

Die approbierte Originalversion dieser Diplom-/Masterarbeit ist an der Hauptbibliothek der Technischen Universität Wien aufgestellt (<http://www.ub.tuwien.ac.at>).

The approved original version of this diploma or master thesis is available at the main library of the Vienna University of Technology (<http://www.ub.tuwien.ac.at/englweb/>).

Diplomarbeit

Simulation und Analyse der Großstörung in Italien

Ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines Diplom-Ingenieurs
unter der Leitung von

Prof. Dr.-Ing. Günther Brauner

E-373

Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft

eingereicht an der Technischen Universität Wien

Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

von

Michael Gammer

9826752

Gersthofer Strasse 140/4/2, 1180 Wien

Wien, im Jänner 2005

Kurzfassung:

Am 28. September um 3:01 in der Nacht löste ein Leitungsausfall in der Schweiz eine Überlastung des Schweizer Übertragungsnetzes in der Nähe der italienischen Grenze aus, welcher in weiterer Folge zum Verlust des gesamten italienischen Imports und zu einem der größten Stromausfälle der europäischen Geschichte führte. In Italien waren für mehrere Stunden fast 60 Millionen Einwohner ohne Strom, die durch den Ausfall nicht gelieferte Energie wird auf 180 GWh geschätzt. In dieser Arbeit werden anhand eines Lastflussmodells des italienischen Übertragungsnetzes die Ereignisse rekonstruiert sowie die technischen Hintergründe analysiert, die zu diesem Ausfall geführt haben. Anschließend wird diskutiert, warum es zu diesem Blackout kommen konnte, welche Fehler passiert sind und welche Maßnahmen oder Schutzmechanismen einen derart weiträumigen Ausfall verhindern hätten können. Dazu werden einige Szenarien am Lastflussmodell getestet. Zum Beispiel wird untersucht, wie sich eine Unterspannungslastanpassung, ein rechtzeitiges Abschalten der Pumpspeicherkraftwerke in Italien oder auch zusätzliche Leitungen auf den Verlauf des Blackouts ausgewirkt hätten.

Abstract:

On the 28th of September at 3:01 a fault on a Swiss high voltage line led to the overload of the Swiss internal transmission grid close to the Italian border which in consequence led to the complete loss of the Italian power imports. This led to a complete collapse of the Italian power system and to the largest power outage in the European history. 60 million people were without electricity. The amount of energy not delivered is estimated to be 180 GWh. This paper describes the events and the technical backgrounds that led to this outage using results derived from a load flow model of the Italian Power System. A discussion is presented on how such an event could happen and which errors occurred in the minutes before the blackout. Afterwards the impact of some potential blackout prevention measures is tested by integrating them into the load flow model.

Danksagung:

Allen voran möchte ich meinem Betreuer, Univ.Prof.Dr.-Ing. Brauner danken, der mir dieses Thema vorgeschlagen hat und bei Fragen und Problemen sich immer sehr kurzfristig Zeit für mich genommen hat. Die interessanten Gespräche, die er immer wieder mit mir führte, sowie seine wertvollen Tipps haben mich zu sehr vielen Ideen und Passagen dieser Arbeit inspiriert.

Bedanken möchte ich mich auch bei den Mitarbeitern des Instituts für Elektrische Anlagen, allen voran Dipl.Ing Heidl, Dipl.Ing Tiefgraber und Dipl.-Ing. Besim, die mir im Sommer die Tage vor dem Computer oft mit einer Einladung zum Kaffee und netten Gesprächen angenehmer gestaltetet haben und bei Fragen immer wieder Tipps und aufmunternde Worte für mich bereit hatten.

Auch meinem Bruder möchte ich herzlich danken. Durch das Korrekturlesen sowie seiner Hilfe beim Layoutieren des Texts hat er einen wertvollen Beitrag zur Entstehung dieser Arbeit geleistet.

Inhaltsverzeichnis

1	EINFÜHRUNG.....	1
1.1	MOTIVATION	1
1.2	GLIEDERUNG DER ARBEIT	1
2	DAS ITALIENISCHE STROMSYSTEM.....	3
2.1	ITALIENS IMPORTABHÄNGIGKEIT.....	3
2.2	DIE ANBINDUNG ITALIENS AN DAS UCTE-NETZ.....	5
2.3	DAS MODELL.....	7
3	DAS BLACKOUT AM 28. SEPTEMBER.....	13
3.1	DIE SITUATION VOR 3 UHR.....	13
3.2	DER AUSFALL DER LUKMANIER-LEITUNG.....	16
3.3	DER ZWEITE UND DER DRITTE LEITUNGS-AUSFALL IN DER SCHWEIZ	21
3.4	BEGINN DER AUSFÄLLE DER GRENZÜBERSCHREITENDEN LEITUNGEN	21
3.5	BEGINN DER DYNAMISCHEN INSTABILITÄT.....	23
3.5.1	<i>Spannungsinstabilität</i>	23
3.5.2	<i>Winkelinstabilität</i>	28
3.6	ITALIEN IM INSELBETRIEB.....	31
4	ANALYSE DES BLACKOUTS	35
4.1	DER ABWEHRPLAN GEGEN BLACKOUTS	35
4.1.1	<i>Länderübergreifende Abwehrmaßnahmen</i>	35
4.1.2	<i>Abwehrmaßnahmen Italiens</i>	36
4.2	DAS SCHWEIZER SYSTEM	38
4.2.1	<i>Die N-1-Sicherheit</i>	40
5	MÖGLICHE SZENARIEN ZUR VERHINDERUNG DES BLACKOUTS.....	43
5.1	RECHTZEITIGE ABSCHALTUNG DER ITALIENISCHEN PUMPSPEICHERKRAFTWERKE.....	43
5.2	BAU EINER ZUSÄTZLICHEN LEITUNG IN DEN TESSIN.....	44
5.3	DER EINFLUSS DER TRANSFORMATOREN MIT STUFENSTELLERN	45
5.4	UNTERSpannungSLASTANPASSUNG	49
6	SCHLUSSFOLGERUNG	51

LITERATURVERZEICHNIS:.....	54
ANHANG 1: GRAFISCHE DARSTELLUNG DES ABLAUF DER LEITUNGS-AUSFÄLLE	56
ANHANG 2: TABELLARISCHE ÜBERSICHT ÜBER DEN ABLAUF DER EREIGNISSE AM 28. SEPTEMBER 2003.....	57

1 Einführung

1.1 Motivation

Am 28. September 2003 kam es in Italien zum größten Stromausfall, der jemals in Europa stattgefunden hat. Kurz vor 3:30 war es mit einem Schlag in großen Teilen Italiens dunkel, in Rom, wo aufgrund einer langen Nacht der Museen noch reges Treiben auf den Straßen herrschte, steckten Personen für Stunden in der U-Bahn fest, Industriebetriebe standen still und ganz Italien war wegen der ausgefallenen Straßenbeleuchtungen dunkel. Insgesamt waren von dem Ausfall 54 Millionen Personen betroffen. Bis der letzte Kunde wieder an die Stromversorgung angeschlossen war, dauerte es über 18 Stunden. Die Schätzungen der durch den Ausfall nicht gelieferten Energie reichen von 160 GWh bis 200 GWh, was einem geschätzten volkswirtschaftlichen Schaden von mehr als 600 Millionen Euro entspricht. Den Ausgang nahm diese Katastrophe in der Schweiz, wo ungefähr eine halbe Stunde vor dem endgültigen Stromausfall Italiens eine stark belastete Leitung nach einer Baumberührung abgeschaltet wurde. Gerade wegen des enormen entstandenen Schadens versuchten die Verantwortlichen in der Schweiz und in Italien schon am Tag nach dem Blackout sich gegenseitig die Schuld am Geschehenen zuzuweisen. Diese Diplomarbeit soll ein Versuch sein, die Ereignisse aus einer neutralen und unvoreingenommenen Sichtweise zu rekonstruieren und zu analysieren.

Gerade wegen dem entstandenen finanziellen Schaden ist eine wichtige Frage, wie derartige Ausfälle verhindert werden können. Es soll daher untersucht werden, warum die bestehenden Schutzkonzepte versagt haben und welche Möglichkeiten es gibt, durch zusätzliche Investitionen im Netz oder anderen Maßnahmen derartige Ausfälle in Zukunft noch unwahrscheinlicher zu machen.

1.2 Gliederung der Arbeit

In Kapitel 2 wird ein Überblick über das italienische Stromsystem und seine Anbindung an das Restnetz der UCTE gegeben. Es wird kurz auf die starke Abhängigkeit Italiens von Importen aus dem Ausland eingegangen. Danach wird der Aufbau des Modells zur Simulation

der Ereignisse, die zum Blackout führten, vorgestellt. Zum Abschluss dieses Kapitels werden kurz die Schwachstellen und Stärken dieses Modells aufgezeigt.

Kapitel 3 schafft eine Übersicht über den Hergang des Blackouts. Dafür wird chronologisch die Abfolge der Vorgänge vom ersten Leitungsausfall in der Schweiz bis zum totalen Stromausfall in Italien abgehandelt und zu jedem Zeitpunkt versucht, ein möglichst klares Bild über die technischen Hintergründe sowie den allgemeinen Netzzustand in Italien und seinen Nachbarländern zu geben.

In Kapitel 4 wird der Ausfall analysiert. Es wird auf bestehende Schutzmaßnahmen im italienischen Netz eingegangen und untersucht, warum diese bei dem Blackout versagt haben. Die Pannen, die in dieser Nacht passiert sind, werden diskutiert. Außerdem wird die Frage behandelt, ob das Schweizer Netz vor dem Ausfall UCTE-konform, also N-1-sicher, betrieben wurde.

Kapitel 5 untersucht einige Möglichkeiten, wie der Ausfall eventuell hätte verhindert werden können. Dazu werden verschiedene Schutzmechanismen in das Modell eingeführt und diese mit Simulationen auf ihre Effektivität untersucht. Untersucht werden insbesondere: Eine koordinierte Abschaltung der italienischen Pumpspeicherkraftwerke, ein Schutzkonzept auf Basis der Unterspannungslastanpassung, der Einfluss der Sperrung der Stufenstellung bei Transformatoren, sowie zusätzliche Leitungsbauten.

Kapitel 6 enthält abschließende Betrachtungen. Es werden noch einmal die Ergebnisse der Diplomarbeit kurz zusammengefasst.

2 Das italienische Stromsystem

2.1 Italiens Importabhängigkeit

Angesichts des schweren Unfalls in Tschernobyl entschied sich Italien in einem Referendum im Herbst 1987 gegen die Nutzung der Atomkraft. Bis 1990 wurde der Betrieb dreier Atomkraftwerke eingestellt und mehrere Atomkraftwerksprojekte mussten ad acta gelegt werden. Da es in Italien, im Gegensatz zum Beispiel zu Österreich, keine nennenswerten Potentiale zur Nutzung von Wasserkraft gibt, wird über 80 % des Stroms aus fossilen Brennstoffen in thermischen Kraftwerken gewonnen. Zudem gibt es auch gegen neue thermische Kraftwerksprojekte stets großen öffentlichen Widerstand, was insgesamt zu einem veralteten und damit in der Stromerzeugung teureren Kraftwerkspark geführt hat. Seit der Liberalisierung der Strommärkte hat der Anreiz, vor allem für große Industriekunden, möglichst viel vergleichsweise billigen Strom aus den Nachbarländern zu importieren, stark zugenommen. Die Folge davon ist, dass mittlerweile zu jeder Zeit, also auch in Schwachlastzeiten, in Italien die maximale Strommenge importiert wird. Alleine in den letzten 15 Jahren hat sich somit die importierte Energie mehr als verdoppelt.

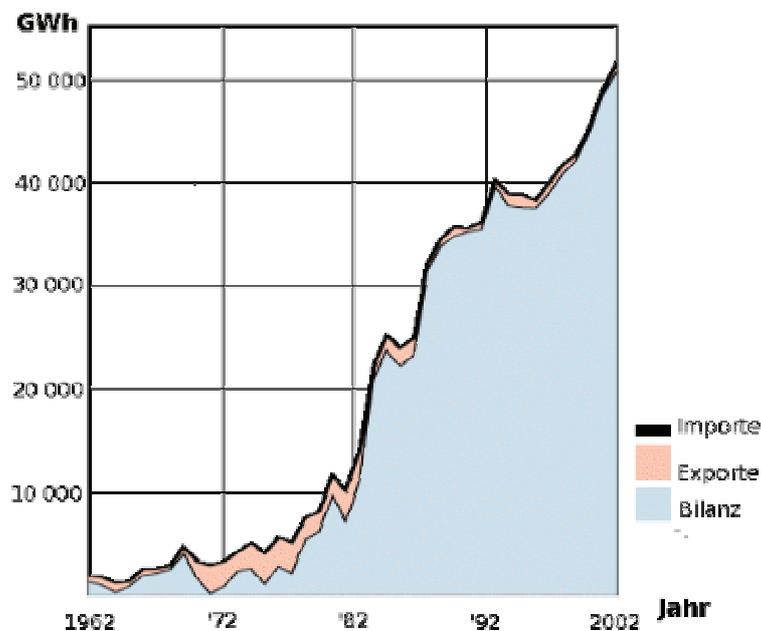


Abbildung 2.1: Entwicklung der Energieimporte und Exporte Italiens von 1962-2002; nach [1]

Im Jahr 2002 bezog Italien 16 % des gesamten Strombedarfs aus dem Ausland. Kaufmännisch wird dabei der Großteil des importierten Stroms von Frankreich bezogen. Da aber der physikalische Stromfluss immer den Weg der geringsten Impedanz nimmt, fließt dieser Strom nicht zur Gänze direkt von Frankreich nach Italien.

