Kraftwerke sind wieder am Netz und mit wenig Last stabil. Über die Umformer wird vorerst Energie ins 50-Hz-Netz exportiert.	Damit wird die Last im Bahnstromnetz künstlich erhöht, was die Stabilität in der Aufbauphase verbessert
ab 19:30	Kerzers	Versuche hochzufahren und zu stabilisieren scheitern immer wieder.	
19:50	ZLS	Nachtschicht trifft ein. Alle übernehmen einen Arbeitsplatz	

<b>Zeit</b>	<b>Ort</b>	<b>Störung / Handlung</b>	<b>Bemerkung</b>
20:05	Kerzers	Synchronisation gelingt; der Umformer ist stabil am Netz.	
20:05	ZLS	Zusammenschalten der Teilnetze	Problemloser Ablauf
ab 20:05	ZLS	Beginn der Zuschaltung der Fahrleitungs-Transformatoren auf der Hauptachse.	Rascher Erfolg in Zürich und Mittelland. Das Zuschalten von Bern bereitet hingegen Mühe.
ab 20:05	ZLS	An allen Arbeitsplätzen werden Fahrleitungs-Transformatoren zugeschaltet Probleme: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Neuenburg</li> <li>▪ Genf</li> <li>▪ Thun</li> <li>▪ Seebach</li> <li>▪ Weitere Unterwerke mit älterer Leittechnik</li> </ul> Probleme werden durch Anweisungen an Pikett gelöst	
20:40	Bussigny	Defekt auf fahrbarem Unterwerk für Speisung Yverdon	Engineering sofort eingesetzt
20:45	St. Leonard	Defekter Überspannungsableiter festgestellt	Pikett Vernayaz aufgeboden
20:50	Übertragungsleitung Bussigny-Croix	Kann wegen eines Defekts nicht zugeschaltet werden.	Sichtkontrolle auf 23.6. angeordnet
ab 21:00	ZLS	Beobachtungen, dass an einigen Orten Lokomotiven fahren (Last).	
ab 21:15	ZLS	Das gesamte Hochspannungsnetz mit den Transformatoren für die Fahrleitung ist mit Ausnahme der defekten Orte stabil in Betrieb.	Lastfluss baut sich auf
21:15	Varzo 2 (Kabel)	Inbetriebnahmeversuch scheitert	Defekt vermutet
21:20	ZLS	Erfolgreiches Zuschalten des Kuppeltrafos zur DB.	
ab 21:30	ZLS	Gesamte Steuerhoheit wieder in der ZLS. Das Netz läuft stabil.	

**Tabelle 11: Abläufe in der ZLS von 18:45 bis 21:30 Uhr**

Nachdem das Netz wieder stabilisiert war, begann die Analyse der Störung.

Zeit	Ort	Störung / Handlung	Bemerkung
21:45 – 01:00	ZLS	Analyse der Vorgänge. Das Sammeln, Verifizieren und Auswerten der Daten beginnt. Erarbeiten von Massnahmen Bei der ersten Auswertung wurden Schwingungen der Maschinen in Amsteg als Ursache der Auslösung der Übertragungsleitung angenommen. Da die Zeitangaben der Betriebsprotokolle nicht korrekt waren, hat sich diese Annahme bei den weiteren Untersuchungen am nächsten Tag als falsch erwiesen.	
ab 01:00	ZLS	Nimmt Normalbetrieb auf	
	Büros	Erstellen der Sitzungsnotizen, Pendenzenlisten und Aufbereiten einer Präsentation für Krisenstab und Medien.	
05:45		Die Unterlagen für den Rapport des Krisenstabs sind bereit	
Ab 06:00	Engineering	Team nimmt Arbeit auf; Das Abarbeiten der Pendenzen beginnt.	
09:15	ZLS	Sitzung zu Pendenzen mit Engineering und ZLS	
ganzer Tag		Beschaffen von Unterlagen z.Hd. Führung und Medien. Übergang zum Normalbetrieb.	