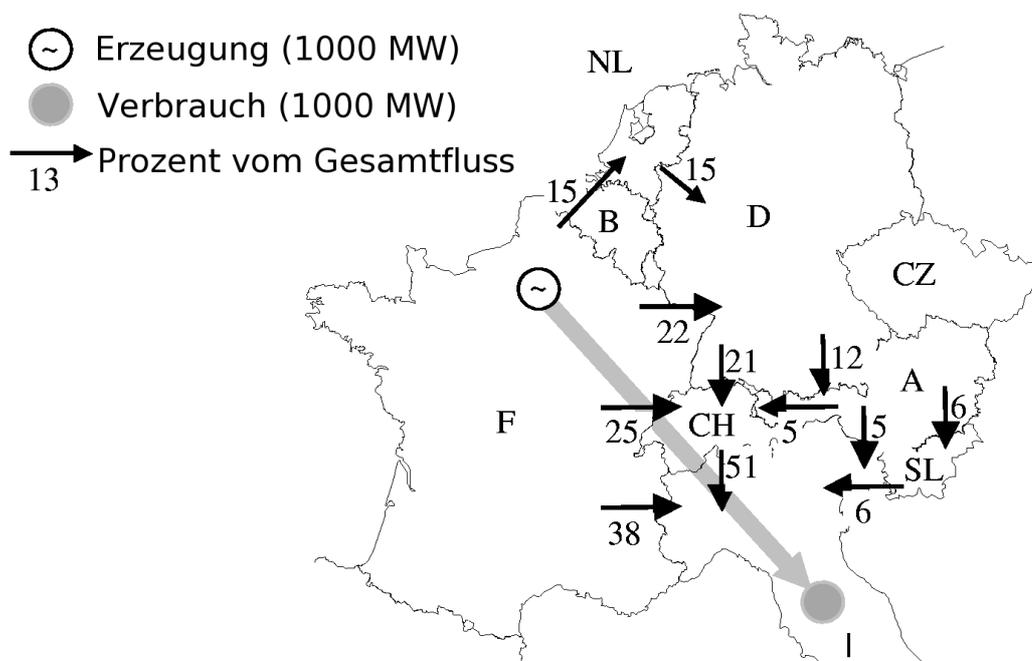


Abbildung 2.2: Physikalische Aufteilung der Stromflüsse bei Stromimporten Italiens von Frankreich [2]

Abbildung 2.2 zeigt, dass zum Beispiel eine Leistung von 1 GW, die in Nordfrankreich erzeugt und in Mittelitalien verbraucht wird, zu knapp einem Drittel direkt über die französische Grenze nach Italien geht und mehr als die Hälfte davon als Stromtransit über die Schweiz fließt. Aus diesem Grund müssen neben den bilateralen Stromhandelsverträgen die betroffenen Transitländer über die Importpläne Italiens informiert werden. Zwischen Italien und den Nachbarländern wird daher jedes Jahr eine Vereinbarung der maximal übertragbaren Leistung über die Grenzleitungen getroffen. Für 2003 wurden folgenden Transferkapazitäten ausgehandelt:

- Frankreich – Italien: 2400 MW (Sommer)
2650 MW (Winter)
- Schweiz – Italien: 2500 MW (Sommer)

3050 MW (Winter)ⁱ

- Österreich – Italien: 200 MW (Sommer)

220 MW (Winter)

- Slowenien – Italien: 300 MW (Sommer)

380 MW (+ 100 MW nicht garantierte Kapazität) (Winter)

Im Normalfall gelten die Sommerfahrpläne von Anfang Mai bis Ende September, doch am 24. September 2003, also vier Tage vor dem Blackout, wurden in einem gemeinsamen Beschluss der drei Übertragungsnetzbetreiber, Frankreichs, der Schweiz und Italiens, bereits die höheren Wintertransferkapazitäten zugelassen.

2.2 Die Anbindung Italiens an das UCTE-Netz

Italien ist mit insgesamt fünf 380-kV-Leitungen und zehn 220-kV-Leitungen an das UCTE-Netz angebunden. Zusätzlich wurde 2002 ein HGÜ-Seekabel von Griechenland nach Italien mit einer Übertragungskapazität von 300 MW eröffnet. Sonst liegt ein Großteil der Importkapazität im Nordwesten des Landes, also an den Grenzen zu Frankreich und der Schweiz. Von Frankreich führen zwei 380-kV-Leitungen, davon eine Doppelleitung, und eine 220-kV-Leitung, nach Italien. Die 380-kV-Leitungen versorgen den Großraum Turin, jene Stadt mit dem höchsten Energieverbrauch nach Mailand und Rom. Alle drei 380-kV-Leitungen sind in Frankreich an den Knoten Albertville angeschlossen. Die Doppelleitung geht direkt von Albertville nach Italien, die andere Leitung über das Unterwerk Villarodin in Frankreich. Ein Ausfall der Doppelleitung würde wegen des plötzlichen Leistungsdefizits im Raum Turin mit hoher Wahrscheinlichkeit zu Turbulenzen und Ausfällen im italienischen Netz führen. Daher wird bei Berechnungen für die Doppelleitung das N-2-Prinzipⁱⁱ

ⁱ Die Werte für den Winter 2003/04 wurden am 28. August 03 auf der GRTN-Homepage publiziert, wurden jedoch nach dem Black-out revidiert.

ⁱⁱ N-2 bedeutet, analog zum N-1-Prinzip, dass ein Ausfall der Doppelleitung den Netzbetrieb nicht gefährden darf. Diese Maßnahme reduziert die Importkapazität um etwa 900 MW gegenüber einer N-1-Betrachtung [2]

angewendet.

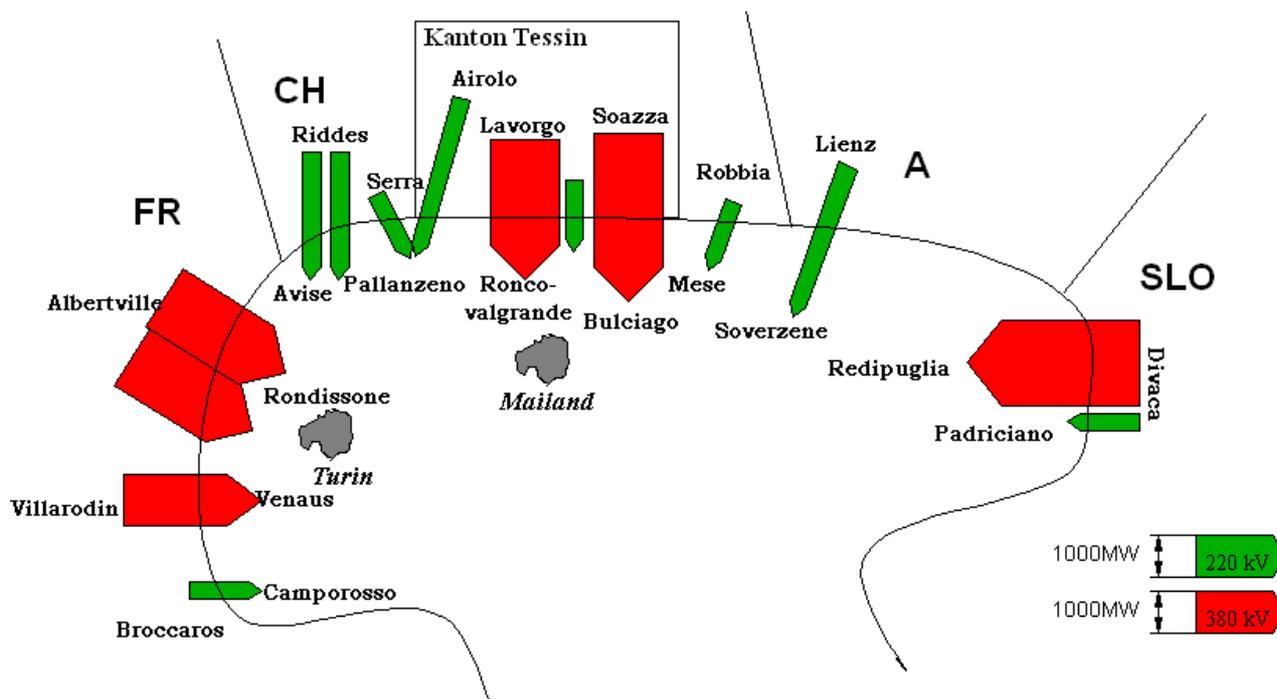


Abbildung 2.3: Anbindung Italiens an das UCTE-Netz

Die Schweiz ist mit sechs 220- kV-Leitungen und zwei 380-kV-Leitungen an den Nordwesten Italiens angebunden. Sechs Leitungen, davon beide 380-kV-Leitungen, versorgen dabei hauptsächlich Mailand und Umgebung. Vier der acht Schweiz-italienischen Leitungen, auch die beiden 380-kV-Leitungen, versorgen Italien vom Schweizer Kanton Tessin aus. Dieser ist wiederum nur über drei Leitungen, die Lukmanier-Leitung von Mettlen nach Lavorgo, die San Bernadino-Leitung von Sils nach Soazza und die 220-kV-Leitung von Mettlen nach Airolo, mit dem Norden der Schweiz und damit in weiterer Folge an die großen Schweizer Kraftwerke sowie Frankreich und Deutschland angeschlossen. Das birgt, gerade zu Schwachlastzeiten, die Gefahr der thermischen Überlastung der Schweizer 380-kV-Leitungen infolge der hohen Stromtransite nach Italien, wie eine Untersuchung zeigt, die bereits im Jahre 2001 durchgeführt wurde[2].

Österreich ist mit nur einer sehr schwachen 220-kV-Leitung an Italien angeschlossen. Da die slowenischen und Schweizer Verbindungsleitungen nach Italien sehr weit entfernt sind, ist diese Leitung auch im Normalbetrieb hoch belastet, sodass die Verbund APG fast die Hälfte

der Zeit korrigierend eingreifen muss, um die Belastung der Leitung in einem erlaubten Bereich zu halten.

Slowenien ist in Italiens Osten mit zwei Leitungen, einer 220 kV und einer 380-kV-Leitung an das italienische Netz angebunden. Insbesondere die 380-kV-Leitung ist mit einer Übertragungskapazität von 2 000 MW sehr großzügig dimensioniert. Die gemeinsame Leitungskapazität übersteigt die Nettotransferkapazität um das Vierfache.

2.3 Das Modell

Für die Simulation wurde das Lastflussprogramm PAN gewählt. PAN war auf den mir zugänglichen Rechnern des Instituts verfügbar und ich kannte das Programm bereits aus einer Lehrveranstaltung. Außerdem bietet PAN durch die Möglichkeit der Einstellung einer Genauigkeitsschranke im Gegensatz zu vielen anderen Lastflussprogrammen die Möglichkeit, Netze zu simulieren, die bereits kurz vor einem Zusammenbruch stehen.

Ziel der Simulation war, ein Modell zu erhalten, welches die Lastflusssituation Italiens in der Nacht zum 28. September möglichst genau repräsentiert. Dazu war als erster Schritt nötig, möglichst genaue Informationen über das italienische Stromnetz sowie seiner Nachbarnetze zu sammeln. Die benötigten Informationen für das Modell waren

- Leitungsdaten (Leitungslängen, Verlauf, Leitungstyp) der Höchstspannungsübertragungsnetze
- Kraftwerke und deren Erzeugung in der Nacht zum 28. September
- Lasten

Da diese Daten zum großen Teil nicht direkt zugänglich waren, wurde bei der Recherche versucht, aus diversen Quellen ein möglichst genaues Bild über die benötigten Daten zu erstellen. Dazu wurde zuerst das italienische Höchstspannungsnetz, also Übertragungsleitungen mit Betriebsspannungen von 220 kV oder 380 kV in das Modell eingebracht. Die Daten über die Leitungslängen stammen zum großen Teil aus einem Dekret des italienischen Regulators für Elektrizität und Gas, in dem ein Großteil der bestehenden Leitungen angeführt sind [3]. Die fehlenden Leitungen sowie Leitungen, die erst später hinzugekommen sind, sind den Übertragungsnetzwerken der Homepage der GRTN entnommen. Aus Stabilitätsgründen wurden jene

Leitungen weggelassen, die kürzer als 15 km sind. Die verwendete Beseilung für das 380-kV-Netz stammt aus [4], für die 220-kV-Ebene wurde eine übliche Beseilung aus [5] gewählt. Das Modell des italienischen Netzes besteht insgesamt aus 320 Leitungen, die 240 Netzknoten verbinden. Das 220-kV-Netz ist an 29 Stellen an das 380-kV-Netz gekuppelt, die Kennwerte italienischer Kuppeltransformatoren sind auf der Homepage der GRTN veröffentlicht [6].

Als nächster Schritt wurde jedem der 260 Hochspannungsknoten eine Last zugeordnet. Um eine geografisch richtig verteilte Lastaufteilung zu bekommen, wurde der Jahresenergieverbrauch Italiens als Ausgangspunkt für die Berechnung genommen. Insgesamt verbrauchte Italien im Jahr 2002 286 TWh elektrische Energie. Durch Division der Momentanleistung Italiens, die um drei Uhr des 28. Septembers verbraucht wurde, durch den Gesamtenergieverbrauch des Jahres 2002 bekommt man einen Umrechnungsfaktor Momentanleistung zu verbrauchter Energie. Dieser beträgt

$$\frac{23957MW}{286000GWh} = 0,08 \frac{MW}{GWh}. \quad (2.1)$$

Der Gesamtenergieverbrauch des Jahres 2002 ist im Jahresbericht der GRTN bis auf Provinzebene angegeben. Mit diesen Daten kann man also jeder der 110 italienischen Provinzen eine Last zuordnen. Die Netzknotenpunkte des Modells wurden dann anhand ihrer Lage den Provinzen zugeordnet. Die Gesamtleistung wurde dann aliquot auf alle Netzknoten jener Provinz aufgeteilt. Dabei wurde einem 380-kV-Knoten die 2,5-Fache Last des 220-kV-Knotens zugeordnet, da dies ungefähr dem Verhältnis der Übertragungskapazitäten der 380-kV-Leitung zu einer 220-kV-Leitung beträgt. In keiner der Quellen wurden Angaben über den Blindleistungsverbrauch Italiens gemacht. Daher wurde für die Simulationen allgemein ein Wert von $\cos(\varphi)=0,95$ angenommen.

Das Lastflussprogramm PAN rechnet mit einem einfachen polynomischen Lastmodell, welches zwischen Konstantlasten und Konstantimpedanzen unterscheidet. Der jeweilige Anteil einer Gesamtlast wird über Mischfaktoren a_p und a_q angegeben. Die Leistung eines Knotens wird dann in der Simulation über die Formeln

$$P = \left(1 - \frac{a_p}{100}\right) \cdot P_n + \frac{a_p}{100} \cdot P_n \cdot \left(\frac{u}{u_n}\right)^2 \quad (2.2)$$

und

$$Q = \left(1 - \frac{a_q}{100}\right) \cdot Q_n + \frac{a_q}{100} \cdot Q_n \cdot \left(\frac{u}{u_n}\right)^2 \quad (2.3)$$

berechnet. a_p und a_q wurden für die Simulationen mit 50 % angenommen.

Im Modell sind alle Lasten auf der 110-kV-Ebene über 220 kV/110 kV beziehungsweise 380 kV/110 kV-Transformatoren an das Übertragungsnetz angeschlossen. Für die Kenngrößen dieses Transformators wurden ebenfalls Standardwerte aus [5] genommen. Statt Lasten über jeweils zwei Transformatoren anzuschließen, wurde im Modell jeweils einen Transformator mit doppelter Nennleistung verwendet, was vom mathematischen Standpunkt aus äquivalent ist.

Für die Pumpspeicherkraftwerke, die kurz vor dem Ausfall 3 439 MW Leistung verbrauchten, liegt eine vollständige Liste vor [7]. Als letzten Schritt zum fertigen Modell Italiens mussten noch die Kraftwerke eingebaut werden, die in der Nacht des Blackouts in Betrieb waren. An das Höchstspannungsnetz lieferten 51 thermische Kraftwerke Energie [8], allerdings findet man keine komplette Liste dieser Kraftwerke. Daher wurde für die Simulation aus allen Berichten jene Kraftwerke herausgesucht, welche namentlich erwähnt wurden und somit zur Zeit des Blackouts gesichert in Betrieb waren. Mit der Annahme, dass diese Kraftwerke 80 % ihrer Nennleistung an das Netz lieferten, um wirtschaftlich zu arbeiten, kommt man auf eine Erzeugung von über 17 000 MW. Tabelle 2.1 zeigt eine Übersicht der Kraftwerke des Modells.

Kraftwerk	Region	Nennleistung	Erzeugung
Montalto	Lazio	3 600 MW	2 880 MW
Porto Tolle (Block 3)	Veneto	2 640 MW	2 112 MW
Torrevaldaliga Nord (Block 2)	Lazio	2 640 MW	2 112 MW
La Spezia	Ligurien	1 835 MW	1 468 MW
Rossano	Kalabrien	1 738 MW	1 390 MW
La Casella (Block 3)	Emilia	1 280 MW	1 024 MW
Piombino	Toscana	1 280 MW	1 024 MW
Tavazzano	Lombardei	1 280 MW	1 024 MW
Monfalcone	Friaul	976 MW	781 MW
Trino	Piemont	790 MW	632 MW

Piacenza	Emilia	660 MW	528 MW
Priolo Gargallo (Block 2)	Sizilien	640 MW	512 MW
Cassano d'Adda	Lombardei	590 MW	472 MW
Taranto	Apulien	500 MW	400 MW
Livorno	Toscana	310 MW	248 MW
S.Barbara	Toscana	250 MW	200 MW
Bari	Apulien	206 MW	164 MW
Porto Empedocle	Sizilien	140 MW	112 MW

SUMME: 17 083 MW

Tabelle 2.1: Kraftwerke, die in der Nacht zum 28.September nachweislich in Betrieb waren

Die restliche thermische Kraftwerksleistung von ca. 2 000 MW Leistung sowie die 1 200 MW Wasserkraft wurden auf drei Kraftwerke in Italien verteilt. Die Kraftwerke sind, so wie auch die Pumpspeicher, direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen. Abbildung 2.4 zeigt schematisch den Netzaufbau in diesem Modell.

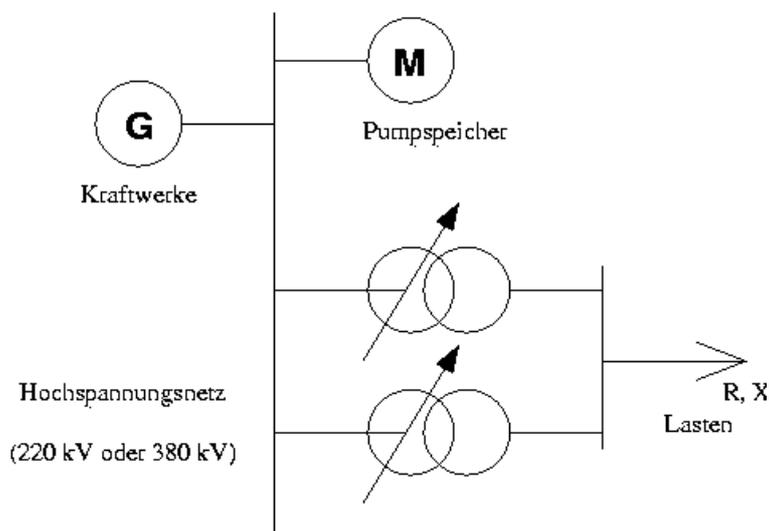


Abbildung 2.4: schematischer Aufbau des Netzes im Modell

Nachdem dieses Modell sorgfältig auf Fehler und Plausibilität überprüft wurde, indem die Leitungen, über die Strom importiert wurde, als konstante Einspeisungen vorgegeben wurden, wurden die wichtigsten Leitungen der Netze der Nachbarländer in das Modell eingegliedert.

Um das Modell nicht zu unüberschaubar werden zu lassen, wurden nicht alle Leitungen aufgenommen. In Frankreich ist nur das 380-kV-Netz im Osten modelliert, in Österreich wurden Leitungen entlang der Donau weggelassen. Da der Netzausfall seinen Ausgang in der Schweiz nahm, ist das Schweizer Übertragungsnetz bis auf einige Stichleitungen und von der italienischen Grenze weit entfernten 220-kV-Leitungen sehr genau in das Modell integriert.

Die 6 600 MW Leistung, die insgesamt um 3 Uhr Früh importiert wurden, wurde auf drei Generatoren aufgeteilt. Der größte Generator befindet sich in Frankreich, ein weiterer im Norden der Schweiz und der dritte in Slowenien. Der Stromimport von Griechenland über das 380-kV-Gleichspannungsseekabel ist als feste 300 MW-Einspeisung modelliert.

	Italien	Schweiz	Frankreich	Österreich	Slowenien	GESAMT
Netzknoten	240	29	22	9	6	306
380-kV-Leitungen	163	17	22	7	3	212
220-kV-Leitungen	219	8	2	9	2	240
Kuppeltrafos	29	11	2	5	3	50
Lasten	247	1	2	2	0	252
Einspeisungen	22	2	1	0	1	26

Tabelle 2.2: Übersicht über die Netzelemente im Modell

Obwohl dieses Modell, vor allem in Bezug auf das italienische Netz und den Verbrauch Italiens, sehr genau ist, hat es auch Schwächen. Ein großes Problem ist, dass interne Lastflüsse der Nachbarländer nicht berücksichtigt wurden. Die Ströme, die in den zu Italien benachbarten Netzen fließen, sind ausschließlich Ströme, die nach Italien importiert werden (sieht man von der Abdeckung der Leitungsverluste ab). Daher sind im Modell, gerade bei Netzteilen, welche weit von der italienischen Grenze entfernt sind, die Leitungen nur sehr schwach belastet, während jene in der Nähe der italienischen Grenze, vor allem die Schweizer Leitungen im Tessin, oft stark belastet sind. Gerade die schwach belasteten Leitungen machten wegen ihres stark induktiven Verhaltens am Anfang große Probleme. Die von diesen Leitungen erzeugte Blindleistung musste an verschiedenen Netzpunkten mit Blindlasten kompensiert werden, um das Spannungsband von $380 \text{ kV} \pm 10 \%$ bzw. $220 \text{ kV} \pm 10\%$ in allen Netzknoten einzuhalten.

Eine weitere Ungenauigkeit im Modell ist, dass die gesamte Produktion und der gesamte Stromtransport Italiens nur über die Höchstspannungsebene erfolgen, während in Wirklichkeit auch untere Spannungsebenen die Höchstspannungsebene entlasten. Der Einfluss ist aber eher gering, zumal bei dem Blackoutvorgang, wie sich später zeigen wird, die Überlastung des internen italienischen Netzes kaum eine Rolle gespielt hat. Das verwendete Lastflussprogramm PAN ist allerdings auf statische Lastflüsse beschränkt. Damit kann man sehr gut Leitungsüberlastungen und Spannungseinbrüche simulieren. Dynamische Vorgänge, wie zum Beispiel das außer Tritt geraten des italienischen Netzes, Frequenzverläufe und Leistungsdefizite im Netz, konnte man mit diesem Modell leider nicht betrachten. In diesen Punkten greift die Arbeit auf Daten von anderen Quellen zurück.

3 Das Blackout am 28. September

In diesem Kapitel werden die Ereignisse in der Nacht auf den 28. September beschrieben, die schließlich um 3:28 zum Stromausfall in beinahe ganz Italien geführt haben. Beim Nachvollziehen dieser Ereignisse werden soweit wie möglich jene in der Simulation gewonnenen Daten verwendet und versucht, mit diesen Daten die Phänomene, die in und rund um das italienische Stromsystem aufgetreten sind, zu analysieren. Um die Plausibilität der Simulationsergebnisse zu prüfen, werden diese auch immer mit den in Berichten genannten Werten verglichen und eventuelle Unterschiede werden kritisch diskutiert.

Zeitangaben, zum Beispiel jene über die Leitungsausfälle oder die Frequenzverläufe, beziehen sich auf jene im UCTE-Bericht [9] genannten. Es gibt zum Teil bei der Angabe der Zeiten starke Unterschiede zwischen den einzelnen Quellen. Grund dafür ist, dass die Uhren der Messgeräte, die die Störungen aufzeichneten, nicht synchron sind und daher nachträgliche Auswertungen einen gewissen Raum für Interpretationen offenlassenⁱ. Der UCTE-Bericht, erarbeitet von einer unabhängigen Kommission, erschien als die logische Referenz.

Allgemein ist Sardinien in den Betrachtungen nicht mit eingeschlossen, da in der Nacht auf den 28. September die einzige Verbindung Sardiniens zum italienischen Netz, ein 220-kV-Gleichstromseekabel, welches das Netz Sardiniens über Korsika mit dem italienischen Festland verbindet, wegen Wartungsarbeiten außer Betrieb war.

3.1 Die Situation vor 3 Uhr

Kurz bevor am 28. September die erste Leitung in der Schweiz ausfiel, war die Situation sowohl im italienischen Stromnetz als auch in den Netzen der Nachbarländer durchaus normal. Weder gab es ungeplante Ausfälle von wichtigen Netzelementen, noch zogen schwere Unwetter über Europa. Zwar gab es in Italien einen um 900 MW höheren Verbrauch im Vergleich

ⁱ Unter anderem deshalb empfiehlt die UCTE in ihrem Bericht einen raschen Ausbau des WAMS (Wide Area Measurement System) bei dem die Zeiten genau über GPS-Satelliten synchronisiert werden

mit dem am Vortag erstellten Tagesfahrplan der GRTN, doch war dieser keineswegs als bedenklich oder gar kritisch einzustufen.

Die Energieverbrauchs- und Aufbringungssituation Italiens um drei Uhr Früh, also ca. eine Minute vor dem ersten Leitungsausfall in der Schweiz, ist in Abbildung 3.1 dargestellt. Der Gesamtverbrauch Italiens betrug um 3 Uhr morgens 27 444 MW. Davon wurden 19 274 MW, also knapp 94 % der gesamten italienischen Erzeugung, mit thermischen Kraftwerken erzeugt. Erzeugung aus Wasserkraft und anderen erneuerbaren Energieträgern spielte mit 1 192 MW eine eher untergeordnete Rolle.

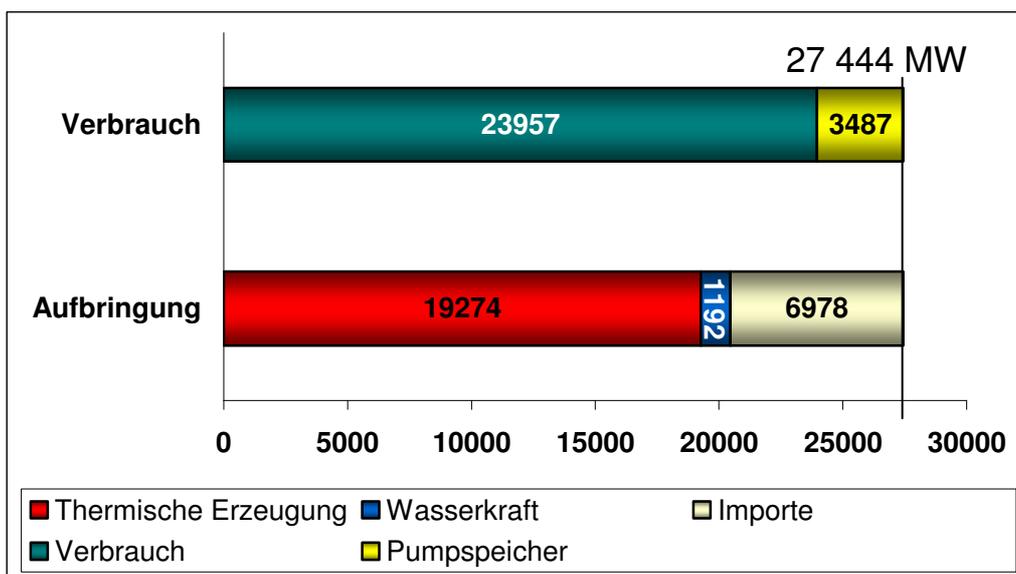


Abbildung 3.1: Italiens Verbrauch und Aufbringung um 3 Uhr des 28. September

Der Rest, also mit 6 978 MW über ein Viertel des Gesamtbedarfs, wurde aus dem Ausland importiert. Verglichen mit dem Fahrplan (siehe Tabelle 3.1) entspricht das einem Mehrimport von 300 MW. Es fällt auf, dass die Nettoübertragungskapazität (NTC) eigentlich kaum mit den tatsächlichen Stromflüssen korreliert. Die Daten der DACF-Prognose, die von der italienischen GRTN über ein von der UCTE entwickeltes System den benachbarten Übertragungsbetreibern zugänglich gemacht werden, finden sich nur in italienischen Berichten (z.B. [7]). Diese Zahlen sind am Abend des 27. September der ETRANS zugänglich gemacht worden und da kein Einspruch gemeldet wurde, wurden diese Werte an den FrequenzLeistungsreglern an der Grenze eingestellt. Der Bericht des Schweizer Bundesamts für Energie schreibt von einer abgemachten Importmenge von 3 400 MW [10]. Offenbar wurden auch der UCTE-Untersuchungskommission in diesem Punkt unterschiedliche Zahlen gemeldet, da im

UCTE-Bericht die tatsächlich importierten Leistungen nur der NTC gegenübergestellt werden.

Land	NTC	Importe	DACF	Abweichung der Importe zum DCAF
Schweiz	3 050 MW	3 610 MW	3 686 MW	2%
Frankreich	2 650 MW	2 212 MW	1 996 MW	11%
Slowenien	480 MW	638 MW	428 MW	49%
Griechenland	300 MW	300 MW		
Österreich	220 MW	191 MW	258 MW	-26%
Gesamt	6 700 MW	6 951 MW	6 368 MW	9%

Tabella 3.1: Italiens tatsächliche und geplante Stromimporte (28. September, 3 Uhr)

Bei den DCAF-Daten Italiens fällt auf, dass das Szenario bezüglich der Schweiz um nur 2 % abweicht und die ungeplanten Mehrimporte zum großen Teil über Frankreich (+ 216 MW) und über Slowenien (+210 MW) gemacht wurden.