**Tabelle 12: Erste Schritte der Analyse der Strompanne**

Der Wiederaufbau gelang relativ rasch, da bereits vor der Einführung von Bahn 2000 Unterlagen für einen Netzaufbau nach einem Stromausfall erarbeitet worden sind.

## 4.6 Die betriebliche und kundendienstliche Bewältigung des Ereignisses

### 4.6.1 Krisenbewältigung Phase 1 (bis 20:00 Uhr): Betriebsführung

Am 22. Juni um ca. 17:15 Uhr traf die erste Alarmierung über Stromversorgungsprobleme am Gotthard sowie im Tessin ein. Der Zugverkehr kam auf der Gotthardachse zum Erliegen. Um 17:30 Uhr erfolgte die nächste Alarmierung über die Ausbreitung des Stromausfalles auf das übrige Netz. Um ca. 18:15 Uhr wurde auf dem ganzen Netz der Zugverkehr eingestellt. Mit dem schrittweisen Aufbau der Stromversorgung konnte der Zugverkehr ab ca. 20:00 Uhr streckenweise, ab 21:30 Uhr netzweit wieder aufgenommen werden. Es wurde versucht, möglichst rasch wieder fahrplanmässig zu fahren. Ein Teil der Züge verkehrte jedoch bis Betriebsschluss mit Verspätungen. Während der Strompanne aufgetretene Störungen an

Sicherungsanlagen und die teilweise Überlastung der Kommunikationskanäle erschwerten die Betriebsführung zusätzlich. Zu keinem Zeitpunkt während und nach der Strompanne traten gefährliche Zustände auf, weder für die Kundinnen und Kunden der SBB und die von ihr versorgten Eisenbahnverkehrsunternehmen noch für die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der SBB.

Zur Krisenbewältigung wurden folgende Entscheide gefällt:

- Alarmierung der betroffenen Dienste
- Aufbieten von Mitarbeitenden zur Verstärkung in allen Bereichen der Betriebsführung (Fernsteuerzentren, Betriebsleitzentralen, Kundenlenkung in den Bahnhöfen)
- Geordnetes Zurückfahren des Zugverkehrs
- Anhalten der Reisezüge in den Bahnhöfen
- Aufbieten der Teams der Lösch- und Rettungszüge. Mit Diesellokomotiven werden in erster Priorität die in Tunnels blockierten Züge evakuiert.
- Aufbieten von rund 250 Ersatzbussen
- Kontaktaufnahme mit SBB Cargo und weiteren Eisenbahnverkehrsunternehmen zum Bereitstellen von Diesellokomotiven:  
Auf Hauptachsen wurden einzelne Züge mit Diesellokomotiven geführt
- Ständiger Informations-Austausch zwischen den Betriebsleitzentralen der Bahnen
- Kundeninformation in den Bahnhöfen, am und im Zug

Während der ersten zweieinhalb Stunden nach dem Eintreten des Ereignisses führte der Bereich Betriebsführung in Zusammenarbeit mit den Divisionen Personenverkehr und Cargo das operative Ereignismanagement. Um 20:00 Uhr übernahm der einberufene SBB-Krisenstab die koordinierte Führung zur Bewältigung der Krise.

#### **4.6.2 Krisenbewältigung Phase 2 (ab 20:00 Uhr): Krisenstab**

Der Krisenstab der SBB setzt sich aus Vertretern sämtlicher für den Bahnverkehr relevanten Bereiche von Infrastruktur, Personenverkehr, Cargo und des Konzerns zusammen.

Unter Führung des Leiters Infrastruktur stand er von Mittwoch, 22.6. 20:00 Uhr, bis Freitagabend, 24.6., permanent im Einsatz. Dies unter anderem aufgrund der Tatsache, dass sich am Donnerstagabend, 23.6., in der Romandie wegen eines Blitzeinschlages erneut eine auf die Romandie beschränkte Strompanne ereignete.