Über den Zustand des italienischen Netzes kann man sich anhand der Simulationsergebnisse ein Bild machen. Auch hier finden sich keine Hinweise auf irgendwelche Anomalien. Lediglich die relativ niedrige Spannung in der Provinz Turin, vor allem auf der 220-kV-Ebene, fällt auf. Der Knoten 220-kV-Knoten Rosone nordwestlich von Turin weist in der Simulation schon bei einem intakten Netz eine Spannung von nur 97 % der Nennspannung, also 213 kV, auf.

Die niedrige Spannung lässt sich relativ leicht erklären. Der Verbrauch der Region Piemont lag zu diesem Zeitpunkt bei über 3 000 MW (davon ca. 970 MW Pumpspeicherleistung). Dem stand eine Wirkleistungserzeugung von lediglich 550 MW gegenüber. Der Wirkleistungsbedarf wird zwar problemlos von Importen aus Frankreich gedeckt, die Blindleistung kann allerdings nicht über weite Strecken transportiert werden. Außerdem ist in den UCTE-Betriebsrichtlinien [11] vorgesehen, dass jede Regelzone für ihren eigenen Blindleistungsbedarf selbst aufkommen muss, da Blindleistungstransport die Leitungen für den Transport von Wirkleistung blockiert. Die Simulation weist um 3 Uhr in der Früh einen Blindleistungsimport von lediglich 120 MVar aus Frankreich aus.

Generell lässt sich in Italien beobachten, dass aufgrund der höheren Bevölkerungsdichte und der Konzentration der Industriebetriebe im Norden des Landes das Übertragungsnetz im Norden dichter, stärker vermascht und höher belastet ist als das Netz im Süden. Dadurch werden die Generatoren in Kraftwerken im Norden im übererregten Betrieb zum Teil an der Blindleistungsgrenze gefahren, während sie im Süden, aufgrund der schwach belasteten, weitläufigen Hochspannungsleitungen in Schwachlastzeiten keine Blindleistung ans Netz abgeben oder sogar Blindleistung verbrauchen. Dennoch kann man aus den Simulationsergebnissen insgesamt keine Hinweise finden, die auf außergewöhnliche Probleme im italienischen Netz schließen lassen.

In den umgebenden Netzen fällt die hohe Belastung der Schweizer Leitungen in den Tessin auf. Die Lukmanier-Leitung transportierte 1 340 MW und war damit zu 85 % ausgelastet, die zweite 380-kV-Leitung, die San Bernadino-Leitung, war etwa zu 65 % ausgelastet und die 220-kV-Leitung von Mettlen nach Airolo war zu etwa 80 % ausgelastet. Alleine über diese drei Leitungen flossen also mehr als 2 800 MW über den Tessin in Richtung Italien. Aber auch in den umliegenden Netzen dürfte die Situation generell unkritisch und nicht wesentlich anders gewesen sein als in den Nächten davor.

3.2 Der Ausfall der Lukmanier-Leitung

Um 3:01:20 berührte offenbar ein Baum die Lukmanier-Leitung und führte zur Abschaltung der Leitung. Die Wetterbedingungen waren gut, in Altdorf, also 10 km vom Unglücksort, hatte es 15°C und es ging ein ganz leichter Wind mit 0,5 m/s. Die geschätzte Leiterseiltemperatur betrug 72°C [12], also schon relativ nahe am kritischen Grenzwert von 80°C. Die Leitung wurde im Sommer 2003 vom Betreiber überprüft. Dabei wurde festgestellt, dass an einigen Stellen Ausholungen notwendig seien, unter anderem im vom Überschlag betroffenen Spannungsfeld. Diese Ausholungen hätten noch im November 2003 durchgeführt werden sollen. Offenbar war aber ein Baum schon zu nahe an die Leiterseile herangewachsen. Auf jeden Fall ist aber ein Lichtbogen zwischen Baum und Leiterseil zwar ein seltenes, aber kein außergewöhnliches Ereignis. Die Atel-Netz AG, Betreiberin der Lukmanier-Leitung, registrierte in den letzten zehn Jahren vor diesem Ausfall fünf Überschläge in ihrem Hochspannungsnetz [12].

Das übliche Vorgehen bei einem Lichtbogen ist, dass die Leitung nach wenigen Sekunden, also nachdem der Baum verkohlt ist, automatisch wiederzuschaltet. So war es dann auch in dieser Nacht. Eine erste Wiedereinschaltung nach 600 ms gelang zwar, doch offenbar war der Lichtbogen noch nicht komplett erloschen, da nach einem erneuten Erdkurzschluss sieben Sekunden später wiederum abgeschaltet wurde. Beim zweiten Zuschaltversuch sperrte allerdings ein Relais im Unterwerk Mettlen die Wiedereinschaltung. Grund dafür war, dass die Differenz der Phasenwinkel zwischen den Sammelschienen in Mettlen und Lavorgo zu groß war.

Würde man unter einer zu hohen Phasenwinkeldifferenz zuschalten, so würden hohe Stromtransiente das Netz gefährlich belasten und könnten außerdem Pendelungen anregen, die die Netzstabilität gefährden. Die Grenze für den erlaubten Winkel für eine Wiedereinschaltung wird vom Leitungsbetreiber eingestellt und lag bei dieser Leitung bei $\delta_{\text{lim}}=30^\circ$ [10]. Dass dieser Grenzwert klar überschritten wurde, bestätigt auch die Simulation, wo nach Abschaltung der Lukmanier-Leitung zwischen den beiden Knoten Mettlen und Lavorgo einen Phasenwinkel von 42° errechnet wird, ein Wert, der genau mit dem tatsächlich gemessenen [9] übereinstimmt.

Auf das italienische Stromsystem hatte dieser erste Ausfall keine gravierenden Auswirkungen. Zwar fielen die Importe von der Schweiz etwas ab, auf der 380-kV-Leitung Lavorgo-Musignano sogar um 75%, doch durch die Anstiege der Importe aus Frankreich und Slowenien blieb das Importlevel ungefähr gleich. Auch die Spannungen änderten sich nicht wesentlich. In der Simulation ist die größte Spannungsänderung ein Spannungsrückgang um 2 % im Raum Turin.

Die Änderungen der importierten Leistung über die einzelnen Grenzleitungen sind in Abbildung 3.2 dargestellt. Man sieht, dass zu diesem Zeitpunkt keine Leitung, über welche nach Italien Strom importiert wird, überlastet ist. Der italienische Operator hatte also zu diesem Zeitpunkt keine Möglichkeit, über den kritischen Zustand der Situation Bescheid zu wissen.

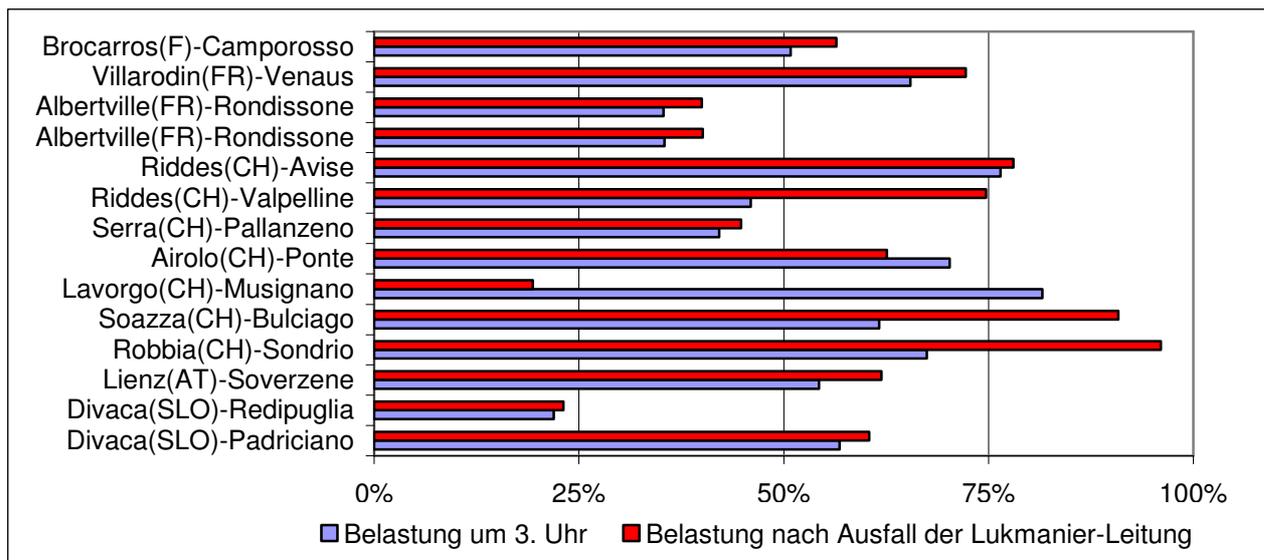


Abbildung 3.2: Auslastung der Leitungen nach Italien vor und nach dem Ausfall der Lukmanier-Leitung (Ergebnisse aus Simulation)

Ganz anders war die Situation im Schweizer Netz. Durch den Ausfall wurde die Leistung, die zuvor über die Lukmanier-Leitung floss, auf die restlichen Leitungen aufgeteilt. Besonders stark betroffen, durch die Nähe zur ausgefallenen Leitung, waren die zwei Leitungen in den Kanton Tessin, die wie bereits erwähnt, schon vor dem Ausfall stark belastet waren. Nach dem Ausfall zeigt die Simulation einen Anstieg des Stroms von ca. 1 600 A auf 2 500 A auf der San Bernadino-Leitung. Laut UCTE-Bericht gab es sogar Stromspitzen bis zu 2 700 A, was einer Leistung von mehr als 1 700 MW entspricht.

Abbildung 3.3 zeigt die Überlastfähigkeit der San Bernadino-Leitung. Bis zum Erreichen der thermischen Grenztemperatur von 80°C darf die Leitung also nur ca. 18 Minuten mit einem durchschnittlichen Strom von 2 500 A belastet werden. Der Schweizer Übertragungsnetzbetreiber hatte daher nicht viel Zeit, die Leitung zu entlasten und das Schweizer Netz wieder in einen N-1-konformen Zustand zu bringen.

Offensichtlich wurde aber die Schwere des Ausfalls von Schweizer Seite anfänglich unterschätzt, denn zuerst wurde vergeblich versucht, in Koordination mit der ATEL AG, der Betreiberin der Lukmanier-Leitung, eine manuelle Wiedereinschaltung der ausgefallenen Leitung durchzuführen. Als dieser Versuch versagte, wurde mittels Telefonanruf die italienische GRTN um 3:10, also bereits fast zehn Minuten nach dem Ausfall der Lukmanier-Leitung, gebeten, die Importe auf die im Fahrplan vorgesehene Menge, also um 300 MW zu reduzie-

ren. Dabei wurde eine Anweisung eines internen ETRANS-Handbuchs nicht befolgt, wo bei einem Ausfall von einer der beiden 380-kV-Leitungen in den Tessin beim italienischen Netzbetreiber sofort um Abschaltung der Pumpen und Erhöhung der Produktion gebeten wird.

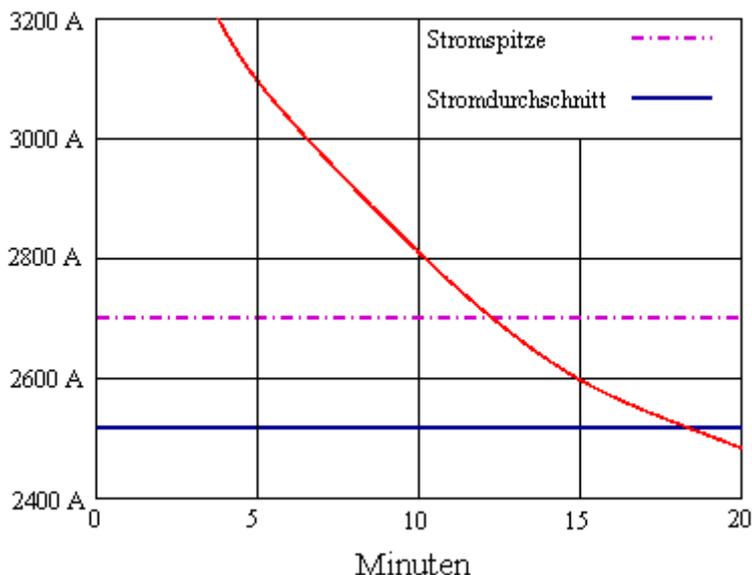


Abbildung 3.3: Überlastfähigkeit der San Bernadino-Leitung; nach[9]

Der italienische Netzbetreiber kam der Forderung nach Reduktion des Imports durch Reduzierung einer Pumplast in der Provinz Turin (155 MW) und Anfahren eines Kraftwerksblocks auch nach, allerdings von einer derart moderaten Anfrage von Seiten der ETRANS nicht alarmiert, erst ca. zehn Minuten später. Die Reduktion der Importe entlastete das Schweizer Netz nur ungenügend. In der Simulation nehmen die Importe über die Schweizer Grenze nach der Reduktion nur um knapp 140 MW ab, die San Bernadino-Leitung wird überhaupt nur um ca. 80 MW oder 120 A entlastet. Die restliche Reduktion von 160 MW verteilt sich zu etwa zwei Drittel auf die französisch-italienische Leitungen und zu einem Drittel auf die Slowenisch-italienischen Leitungen.

Der Phasenwinkel zwischen Mettlen und Lavorgo blieb daher auch nach einer Reduktion für eine Wiedereinschaltung zu hoch, in der Simulation betrug er 37°.

Auch der Versuch der EGL (Betreiberin der San Bernadino-Leitung), die Leitung durch die Abschaltung des Kuppeltrafos bei Sils zu entlasten, trug nicht wesentlich zur erhofften Entlastung bei. Im Simulationsmodell hat diese Maßnahme überhaupt keine Auswirkung.

Auch die zweite von der ETRANS angedachte Maßnahme, die dann doch nicht durchgeführt wurde, nämlich die Leitung zwischen Pradella und Filisur abzdrehen, würde die San Bernadino-Leitung nicht zur Genüge entlasten. Diese Maßnahme hätte die Importe aus Österreich unterbrochen. Die importierte Leistung aus Österreich betrug zu dieser Zeit 65 MW [13]. Aber auch eine weitere Lastreduktion der San Bernadino-Leitung um 65 MW hätte nicht zu einer ausreichenden Entlastung geführt.

Auch im Nachhinein sehe ich keine Möglichkeit, mit Maßnahmen, die sich auf das Schweizer Netz beschränken, den Lastwinkel zwischen Mettlen und Lavorgo auf ein Maß zu reduzieren, welches die Wiedereinschaltung der Lukmanier-Leitung erlaubt hätte.

In Abbildung 3.4 ist der Belastungszustand der Schweizer Hochspannungsleitungen nach dem Ausfall der Mettlen-Lavorgo Leitung dargestellt.