Am Freitagabend wurde der Krisenstab in eine umfassende Pikettorganisation überführt. Diese wurde bis am Montagmorgen aufrecht erhalten.

Die betrieblichen Massnahmen erfolgten aufgrund folgender Zielsetzungen:

- Sämtliche Passagiere erreichen noch am Mittwochabend ihre Zieldestination.
- Alle fahrplanmässigen Züge verkehren am Donnerstagmorgen soweit möglich mit geplantem oder wenigstens mit Ersatz-Wagenmaterial.
- Ab Freitagmorgen erfolgt die Disposition des Wagenmaterials wieder gemäss den normalen Umlaufplänen.
- Der Güterverkehr wird ab Donnerstagmorgen sukzessive in den Normalbetrieb überführt.

Der Krisenstab fällte zweieinhalb Stunden nach Eintritt des Ereignisses erste grundsätzliche Entscheide zur Bewältigung der Störung und zur Wiederaufnahme des Eisenbahnbetriebs. Zudem beschloss er erste Sofortmassnahmen und erteilte Aufträge zur Abklärung der Ursachen, unter anderem:

- Priorisierung des Personenverkehrs mit der Konsequenz, dass Güterzüge grösstenteils bis Mitternacht angehalten bzw. zurückgestellt wurden.
- Anordnung, dass kein Zug ohne Zustimmung der Betriebsführung (BF) weiterfahren darf.
- Einstellen aller geplanten Bauarbeiten mit möglichen Einschränkungen auf den Betrieb.

#### **4.6.3 Kundendienstliche Aspekte Personenverkehr**

Rund 2'000 Personenzüge mit über 200'000 Passagieren waren von der Strompanne betroffen. In der ersten Phase stand die Betreuung der Kundschaft im Zug und auf den Bahnhöfen im Vordergrund. Um zusätzliche Ressourcen in der Kundenbetreuung einsetzen zu können, wurden schweizweit alle verfügbaren Mitarbeitenden der Stichkontrolle und des Verkaufs für die Kundenbetreuung eingesetzt. Die Kundenbetreuer waren von 18:00 bis 03:30 Uhr im Einsatz. Neben der Kundeninformation und der Organisation von alternativen Transportmöglichkeiten war die Abgabe von Getränken ein wichtiger Bestandteil der Kundenbetreuung.

Oberstes Ziel des Personenverkehrs war, die Kundinnen und Kunden gleichentags sicher nach Hause zu bringen – unabhängig von der Wahl des Transportmittels. So wurden rund 250 Einsätze von Bussen und unzählige Taxifahrten organisiert.

Als Entschädigung für erlittene Unannehmlichkeiten wurden folgende Kulanzlösungen angewendet:

- Offensive Abgabe der RailCheck „Sorry“. Kundinnen und Kunden, welche am 22. Juni 2005 keine RailChecks erhalten hatten, konnten diese bis 29. Juni 2005 an den Verkaufsstellen beziehen.
- Unbürokratische Abwicklung der Kundenanliegen, d.h. Übernahme der Kosten für Übernachtungen, unzählige Taxifahrten und Bustransfers.

- Weitergehende Forderungen wurden und werden individuell bearbeitet. Ziel ist es, die noch pendenten Kundenforderungen bis Ende August zu erledigen.
- Die Kulanzregelung der SBB ging bewusst über die Minimalbestimmungen des Schweizerischen Transportrechts hinaus.

#### **4.6.4 Kundendienstliche Aspekte Cargo**

Die von der Cargo-Leitzentrale aufgebotene Krisenorganisation „Cargo Produktion – Regionen“ legte frühzeitig fest, die Diesel-Rangierlokomotiven zur Entpannung von Personenzügen zur Verfügung zu stellen.

Aufgrund des Entscheides des SBB-Krisenstabes, den Güterverkehr bis Mitternacht einzustellen, entschloss sich SBB Cargo, den Einzelwagenladungsverkehr vollständig ausfallen zu lassen, um sich auf das Express-Netz konzentrieren zu können.

In Absprache mit SBB Cargo entschied die Post, die gesamten Pakettransporte über die Strasse abzuwickeln.

Ab 21:30 Uhr konnten erste auf der Strecke stehende Güterzüge wieder weiterfahren. Bis 24:00 Uhr verkehrten vereinzelt Cargo-Express-Züge und ab 24:00 Uhr rollte das Cargo-Express-Netz mit Verspätung wieder an.

Ab 06:00 Uhr des Folgetages wurden Cargo-Rail-Züge ab den Rangierbahnhöfen in die Fläche überführt. Um 16:00 Uhr herrschte im Güterverkehr wieder ein geregelter Verkehr.

#### **4.6.5 Erfahrungen aus der Kommunikation**

##### **4.6.5.1 Medienarbeit**

Die SBB führte die Medienarbeit zur Strompanne vom 22. Juni 2005 auf drei Ebenen:

- proaktiv via Medienkonferenzen und Interviews
- proaktiv via Communiqués und Medienagenturen
- reaktiv via Sprechertätigkeit auf telefonische Anfragen

Die Kommunikation in der ersten Stunde erfolgte prioritär über die elektronischen Medien Fernsehen, Radio und Internet und trug wesentlich zur Kundeninformation bei. Die erste Medienkonferenz wurde rund drei Stunden nach Ereignis von Hansjörg Hess, Leiter Infrastruktur, durchgeführt. An der zweiten Medienkonferenz am Morgen des Folgetages informierten Benedikt Weibel, Vorsitzender der Geschäftsleitung SBB, und Hansjörg Hess die rund sechzig Medienvertreter. Im Zentrum beider Veranstaltungen standen die betrieblichen Auswirkungen, die Folgen für die Kundinnen und Kunden sowie erste Hinweise auf mögliche Ursachen. Gleichzeitig waren die Medienkonferenzen Plattformen für Fragen der Medienschaffenden an die SBB-Exponenten und für Interviews. An einer dritten Medienorientierung neun

Tage nach dem Ereignis orientierte Hansjörg Hess über den Stand der laufenden Abklärungen und räumte Fehler ein. Peter Lehmann, Leiter Kundendienst Personenverkehr, nahm Stellung zur Kundenbetreuung.

Insgesamt verschickte die SBB neun Mediencommuniqués zum Ereignis (4 am Ereignisabend, 1 nach Betriebsaufnahme am Morgen des Folgetages, 1 anlässlich der zweiten Medienkonferenz, 2 im Zusammenhang mit dem Stromausfall in der Westschweiz am Donnerstagsabend, ein letztes anlässlich der dritten Medienkonferenz). Reaktiv beantwortete die Medienstelle SBB in den ersten zwei Tagen mehrere hundert telefonische Anfragen von Medienschaffenden in der Schweiz und im Ausland. Gleichzeitig gaben die Mediensprecher Dutzende Interviews.

Alles in allem verlief die Medienarbeit zur Strompanne vom 22. Juni 2005 gemäss den für solche Fälle vorgesehenen Abläufen und Zielen: rasch, offen, transparent, einheitlich. Der Wille, in einer frühen Phase unter hohem Zeitdruck und bei noch instabiler Faktenlage präzise zu sein, führte vereinzelt zu Fehlinformationen (z.B. Verwendung des Begriffs „Kurzschluss“) und Falschinterpretationen, die später durch die SBB korrigiert werden mussten.