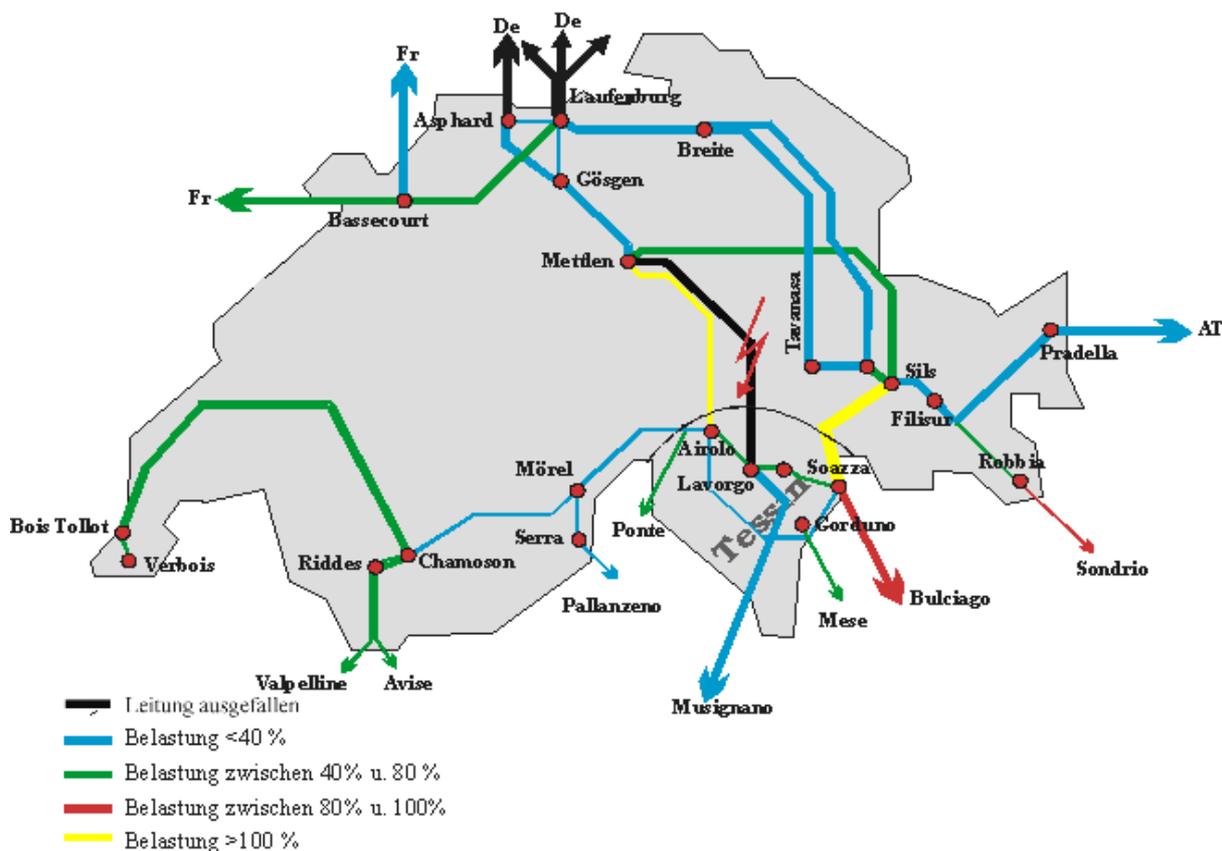


Abbildung 3.4: Belastung des Schweizer Hochspannungsnetzes nach Ausfall der Lukmanier-Leitung (dicke Striche: 380-kV-Leitungen, dünne Striche: 220-kV-Leitungen)

3.3 Der zweite und der dritte Leitungsausfall in der Schweiz

Um 3:25.21 schaltete die San Bernadino-Leitung nach einem einphasigen Erdschluss ab, wieder ausgelöst durch einen Lichtbogenüberschlag auf einen Baum. Bis zu dieser Zeit war die Leiterseiltemperatur auf ca. 103°C gestiegen, was im betroffenen Leitungsabschnitt einem um 2,96 m gegenüber der Normberechnung erhöhten Durchhang entspricht [12].

Nach diesem Ausfall änderte sich die Situation dramatisch. Durch den Ausfall stieg die Belastung der einzig verbleibenden Leitung in den Tessin auf ein untragbar hohes Maß. Die 220-kV-Leitung Mettlen-Airolo ist in der Simulation mit 930 MW oder umgerechnet einem Strom von 2 400 A belastet. Bei einer Leitungskapazität von 400 MW ergäbe das eine Überlastung von 230 %. Daher wurde die Leitung auch vom Überlastschutz nur vier Sekunden später, also um 3:25:25 abgeschaltet. Dadurch war der komplette Kanton Tessin vom Restnetz der Schweiz getrennt.

3.4 Beginn der Ausfälle der grenzüberschreitenden Leitungen

Während bisher die Ausfälle und die daraus entstehenden Überlastungen der Leitungen nur das interne Schweizer Netz betrafen, konnten durch den kompletten Ausfall der Versorgung aus dem Kanton Tessin beide 380-kV-Leitungen sowie zwei weitere 220-kV-Leitungen keinen Strom nach Italien exportieren. Ganz im Gegenteil, es musste auch das Tessin mit einem Gesamtverbrauch von ca. 300 MW aus Italien versorgt werden. Die Importe teilten sich daher auf die nun verbleibenden sieben Leitungen auf. Damit waren sofort einige Leitungen nach Italien überlastet. Die Belastung der Importleitungen ist in Abbildung 3.5 dargestellt

In der Simulation trat die stärkste Überlastung an der Schweiz-italienischen 220-kV-Leitung Robbia-Sondrio östlich vom Tessin auf. Diese Leitung war mit 600 MW belastet, bis, nur drei Sekunden nach der Mettlen-Airolo Leitung, also um 3:25:28, die direkt daran anschließende inneritalienische Leitung Cislago-Sondrio wegen Überlastung abgeschaltet wurde.

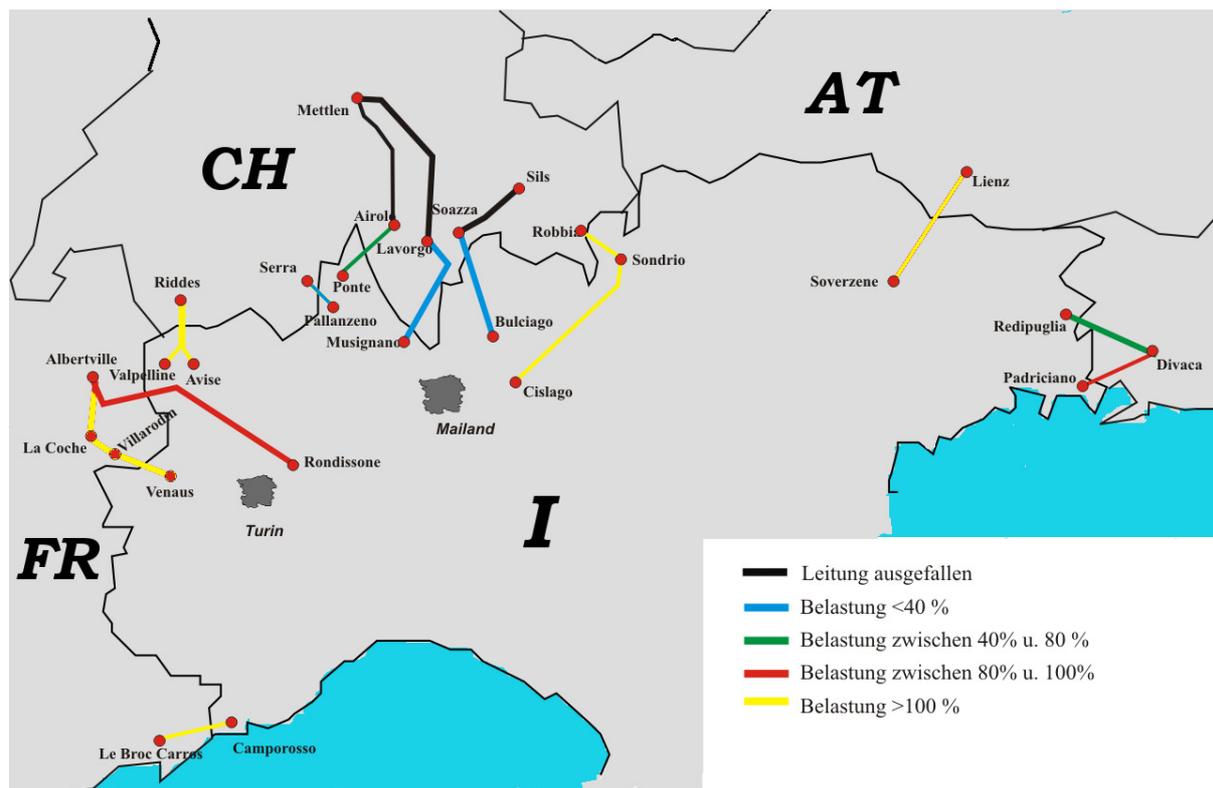


Abbildung 3.5: Belastung der grenzüberschreitenden Leitungen kurz nach dem Ausfall der Mettlen – Airolo-Leitung; (dicke Striche: 380-kV-Leitungen, dünne Striche: 220-kV-Leitungen)

Das war die Einleitung eines kaskadenartigen Ausfalls der grenzüberschreitenden Leitungen. Vier Sekunden später, also um 3:25:32, schalteten auch die beiden verbleibenden Leitungen, die bis dahin Italien von der Schweiz versorgt hatten, nämlich die beiden 220-kV-Leitungen im Westen der Schweiz, ab. Im Bericht der italienischen Untersuchungskommission wird als Abschaltgrund Anregung des Distanzschutzes aufgrund von Überlastung angegeben, andere Berichte nennen keine Ursache. Zur Belastung zum Zeitpunkt des Ausfalls gibt es ebenfalls unterschiedliche Angaben. Während im UCTE-Bericht die Belastung der Leitungen zum Zeitpunkt des Ausfalls mit jeweils knapp unter 300 MW transportierter Leistung angegeben ist, spricht der italienische Bericht von 380 MW auf der Riddes-Avise Leitung und 403 MW auf der Riddes-Valpelline Leitung. Die Ergebnisse der Simulation zeigen mit 350 MW (Riddes-Avise) bzw. 330 MW (Riddes-Valpelline) Werte in der Mitte.

Keiner dieser Werte alleine würde allerdings eine so rasche Abschaltung rechtfertigen, da bei einer Kapazität von 340 MW auch der hohe Wert, der von italienischer Seite angegeben wird, also 400 MW, kurzfristig sehr wohl tragbar wäre.

Betrachtet man die Simulationsergebnisse für diese Situation, so fallen die niedrigen Spannungen in den italienisch-französischen sowie in den slowenisch-italienischen Grenzgebieten auf. Abbildung 3.12 stellt die Spannungen in Norditalien zu diesem Zeitpunkt dar.

Diese Beobachtung sowie die unterschiedlichen Ergebnisse bei der Leistungsmessung lassen darauf schließen, dass zu diesem Zeitpunkt neben der hohen Leitungsüberlastung dynamische Phänomene von Instabilität begannen, die sich zusätzlich negativ auf die schon angespannte Situation auswirkten.

3.5 Beginn der dynamischen Instabilität

3.5.1 Spannungsinstabilität

Zwischen zwei Netzknoten kann Leistung nur bis zu einer bestimmten Grenze stabil übertragen werden. Diese beschränkte Übertragungsfähigkeit lässt sich an einem einfachen Zweiknotenmodell eines dreiphasigen Stromsystems berechnen. In Abbildung 3.6 wird von einem Netz vom Knoten 1 die Wirkleistung P_V und die Blindleistung Q_V an einen Verbraucher an Knoten 2 übertragen.

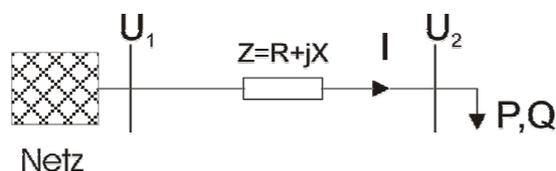


Abbildung 3.6: Einfaches Energieübertragungsmodell

Vernachlässigt man die Wirkleistungsverluste der Leitung und rechnet die Impedanzwerte auf Leitwerte um, so erhält man für die übertragene Leistung folgende Gleichungen

$$P_V = -|U_1| \cdot |U_2| \cdot B \cdot \sin(\theta_1 - \theta_2) = |U_1| \cdot |U_2| \cdot B \cdot \sin(\theta_{12}) \quad (3.1)$$

$$Q_V = |U_1| \cdot |U_2| \cdot B \cdot \cos(\theta_1 - \theta_2) - |U_1|^2 \cdot B = |U_1| \cdot |U_2| \cdot B \cdot \cos(\theta_{12}) - |U_2|^2 \cdot B \quad (3.2)$$

Die verbrauchte Scheinleistung ist

$$S_V = U_2 I^* = |U_2| |I| e^{j\varphi} = P_V (1 + j \tan \varphi), \quad (3.3)$$

wobei $\varphi = \angle(U_2, I)$ der Lastwinkel ist. Definiert man $\beta = \tan(\varphi)$ und setzt in den Formel 3.2

$$Q_V = \beta P_V, \tag{3.4}$$

so erhält man durch Quadrieren der beiden Gleichungen 3.1 und 3.2 und durch anschließendes Addieren

$$P_D^2 + (P_D \cdot \beta + |U_2|^2 \cdot B)^2 = |U_1|^2 \cdot |U_2|^2 \cdot B^2 (\sin^2(\theta_{12}) + \cos^2(\theta_{12})) \tag{3.5}$$

Nimmt man die Spannung an Knoten 1 als konstant an und setzt $U_1=1$ p.u., erhält man nach Umformung eine quadratische Gleichung für U_2 . Löst man diese auf, so bekommt man

$$|U_2|^2 = \frac{1 - \frac{2 \cdot \beta \cdot P_V}{B} \pm \sqrt{1 - 4 \cdot \frac{P_V}{B} \cdot \left(\frac{P_V}{B} + \beta\right)}}{2} \tag{3.6}$$

Man sieht, dass diese Gleichung nur für bestimmte Werte eine Lösung hat. Anders gesagt ist die übertragbare Leistung für eine bestimmte Netzkonstellation endlich. Diese Gleichung kann man grafisch in einem P - V -Diagramm veranschaulichen. Abbildung 3.7 zeigt ein derartiges P - V -Diagramm. Für B wurde $B=2$ p.u. angenommen.