#### **4.6.5.2 Kommunikation via Internet**

Parallel zur Medienarbeit vermittelte die krisenbezogen umgestaltete Einstiegsseite [www.sbb.ch](http://www.sbb.ch) in den ersten zwölf Stunden praktische Kundeninformationen. Ebenfalls wurden sämtliche Medienmitteilungen laufend im Internet aufgeschaltet. Neben mündlichen und brieflichen Kontakten wurde das Internet als wichtiger Feedbackkanal für Fragen, Reklamationen und Anregungen genutzt.

#### **4.6.5.3 Interne Kommunikation**

Die Information der Mitarbeitenden erfolgte parallel und abgestimmt mit den Medienmitteilungen via Intranet und via „Info Subito“-Aushängen an den Anschlagbrettern. Das Thema Stromausfall wurden sowohl in der SBB Zeitung wie auch in der Kaderzeitschrift Profil vertieft behandelt. Mittels Schreiben von Benedikt Weibel und Hansjörg Hess am 26.6. wurden Engagement und Einsatz der Mitarbeitenden verdankt.

Eine Reihe von Verbesserungen sind in Umsetzung. Sie betreffen die Alarmierung und den Organisationsaufbau am Ereignistag sowie die bessere Koordination und den Informationsfluss innerhalb der SBB (Orientierung der Mitglieder des Verwaltungsrates, Abstimmung mit den Mediensprechern der Aussenstellen) und ausserhalb (Bundesstellen, Stromwirtschaft).

#### **4.6.6 Fazit**

Im Rahmen des Krisen-Controllings wurde nach Abschluss des Ereignismanagements eine Beurteilung der Krisenbewältigung anlässlich der Strompanne erstellt.



Eine erste rückblickende Analyse ergab ein grundsätzlich positives Bild. Entsprechend erfolgreich wurden auch das Krisenmanagement und die Krisenbewältigung von aussen wahrgenommen. Die rasche Inbetriebsetzung des Bahnstromnetzes und Wiederaufnahme der Verkehrsleistung, die aktive und kulante Betreuung der Kundinnen und Kunden des Personen- und Güterverkehrs sowie die offene Kommunikation trugen wesentlich zur vergleichsweise raschen Normalisierung der Situation bei.

## 4.7 Die finanziellen Folgen des Ereignisses

Die finanziellen Folgen des Ereignisses belaufen sich per 3. August 2005 auf total rund CHF 5 Mio. Darin nicht eingerechnet sind allfällige, bis dato nicht eingereichte Forderungen Dritter.

Kreditor	Was	Betrag per 3.8.05 [CHF Mio.]
Cargo	Ertragsausfälle <sup>11</sup>	0,548
	Eingegangene Kundenforderungen (Stand 29.7.05)	0,536
	<b>Total Cargo</b>	<b>1,084</b>
Personenverkehr	Logistik	0,150
	Kundenservice	0,260
	Fernverkehr	0,360
	Sorry-Tickets (Schätzung)	1,203
	<b>Total Personenverkehr</b>	<b>1,973</b>
Infrastruktur	Trassenmindererträge	0,210
	Aufwendungen für Störungsbehebung	0,895
	Busrechnungen	0,900
	<b>Total Infrastruktur</b>	<b>2,005</b>
<b>Total</b>		<b>5,062</b>

Tabelle 13: finanzielle Folgen der Strompanne per 3. August 2005

<sup>11</sup> Die Ertragsausfälle resultieren aus der Differenz der Erträge eines Donnerstags/Freitags in einer normalen Woche ohne Ereignismanagement und den Erträgen des Donnerstags/Freitags während der Strompanne. Dieser Betrag ist als ungefährender Wert zu betrachten.



## 6 Anhang 3 - Glossar

<b>Angebot</b>	Verfügbare SBB-Kraftwerksleistung unter Berücksichtigung der Wasserführung.
<b>Dispatcher 1</b>	<p>Mitarbeiter der Netzleitstelle (ZLS), der den Betrieb des Energienetzes überwacht, Produktionsanlagen zu- oder abschaltet und bei Störungen korrigierend eingreift.</p> <p>Aufgaben</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Schaltdienst: <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Ausführen von Schalthandlungen aus Schaltaufträgen</li> <li>○ Interventionen im Störfall durch Zu- oder Abschaltungen von Anlagen</li> <li>○ Zu- und Abschalten von Maschinen und Anlagen im Auftrag der Regulierdienstes</li> <li>○ Spannungsregulierung lokal und im gesamten Netz</li> <li>○ Überwachen der Wasserführung</li> </ul> </li> </ul>
<b>Dispatcher 2</b>	<p>Mitarbeiter der Netzleitstelle (ZLS), der den Betrieb des Energienetzes überwacht, Produktionsanlagen zu- oder abschaltet und bei Störungen korrigierend eingreift.</p> <p>Aufgaben</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Regulierdienst: <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Übernehmen der Energieprogramme und deren betriebliche Kontrolle für das gesamte Netz</li> <li>○ Korrigieren der Programme bei betrieblichen Abweichungen</li> <li>○ Überwachung der Wasserführung (Verhindern von Überfall an den Stauanlagen, Ausleiten bei starker Geschiebeführung nach Gewittern, etc.)</li> <li>○ Verlangen von Zu- und Abschaltungen von Maschinen</li> </ul> </li> </ul>
<b>Energie</b>	Menge von Arbeit, die ein physikalisches System verrichten kann; sie wird in Kilo-/Mega/Giga-Wattstunden (kWh, MWh, GWh etc.) gemessen.

<b>Energiebilanz</b>	Aufstellung der Energie-Verwendung (Verbrauch) und Energie-Herkunft (Erzeugung).
<b>Energiefahrplan = E-energieprogramm</b>	Bestimmt zu welchem Zeitpunkt wie viel Leistung bereitgestellt wird. Heute meist im Stundenraster, in Zukunft ist ein 15 Minuten-Raster zu erwarten.
<b>Energieverkehr</b>	Einsatz der Beschaffungs-, Transport- und Absatzkomponenten disponieren, überwachen und abrechnen.
<b>Energieverlust</b>	Existiert physikalisch nicht; etwas saloppe Umschreibung von Energie, die nicht nutzbringend verwendet werden kann.
<b>Frequenzumformer</b>	Elektrisches System, mit dem eine Energieübertragung vom 50Hz-Landesnetz in das 16,7Hz-Bahnstromnetz und umgekehrt möglich ist.
<b>Generator</b>	Elektrische Maschine zur Umwandlung von mechanischer in elektrische Energie: In den Frequenzumformern ist eine Leistungsumkehr immer möglich; In den Kraftwerken hängt dies vom hydraulischen Teil ab, bei Ausstattung mit Turbine/Pumpe ist Leistungsumkehr möglich, ohne Pumpe nicht.
<b>Inselnetz</b>	Region, die unabhängig und getrennt vom Rest des Netzes (Verbundnetz) betrieben werden kann
<b>Kuppelstellen zur DB</b>	Verbindungen des Bahnstromnetzes der SBB und der DB über die Energie ausgetauscht wird und durch die die Frequenz stabilisiert wird.
<b>Leistung</b>	Elektrische Leistung wird normalerweise in Watt (W), Kilowatt (kW), Megawatt (MW) etc. gemessen. Leistung ist Energie pro Zeiteinheit.
<b>Leistungsregler</b>	Jede Maschinengruppe eines Kraft- und Frequenzumformerwerks braucht einen Leistungsregler, um die Leistung, die vom 50Hz-Netz oder über hydraulische Produktion ins Bahnnetz eingespeist werden soll, vorgeben und regeln zu können.
<b>Leistungsschalter</b>	Mechanische Schaltgeräte, die einen Stromkreis jederzeit auf-trennen und bei normalen Bedingungen auch schliessen können.