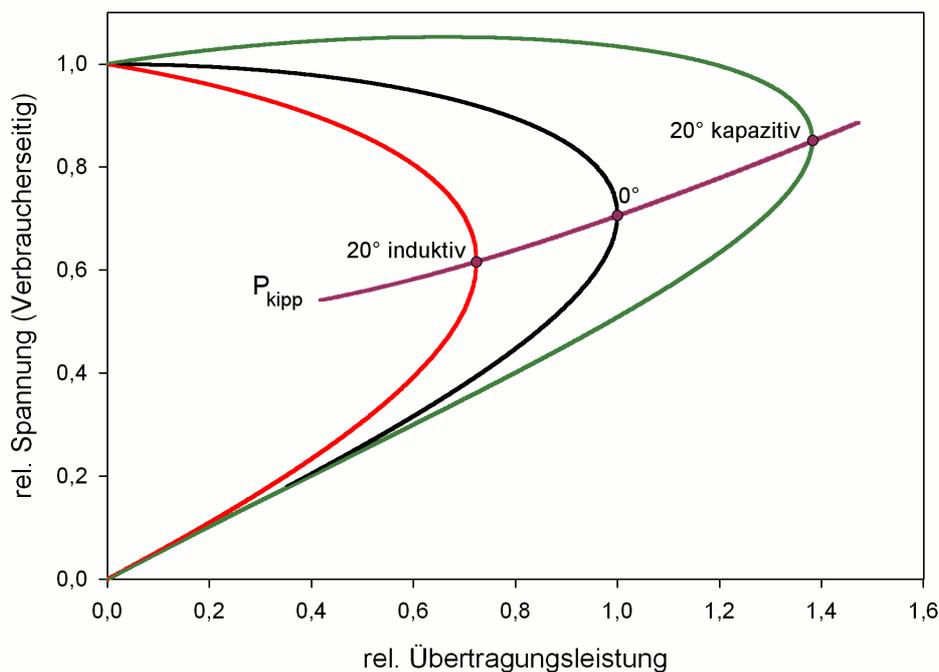


Abbildung 3.7: P - V -Diagramm und Abhängigkeit vom Lastwinkel

Man erkennt gut den Einfluss des Lastwinkels auf die Übertragungskapazität des Netzes. Jene Leistung, die maximal stabil übertragen werden kann, die Kippleistung, ist umso höher, je kapazitiver der Lastwinkel der Verbraucher ist. Für Leistungen, die kleiner als die Kippleis-

tung sind, gibt es für die Spannung jeweils zwei Lösungen. Allerdings wird im stabilen Betrieb nur der jeweils höhere Spannungswert erreicht. Wird die Kippleistung überschritten, so wird der untere Ast durchwandert. Die Spannung bricht zusammen.

Ein Defizit an Blindleistung in Teilen des elektrischen Netzes führt zu einem Sinken der Spannung und in kritischen Fällen zu Spannungsinstabilität. Generatoren können nur bis zu einer bestimmten Grenze Blindleistung erzeugen. Ein Generator-Leistungsgrenzdiagramm ist schematisch in Abbildung 3.8 dargestellt.

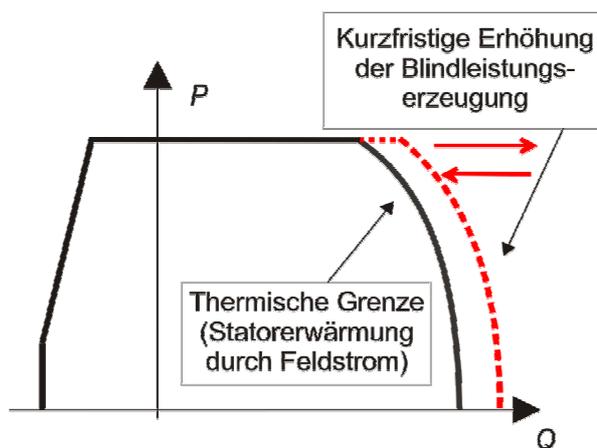


Abbildung 3.8: Generator-Grenzleistungsdiagramm; nach[18]

Bei erhöhtem Blindleistungsbedarf arbeitet ein Generator im übererregten Betrieb. Der übererregte Betrieb ist durch einen erhöhten Erregerfeldstrom charakterisiert. Eine übermäßige Blindleistungserzeugung würde daher zu einer unerlaubten Überhitzung des Generators führen. Da die Erwärmung proportional dem Zeitintegral des Stromquadrats, also $\int_{\text{Überlastdauer}} I_{\text{Feld}}^2 dt$ ist,

ist eine Überschreitung der Blindleistungserzeugungsgrenze kurzfristig ohne Schädigung des Generators möglich. Daher haben moderne Generatorregelungen eine Charakteristik eingebaut, die erhöhte Blindleistungsabgabe für kurze Zeit tolerieren. Ein Beispiel einer derartigen inversen Zeitcharakteristik ist in Abbildung 3.9 gegeben.

Kann allerdings in dieser Zeit das Blindleistungsdefizit nicht durch andere Mittel beseitigt werden, etwa durch Erhöhung von eigener Erzeugung, Reduzierung der Importe oder Zuschalten von Blindleistungserzeugungsanlagen wie zum Beispiel Kondensatorbänken, muss der Generator seine Blindleistungserzeugung wieder auf den Nennwert reduzieren und beschleunigt den Spannungszusammenbruch zusätzlich.

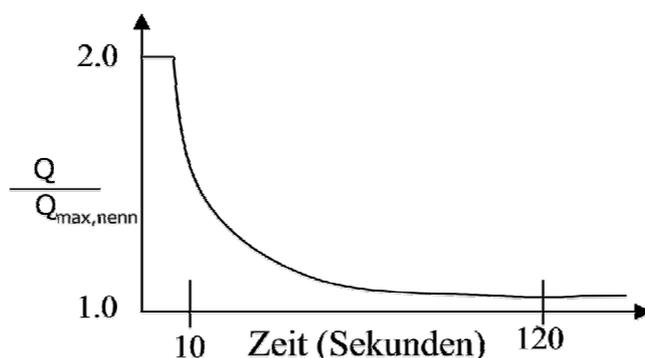


Abbildung 3.9: Inverse Zeitcharakteristik des Generator-Übererregungsschutz; nach [19]

Die Auswirkung eines Generators, der an seine Blindleistungsgrenze stößt, auf die maximal stabil übertragbare Leistung ist im P-V-Diagramm in Abbildung 3.10 dargestellt. Man sieht, dass die neue P-V-Kurve einen sehr steilen Spannungsabfall besitzt und bereits nach einem eher geringen Zuwachs des Leistungsverbrauchs der Kippunkt überschritten wird.

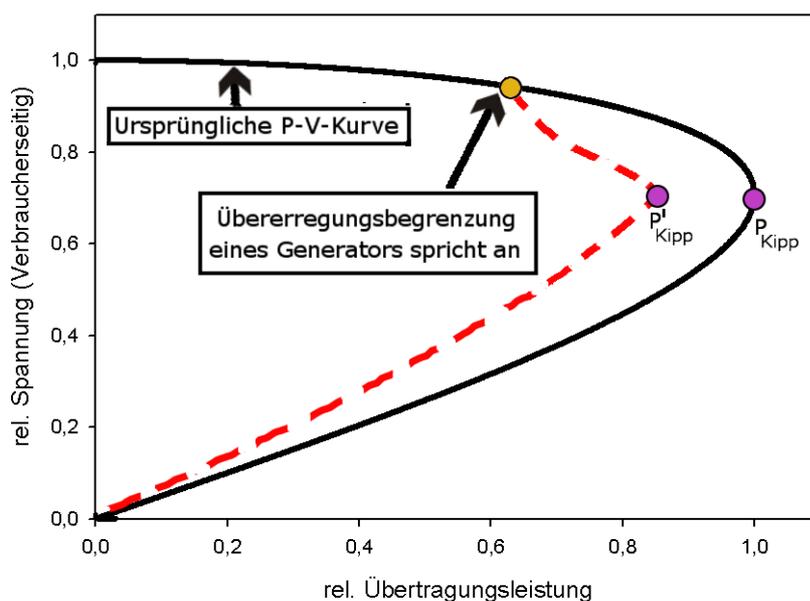


Abbildung 3.10: Auswirkung der Generatorübererregungsbegrenzung im P-V-Diagramm; nach [19]

Wie schon im vorherigen Abschnitt festgestellt, wurden schon vor dem Ausfall der ersten Leitungen einige Synchronmaschinen vor allem im Norden des Landes an ihrer Blindleistungsgrenze betrieben. Daher war die Blindleistungsreserve, die die Generatoren im Notfall bereitstellen konnten, sehr klein.

Zusätzlich beschleunigten die Ausfälle der Leitungen den Spannungszusammenbruch. Fällt nämlich eine der Übertragungsleitungen aus, so steigt die Belastung der übrigen Leitungen und damit der Blindleistungsbedarf der restlichen Leitungen. Abbildung 3.11 zeigt diesen Vorgang für den Fall einer verlustfreien Doppelleitung. Fällt eine der beiden Leitungen aus, so steigt der Strom auf der verbleibenden Leitung auf das Doppelte. Daher steigen auch die Blindleitungsverluste auf den doppelten Wert an.

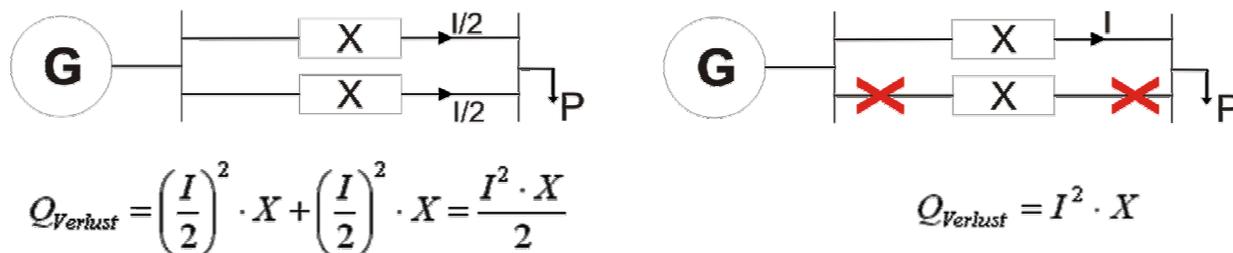


Abbildung 3.11: Erhöhung des Blindleistungsbedarf durch den Ausfall einer Leitung

Zusätzlich zum erhöhten Blindleistungsbedarf fällt mit dem Ausfall einer Leitung auch der von dieser Leitung erzeugte kapazitive Ladestrom und damit ein weiterer Blindleistungserzeuger weg.

Im Fall des italienischen Blackouts führten die kaskadenartigen Ausfälle der Leitungen und die fehlenden Vorkehrungen gegen Spannungseinbrüche dann zum Spannungszusammenbruch im italienischen Netz. Um 3:25:30 betrug die Spannung am französischen Knoten Albertville weniger als 80% des Sollwerts [9], in Italien teilweise sogar noch darunter. Die Spannung am Knoten Piossasco, westlich von Turin, ist in Abbildung 3.14 unten dargestellt. Während sich bis zu diesem Zeitpunkt die Frequenz immer wieder auf ihren Nennwert erholt hat, ist die Spannung stetig gefallen. Der Spannungsgradient betrug am Ende -10 kV/sec.

Auch an der Grenze zu Slowenien war die Lage ähnlich. In großen Teilen von Friaul sowie an manchen Stellen des Veneto wurde das Spannungsband von 380 kV ± 10% nicht eingehalten. Die Spannungswerte, die die Simulation für Norditalien liefert, sind in Abbildung 3.12 schematisch dargestellt.

Piemont, welches direkt an die Grenze des Tessins anschließt und damit als erstes von den Wirkleistungsimporten abgeschnitten war, war von den Spannungszusammenbrüchen nicht betroffen. Dadurch, dass die Leitungen vom Piemont in den Tessin derart schwach belastet

waren, lieferte der kapazitive Ladestrom zusätzlich zu den Kraftwerken des Piemonts genug Blindleistung, um die Spannung zu stützen.

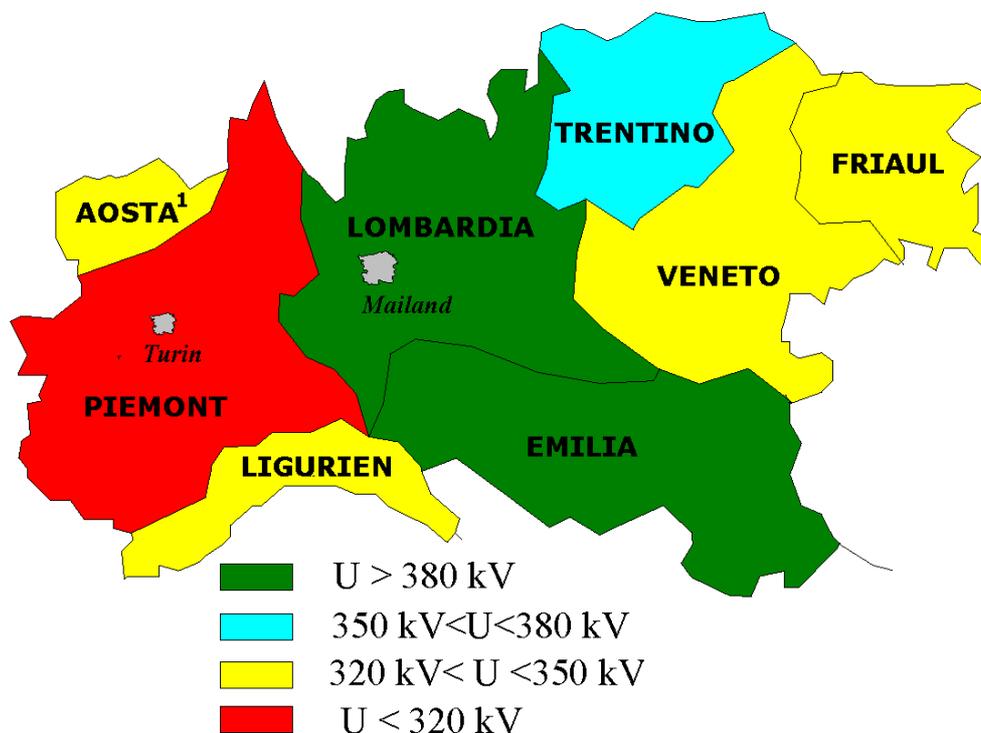


Abbildung 3.12: Spannung im 380- kV-Netz Norditaliens (Es wird jeweils jener 380-kV-Knoten mit der niedrigsten Spannung einer Region betrachtet) 1...In Aosta gibt es keinen 380-kV-Knoten, es werden daher die 220-kV-Knoten betrachtet

3.5.2 Winkelinstabilität

Neben der Erhöhung der Importe auf den verbleibenden Leitungen, was eben zu den kaskadenartigen Ausfällen geführt hat, führte jeder dieser Leitungsausfälle zu einem kurzfristigen Leistungsdefizit in der italienischen Regelzone. Dieses Leistungsdefizit konnte für kurze Zeit durch Energie aus dem Abbremsen von rotierenden Massen, also von Generatoren, kompensiert werden. Die wegen der Bremsung langsamer laufenden Generatoren bedeuten natürlich eine niedrigere Netzfrequenz. Außerdem sinkt die Leistungsaufnahme von unregelmotoren mit abnehmender Frequenz.