<b>Leittechnik / Fernwirktechnik</b>	Systeme und Technologien, die gebraucht werden um Anlagen (Kraftwerke und Unterwerke) fernzusteuern und zu überwachen.
<b>Lichtwellenleiter/LWL</b>	Glasfasern zur Übertragung von Daten.
<b>Lokalsteuerung</b>	Einrichtung, um die Schaltgeräte (Schalter, Trenner) und Transformatoren in einem Unterwerk zu steuern und zu überwachen.
<b>Maschinensteuerungen</b>	Einrichtung, um die Schaltgeräte (Schalter, Trenner), Maschinen-Transformatoren und Hilfsbetriebe einer Maschinengruppe eines Kraft- oder Umformerwerks zu steuern und zu überwachen.
<b>Messwerterfassung</b>	Erfassung von Spannungen, Strömen, Leistungen, Energien, Wasserständen, etc. Diese Grössen werden zum Steuern, Regeln und Schützen unserer Anlagen verwendet sowie zur Verrechnung der gelieferten Energie an unsere Kunden.
<b>MVA</b>	Scheinleistung. Sie ist die geometrische Summe aus Wirk- und Blindleistung.
<b>MW</b>	Wirkleistung. Nutzbare Komponente der Scheinleistung. Ohne Blindleistung – der neben der Wirkleistung 2. Komponente der Scheinleistung – würde das Energieversorgungssystem aber nicht funktionieren.
<b>Netzeleitstelle</b>	Ab der Leitstelle werden alle Anlagen der Energieproduktion und des Netzes (Unterwerke und Übertragungsleitungen) betrieben und ferngesteuert
<b>Netzeleitsystem</b>	IT-System, das für den Betrieb der Netzeleitstelle notwendig ist. Dazu gehört auch der Netzregler.
<b>Netzregler</b>	Eine übergeordnete Regeleinrichtung, die aufgrund der momentanen Netzfrequenz und der Übergabeleistung zur DB, die Produktion der einzelnen Kraftwerke und Frequenzumformer vorgibt.
<b>Notschluss</b>	Sofortige Ausschaltung (Netztrennung) einer Maschine infolge eines elektrischen Ereignisses. Die Maschine läuft ungebremst weiter aus.

<b>Primärregler</b>	Dies ist die Regleinrichtung der Maschinen, die aufgrund der momentanen Frequenz, vor Ort die Produktion der Maschinen steuert.
<b>Werkregler</b>	Regleinrichtung, welche die Vorgaben des Netzreglers an die einzelnen Kraftwerke auf die dortigen Maschinen, die am Netz sind, verteilt.
<b>Regleinrichtungen</b>	Einrichtungen, die eine physikalische Grösse (z.B. Leistung einer Maschinengruppe) dauernd messen und dafür sorgen, dass ein vorgegebener Wert möglichst genau eingehalten wird.
<b>Regelenergie</b>	Differenz zwischen Energiefahrplan und tatsächlich benötigter Energie. Regelleistung ist für die Funktionsweise der Bahnstromversorgung unerlässlich; Regelleistung ist sehr wertvoll und wird daher – in den entstehenden Märkten – teuer gehandelt werden.
<b>Regelreserve</b>	Produktionsleistung, die in den Kraftwerken und Frequenzumformern dafür geplant und freigehalten wird, um die Lastschwankungen auszugleichen.
<b>Regenerative Energie</b>	Energie aus erneuerbaren Energiequellen wie Sonnen-Energie oder Wasser-Energie. Im Gegensatz dazu stehen die nicht erneuerbaren Energien wie z.B. Erdöl, Uran etc
<b>RFE</b>	Rückfallebene der zentralen Netzleitstelle (ZLS)
<b>Risk Management</b>	Operatives Risk Management, alle Risiken, die den Betrieb der Anlagen gefährden können wie Netzengpässe, Leistungsengpässe, Planungs- und Dispositionsfehler usw. Finanzielles Risk Management, Risiken der direkten finanziellen Auswirkung wie z.B. Preis-, Volumen- und Gegenparteirisiko.
<b>Schnellschluss</b>	Schnelle Reduktion der Belastung durch den Turbinenregler und den Spannungsregler mit anschliessender Ausschaltung des Generatorschalters. Die Maschine wird danach mit Bremsung zum Stillstand gebracht.
<b>Schutzauslösung</b>	Automatische Ausschaltung eines Anlageteils (z.B. Maschinen, Übertragungsleitung, Transformator usw.) in Folge Überschreitung eines Grenzwertes. Die Nicht-Auslösung würde zur Beschädigung oder Zerstörung des betroffenen Anlageteils führen.

<b>Spannung (elektrisch)</b>	Die treibende Kraft des elektrischen Stroms. In unserem Bahnstromnetz kommen hauptsächlich folgende Spannungen vor: 132 kV, 66kV, 33kV, 15kV
<b>Spannungsregler</b>	Regeleinrichtung, welche die Spannung des Generators regelt.
<b>Strom (elektrisch)</b>	Sich bewegende elektrische Ladung. Im Bahnstromnetz spricht man von einem Wechselstrom, weil sich die elektrischen Ladungen mit einer bestimmten Frequenz (16,7 Hz) hin und her bewegen.
<b>Synchronisation</b>	Damit eine Maschine an ein Netz bzw. zwei Netze zugeschaltet werden können, ist es notwendig, die beiden Teile miteinander zu synchronisieren. Damit wird sichergestellt, dass die beiden Teile mit der gleichen Frequenz laufen und die Nulldurchgänge der Stromkurve gleichzeitig erfolgen.
<b>Thermoschutz</b>	Dies ist eine Schutzfunktion vor Überlastungen. Bei Überlastung erhitzen sich die Anlagenteile. Um die Anlagenteile vor Schäden durch zu hohe Temperaturen zu schützen greift diese Schutzfunktion ein.
<b>Transformator (Trafo)</b>	Ein Transformator dient zur Energieübertragung zwischen zwei verschiedenen Wechselstrom-Systemen. Dabei werden Spannung und Strom umgekehrt proportional zueinander übersetzt.
<b>Trenner</b>	Trenner sind mechanische Schaltgeräte, die eine sichtbare Trennstrecke zwischen zwei elektrischen Systemen darstellen. Ein Trenner kann nur unter bestimmten Bedingungen geschlossen oder geöffnet werden kann.
<b>Turbine</b>	Mechanisches Element in einem Kraftwerk, das die Energie des fließenden Wassers in eine mechanische Energie (Rotationsenergie) umwandelt. Unerlässlich für die Nutzung der Wasserkraft.
<b>Turbinenregler</b>	Der Turbinenregler ist der Primärregler eines Wasserkraftwerkes. Jede Maschinengruppe eines Wasserkraftwerks braucht einen Turbinenregler, um die zu produzierende Leistung vorgeben und regeln zu können.

<b>Übertragungsleitung (UL)</b>	Verbindungen zwischen den Kraftwerken und den Unterwerken auf denen die Energie übertragen wird. Ist eine solche Verbindung im Erdreich verlegt, so nennt man sie Kabel, sonst wird sie Freileitung genannt.
<b>Unterwerk (UW)</b>	Bindeglied zwischen dem Hochspannungsnetz (33-132 kV) und der Fahrleitung (15kV), um die Verbraucher (Lokomotiven) mit Energie zu versorgen. Dabei werden mittels Transformatoren die Spannung von 132/66/33 kV auf 15 kV umgewandelt und mit Hilfe von Trennern und Leistungsschaltern die gewünschten Leitungen ein- und ausgeschaltet.
<b>ZLS</b>	Zentrale Netzleitstelle des Energieversorgungssystems der SBB in Zollikofen. Die 15 kV-Anlagen der Fahrleitungen werden ab drei anderen Leitstellen, den so genannten Kreisleitstellen, betrieben.