Als Richtwert gilt, dass die Netzleistungszahl, also jener Faktor, um den der Verbrauch bei fallender Frequenz sinkt, bei 1%/Hz liegt. Die Netzfrequenz ist daher ein Indikator für eine

unausgewogene Leistungsbilanz. Im Idealfall ist die Frequenz im gesamten UCTE-Verbundnetz identisch. Sollte das nicht so sein, so kommt es zu Pendelerscheinungen.

Pendelerscheinungen sind Vorgänge, bei welchen es auf Grund von Frequenzunterschieden in zwei über eine eher schwache Verbindung zusammengeschlossenen Netzen zu hohen Leistungsflüssen kommt. Man kann sich Netzpendelungen durch ein Modell von zwei Massen veranschaulichen, die über eine Feder miteinander gekoppelt sind. Wenn die Massen ausgelenkt werden, so wirken über die Feder Kräfte und die Massen schwingen gegeneinander.

Analog dazu rufen Frequenzunterschiede in zwei Teilen eines elektrischen Netzes hohe Lastflüsse über die gemeinsame Verbindung hervor. Netzpendelungen treten auch im Normalbetrieb von Verbundnetzen auf, zum Beispiel beim Zuschalten von Generatoren oder anderen Schalthandlungen im Netz. Diese werden allerdings bei einem gesunden Netzzustand durch spezielle Regler für Pendelungsdämpfungen ausgeregelt (PSS, Power System Stabilisers). In Italien sind alle Generatoren mit einer Nennleistung von mehr als 100 MW mit PSS ausgestattet.

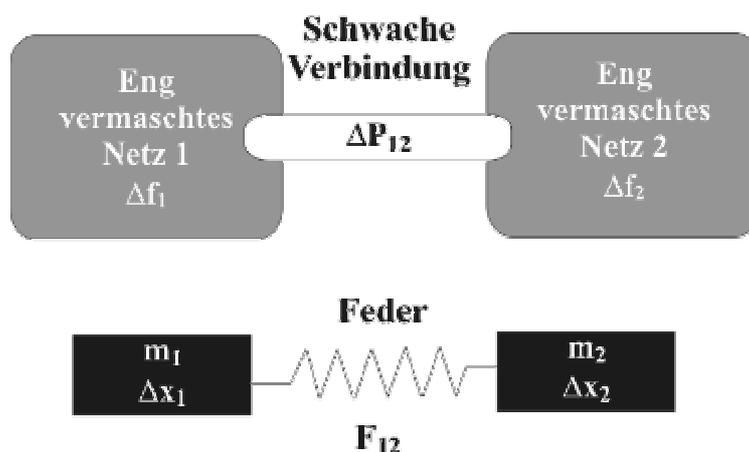


Abbildung 3.13: elektische Pendelerscheinung und mechanisches Äquivalent

Betrachtet man den Frequenzverlauf Italiens nach dem Ausfall der San Bernadino-Leitung, so erkennt man, dass jeder Leitungsausfall ein kurzes Absacken der Frequenz in Italien und zeitgleich dazu eine Frequenzanhebung im Restnetz der UCTE zur Folge hat. Der Frequenzverlauf Italiens ist in Abbildung 3.14 aufgetragen.

Praktisch zeitgleich mit dem Ausfall der beiden letzten Schweizer Leitungen öffnete auch die innerfranzösische Leitung Albertville-La Coche, mit ihr wurde die Versorgung der Villardin-Venaus Leitung nach Italien unterbrochen.

Zwei Sekunden später, also um 3.25:24, schaltete das erste System der Doppelleitung zwischen Albertville-Rondissone ab. Dort hat zwar eine Pendelsperre angesprochen, die eine Auslösung durch den Distanzschutz verzögern hätte sollen. Trotzdem kam es aus ungeklärter Ursache zur Schnellauslösung nur 0,26 Sekunden nach Anregung. Noch in der selben Sekunde schaltete auch das zweite System der Doppelleitung zwischen Albertville und Rondissone ab.

Im Osten Italiens, also zur Grenze Sloweniens, öffnete eine Sekunde später die Slowenisch-italienische 380-kV-Leitung. Das italienische Netz war zu diesem Zeitpunkt schon asynchron zum UCTE-Netz. Etwa zur gleichen Zeit schalteten auch zwei italienische Leitungen im Slowenischen Grenzgebiet ab. Damit war die einzige Verbindung ins Ausland die 220-kV-Leitung vom Slowenischen Divaca nach Padriciano. Diese Leitung versorgte über drei 220 kV/130 kV Transformatoren einen kleinen Bereich in Italien. Dieser Bereich war über weitere Transformatoren an das italienische Restnetz angeschlossen. Diese Verbindung war derart hochohmig, dass es 55 Sekunden dauerte, bis der letzte der 220 kV/130 kV Trafos abschaltete und somit die Verbindung zum UCTE-Netz endgültig gekappt war. Diese hochohmige, asynchrone Verbindung war im großen Teilen des UCTE-Netzes als Schwingung in der Frequenz und Spannung zu beobachten.

Bis zur kompletten Trennung aller Schweiz-italienischen Leitungen erreichte die italienische Frequenz aber jeweils nach wenigen Sekunden wieder ihren Sollwert und kam so immer wieder in einen synchronen Zustand zum UCTE-Netz. Anders gesagt konnte bis zu diesem Zeitpunkt die Summe von Erzeugung und Importen mit dem italienischen Verbrauch mithalten. Allerdings kam es zu diesem Zeitpunkt zu keiner zusätzlichen italienischen Erzeugung. Primärregler der Kraftwerke greifen erst bei einer dauerhaften Abweichung zur Sollfrequenz, also zu 50 Hz, ein, da sie ein rein proportionales Regelverhalten zur Frequenzabweichung aufweisen (P-Glieder). Dieses Gleichgewicht wurde daher über zusätzliche Mehrimporte an der ohnehin schon stark belasteten französischen und slowenischen Grenze erkaufte, denn es mussten zusätzlich die kurzfristig abgebremsten italienischen Generatoren wieder beschleunigt werden. Außerdem wurde die Verbindung zum UCTE-Netz auf immer weniger Leitungen reduziert, was einen Impedanzanstieg zum Restnetz und daher eine auf Pendelungen immer anfälliger reagierende Struktur und eine Erhöhung des Lastflusswinkels zu Resteuropa ergab. Zum Beispiel steigt in der Simulation der Lastflusswinkel zwischen Laufenburg in der

Nordschweiz und Mailand von 17° vor den Ausfällen auf 65° zum Zeitpunkt der kompletten Trennung von der Schweiz.

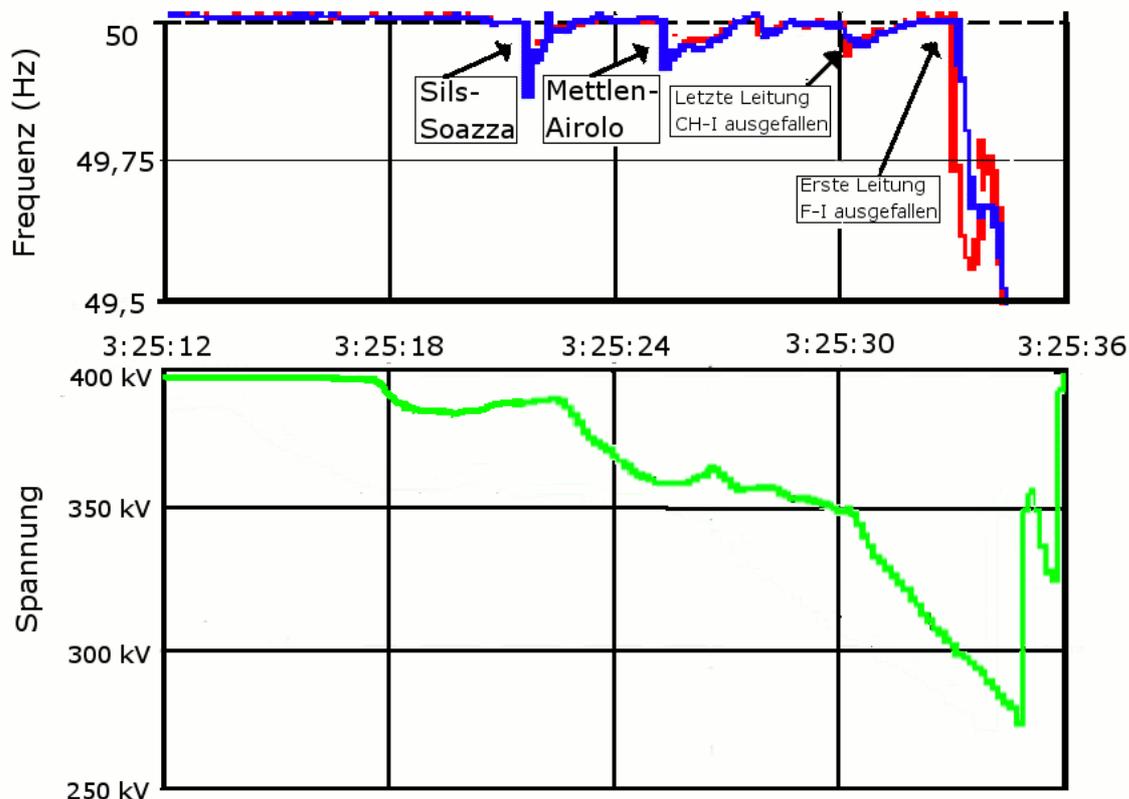


Abbildung 3.14: Frequenz- und Spannungsverlauf in Italiens Netz kurz vor der Trennung vom UCTE-Netz; nach [14]

Betrachtet man Abbildung 3.14, so sieht man, dass schon ab dem Ausfall der Mettlen-Airolo Leitung das italienische Netz über weite Strecken asynchron zum UCTE-Netz war. Der Frequenzgradient nahm auch von Leitungsausfall zu Leitungsausfall ab, alles Zeichen für den extrem kritischen Zustand.

3.6 Italien im Inselbetrieb

Ab 3:25:40 importierte Italien außer über das Gleichstromkabel aus Griechenland keinen Strom mehr. Es musste daher möglichst schnell versucht werden, die an Importen verlorengene Leistung durch Erhöhung der Eigenerzeugung und Reduktion des Verbrauchs zu erreichen und das italienische Netz als Insel weiterzubetreiben. Jene Kapazitäten, die dafür in Italien zu diesem Zeitpunkt zu Verfügung standen, sind in Abbildung 3.15 dargestellt.

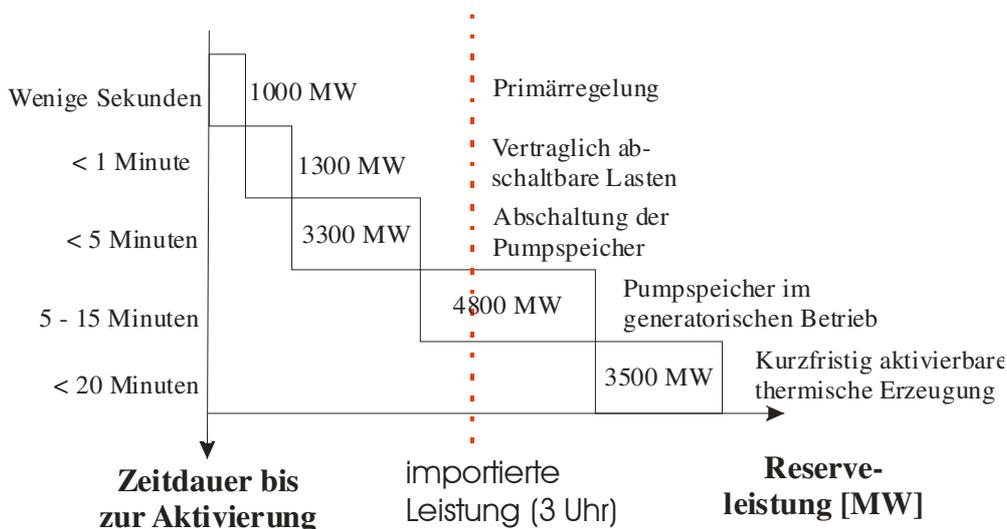


Abbildung 3.15: Verfügbare Reserveleistung Italiens in der Nacht zum 28. September

Wie man sieht, hätte es ungefähr zehn Minuten gedauert, um aus eigener Kraft die Importe zu kompensieren.

Die erste Stufe des Diagramms aus Abbildung 3.15, also die Primärregelung, wird von thermischen Kraftwerken übernommen, welche mit P-Reglern ausgestattet sind, die auf Frequenzabweichungen durch Steigerung der Erzeugung reagieren.

Die UCTE geht in ihren Berechnungen für die Primärleistung von einer Kompensation der größten Erzeugungseinheit Europas aus und empfiehlt für das ganze UCTE-Netz eine Gesamtprimärregelleistung von 3 000 MW. Dieses Szenario ist natürlich nur bei einem zusammenhängenden Netz relevant. Trotzdem sieht man, dass in Italien die verfügbare Primärregelleistung über 1 000 MW liegt, also bei weitem mehr, als der von der UCTE geforderte Wert. Auch sonst zeigt die Grafik, dass mit einer kurzfristig aktivierbaren zusätzlichen Leistung von 13 000 MW genügend Reserveleistung verfügbar war.

Das Leistungsdefizit war kurz nach der Netztrennung am höchsten, da zu diesem Zeitpunkt noch keine Lasten abgeschaltet waren und daher die fehlenden Importe sich zur Gänze auswirkten. Dadurch brach die Frequenz am Anfang des Inselbetriebs rasant ein. Bis zum Erreichen der 49 Hz-Grenze dauerte es weniger als drei Sekunden. Durch diese schnelle Änderung in der Frequenz wurden augenblicklich Pumpspeicherlasten und auch Verbraucher vom Netz geschaltet. Beim Durchstoßen der 49 Hz-Grenze, also um 3:25:42, war die gesamte Pumpspeicherlast vom Netz getrennt und Verbraucherlast mit einem Leistungsbedarf von ungefähr

4 000 MW weggeschaltet. Dadurch sank das Leistungsdefizit und somit ging der Frequenzabfall auf ca. -0,04 Hz/s zurück.

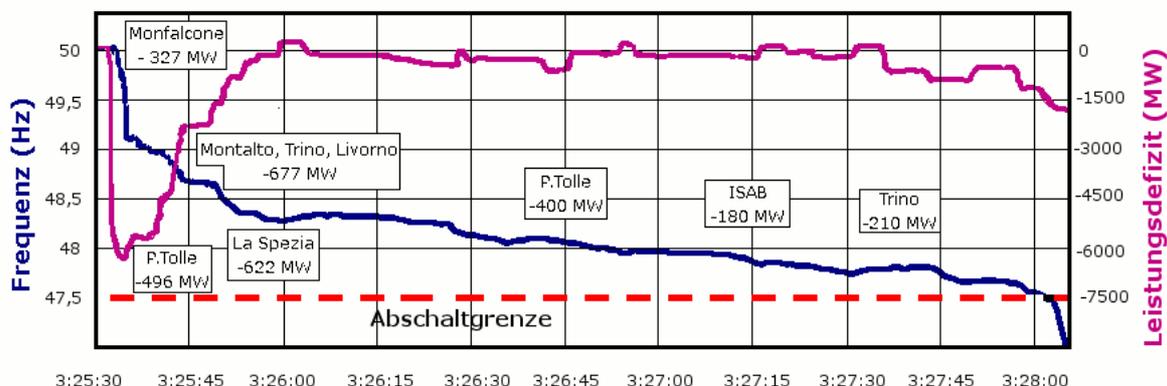


Abbildung 3.16: Netzfrequenz und Leistungsdefizit im italienischen Netz nach Trennung vom Netz der UCTE sowie Ausfallszeitpunkt einiger wichtiger Kraftwerke; nach [7], [15]

Schon am Anfang der Netztrennung versagten einige Kraftwerke. Das Versagen der Kraftwerke hatte verschiedene Gründe. Kleinkraftwerke, die im Verteilnetz einspeisen, haben im Normalfall höhere Abschaltfrequenzen und schalten sich früher ab. Außerdem wurden viele Kleinkraftwerke bei den Lastabschaltungen mitabgeworfen. Auch bei vielen Großkraftwerken, die nicht dem ehemaligen italienischen Strommonopolisten, der ENEL, gehören, war die Abschaltgrenze der Frequenzrelais über 47,5 Hz eingestellt, obwohl dieses Verhalten eindeutig den Netzanschlussbedingungen der GRTN widerspricht. Grenznahe Kraftwerke sind zum Großteil schon in den ersten Augenblicken nach der Trennung zum UCTE-Netz ausgefallen. Wie in Abbildung 3.14 zu sehen ist, fiel zu diesem Zeitpunkt die Spannung zuerst auf einen Wert von unter 300 kV, um dann in wenigen Sekunden wieder auf 400 kV zu steigen. Die Kraftwerke bei Turbigo und Trino, sowie das Kraftwerk Monfalcone, welches sich nahe der Slowenischen Grenze befindet, fielen gleichzeitig mit der Netztrennung aus. Am schlechtesten war das Verhalten jener Kraftwerke, die aufgrund von teuren Brennstoffen wie zum Beispiel Öl, in der Nacht am unteren Limit produzieren und nur am Tag zur Spitzenlastabdeckung bei Nennleistungen betrieben werden. Bei mit Öl betriebenen Kraftwerken waren am Ende der Frequenztransienten nur noch 17 % der anfänglichen Erzeugungsleistung verfügbar [4]. Durch das Eingreifen der Primärregelung kam es bei diesen Kraftwerken zu einer prozentuell höheren Leistungssteigerung als bei Kraftwerken im Nennbetrieb. Diese zu schnelle Produktionserhöhung war Grund von Defekten und Ausfällen[7].

Nicht unmittelbar mit dem Blackout selbst in Zusammenhang, aber trotzdem sehr problematisch, war die Tatsache, dass nur acht Kraftwerke ein kontrolliertes Umschalten auf Eigenbedarf geschafft haben. Gerade die unkontrollierten Abschaltungen einer so großen Anzahl an Kraftwerken machten den Netzwiederaufbau so problematisch und langwierig

Defizite	Leistung		Gegenmaßnahmen
Verlust der Importe	6 300 MW	500 MW	Primärregelung
Exporte	300 MW	7630 MW	Abschaltung von Verbrauchern
Verlust von Erzeugung (Mittelspannung)	1 700 MW	3220 MW	Abschaltung der Pumpspeicherkraftwerke
Verlust von großen Erzeugungseinheiten	4800 MW	1000 MW	Rückgang des Verbrauchs (Selbstregeleffekt)
SUMME	13 050 MW	12 350 MW	SUMME

Bilanz: -700 MW

Tabelle 3.2: Leistungsbilanz kurz vor dem endgültigen Blackout Italiens

Diese Kraftwerksabschaltungen waren dann auch einer der Hauptgründe, warum die GRTN ein Defizit von durchschnittlich ca. 700 MW bis zum definitiven Erreichen der 47,5 Hz, also jener Grenze, bei der sich alle Kraftwerke vom Netz schalten, nicht mehr in den Griff bekam. Somit kam es um 3:28 in ganz Italien zum endgültigen Blackout.

4 Analyse des Blackouts

4.1 Der Abwehrplan gegen Blackouts

4.1.1 Länderübergreifende Abwehrmaßnahmen

In Zusammenarbeit mit der RTE und der ETRANS wurde im Jahr 2001 von der GRTN ein Plan entwickelt, der die Trennung des italienischen Netzes vom UCTE-Netz verhindern soll.

Oberstes Ziel ist, das Netz von vornherein in einem Zustand zu betreiben, der eine sichere Funktionsweise sicherstellen soll. Die Richtlinien dafür sind sehr stark an die Betriebsempfehlungen der UCTE angelehnt und bestehen aus folgenden Stufen:

Vorbeugende Berechnung der auftretenden Lastflüsse (DACF): Jeden Abend wird von der GRTN für den kommenden Tag ein Importfahrplan erstellt. Dieser wird von den anderen Netzbetreibern in ihre Lastflussberechnung eingebaut und auf Engpässe sowie N-1-Sicherheit ihres eigenen Netzes kontrolliert. Kommt keine Rückmeldung, so wird dieser Fahrplan auch an den f/P-Reglern an der Grenze eingestellt. Außerdem wird schon im Vorhinein ein Plan für mögliche Engpässe und kritische Störfälle erstellt. Fallen Netzelemente aus, so gibt es eine informelle Abmachung zwischen dem italienischen, dem französischen und dem Schweizer Übertragungsnetzbetreiber, in welchem sie sich verpflichten, jegliche angespannte Situationⁱ so bald wie möglich den anderen beiden Übertragungsnetzbetreibern per Fax zu melden. Diese Meldung hat folgende Punkte zu beinhalten:

- Ausgefallenes Element
- Sicherheitsregel, die dadurch verletzt wird
- Potentielle Gefahren durch den Ausfall
- Bewertung, wie kritisch der Vorfall ist

ⁱ Im französischen Original: Situation Tendue

- Eventuelle erschwerende Einflüsse (Wetter, ...)
- Notwendige Reduzierung der grenzüberschreitenden Transite, um die N-1 Sicherheit wiederherzustellen

Ein Antwortfax, wo auf mögliche Auswirkungen auf das eigene Netz sowie auf die Möglichkeit, diesen Ausfall durch Maßnahmen im eigenen Netz zu kompensieren, eingegangen wird, ist verpflichtend. Die Abstimmung weiterer Maßnahmen hat per Fax und Telefon zu erfolgen [7]. Eine Meldung hat auch dann zu erfolgen, wenn der Ausfall zwar keine unmittelbaren Folgen auf die benachbarten Netze hat, aber in grenznahen Gebieten stattfindet. Explizit wird darauf hingewiesen, dass Abweichungen vom vorgesehenen Stromaustausch nur als letzter Ausweg verwendet werden sollen. In diesem Fall werden die Änderungen erst im Nachhinein vertraglich geregelt.

Dieser Plan wurde in der Nacht zum 28. September von der ETRANS nur teilweise befolgt. Die GRTN wurde telefonisch gebeten, ihre Importe zu reduzieren. Es wurde ab 4:34 versucht, ein Fax an die GRTN zu senden. Die erfolgreiche Zustellung erfolgte um 9:41. Auch wurde der französische Betreiber nicht vom Ausfall informiert. Man sieht, wie wenig der Plan für Notfallsituationen wie in dieser Nacht geeignet ist. Der Verantwortliche des vom Ausfall betroffenen Übertragungsnetzes müsste ein Fax mit den verlangten Inhalten an zwei Partner senden, per Telefon weitere Schritte koordinieren, zusätzlich Maßnahmen im eigenen Netz setzen und, wie im Falle der ETRANS, zusätzlich noch mit den Leitungsbetreibern in Kontakt stehen. In der kurzen Zeitspanne, für die die Überlastung der San Bernadino-Leitung zulässig gewesen ist, war dies ein fast unmögliches Unterfangen, zumal zum Zeitpunkt des Ausfalls nur ein Lastverteiler Dienst versah.

4.1.2 Abwehrmaßnahmen Italiens

Die GRTN hat einen dreistufigen Abwehrplan gegen Blackouts.

Die erste Abwehrstufe ist in der trilateralen Abmachung enthalten, die bereits im vorigen Abschnitt vorgestellt wurde.

Die zweite Abwehrstufe besteht in der automatischen Überwachung kritischer Netzteile auf Überlastung. Das System EDA (Elaboratore distacchi automatici del carico, Computer für

automatische Lastabschaltungen) überwacht eine bestimmte besonders kritische Leitungsgruppe im 380-kV-Netz. Ein Computer versucht dabei, frühzeitig einen kaskadenartigen Leitungsausfall zu erkennen und durch automatisches Eingreifen zu stoppen. Wird das System durch Leitungsausfall oder Überlastung einer Leitung getriggert, so erarbeitet der Computer je nach Höhe der Überlastung und Schaltzustand der anderen Leitungen automatisch einen Lastabwurf im notwendigen Ausmaß und in der richtigen Gegend. Eine dieser Leitungsgruppen besteht aus allen 380-kV-Leitungen nach Frankreich und in die Schweiz. Auch dieses System hat in der Nacht zum 28. September versagt. Der erste Grund dafür war, dass das System die Situation falsch einschätzte. Da durch den Ausfall der Versorgung des Tessins die Schweiz-italienischen 380-kV-Leitungen zu keinem Zeitpunkt überlastet oder abgeschaltet waren, wurden an diesen beiden Leitungen keine Probleme registriert. Der zweite Grund für das Versagen war, dass die 380-kV-Leitungen von Frankreich nach Italien erst wenige Augenblicke vor der endgültigen Trennung vom UCTE-Netz überlastet waren. Das System hat daher die Lastabwürfe erst zu einem Zeitpunkt ausgeführt, als die Winkelinstabilität des Netzes schon zu weit fortgeschritten war. Hier sollte man mittelfristig überlegen, ob man die Überwachung nicht auch auf die beiden kritischen 380-kV-Leitungen in der Schweiz ausdehnen kann. Außerdem könnte man das System auf die Schweiz-italienischen 220-kV-Leitungen erweitern. Diese waren nämlich schon einige Sekunden vor den französisch-italienischen 380-kV-Leitungen überlastet. Diese Zeit hätte vielleicht gereicht, dass das System rechtzeitig intervenieren hätte können. Zumindest wurde bei der Planung des Systems nicht genügend Augenmerk auf dynamische Phänomene und auf eine so rasche Abfolge von Ausfällen gelegt.

Die dritte Abwehrstufe tritt bei Inselbetrieb des italienischen Netzes in Kraft. Die Aufgabe dieser Stufe ist es, die Netzfrequenz wieder auf einen normalen Wert zu bringen und das System wieder an das UCTE-Netz anzubinden. Diese Abwehrmaßnahmen bestehen aus automatischen Lastabwürfen, die aufgrund von Unterfrequenz oder von einem zu hohen Frequenzgradienten ausgelöst werden. Es sollten zu jeder Zeit 50 % der Last abgeworfen werden können. Das hat auch zum Großteil funktioniert. Bereits als die Frequenz die 49 Hz-Marke unterschritten hatte, also wenige Sekunden nach der Trennung vom UCTE-Netz, waren alle Pumpspeicher abgeschaltet und geschätzte 4 000 MW an Last abgeworfen. Bis zum Ende des Blackouts folgten Lastabwürfe über weitere 3 200 MW. Insgesamt wurden 7 200 MW an Lasten abgeworfen, was nur etwa 30 % der Gesamtlast entspricht. Der Grund für diese relativ kleine Lastabschaltung ist, dass ein Lastabwurf in Schwachlastzeiten wesentlich schwieriger

ist, da der Verbrauch von Privatkunden minimal ist, während jener von Industrien relativ hoch ist, diese aber oft nicht abgeschaltet werden können. Außerdem haben sich Privatnetze, zum Beispiel Städtetze, nicht am Lastabwurf beteiligt. Das größte Problem waren aber die zahlreichen Kraftwerksausfälle. Es ist zwar durchaus üblich, dass einzelne Kraftwerke während instabilen Zuständen abschalten, allerdings war die Zahl an Kraftwerken, die während der Frequenztransiente versagten, überraschend hoch.

4.2 Das Schweizer System

Wie schon des Öfteren festgestellt, hätte dieses Blackout durch das richtige Verhalten des Lastverteilers der ETRANS verhindert werden können. Die ETRANS verteidigt die Vorgehensweise ihres Lastverteilers. Es wird argumentiert, dass der Operateur zuerst versuchte, die Belastung der San Bernadino-Leitung auf unter 100 % zu reduzieren, um dann in einem zweiten Schritt zu versuchen, die N-1-Sicherheit wiederherzustellen. Dieses Argument ist für mich nicht ganz nachvollziehbar, da die geforderte italienische Importreduktion um 300 MW nicht einmal für die Erfüllung des ersten Punkts, also die Entlastung der San Bernadino-Leitung, reichte.

Außerdem wäre durch eine angebrachte Reduktion der italienischen Importe neben der Reduktion des Phasenwinkels zwischen Mettlen und Lavorgo automatisch auch der erste Punkt erfüllt worden. Es dürfte sich bei dieser Stellungnahme also eher um den Versuch handeln, die falsche Einschätzung der Situation durch den Operateur, also eines ihrer Angestellten, zu entschuldigen. Trotzdem ist ein menschliches Versagen in diesem Punkt nicht von der Hand zu weisen. Seit dem Blackout wurde auf dieser Ebene in der Schweiz auch einiges verbessert. So wurden für die Lastverteiler der ETRANS zusätzliche Notfallsituationstrainings und jährliche Schulungen gemeinsam mit den KollegInnen eingeführt. Außerdem wurden zusätzliche Arbeitskräfte eingestellt, sodass seit Herbst 2004 immer zumindest zwei Personen Dienst versehen und nicht, wie in der verhängnisvollen Nacht des Blackouts, eine Person alleine arbeitet.

Ein weiterer Punkt, dem in den Berichten wenig Bedeutung zugemessen wurde, ist die Einstellung der Einschaltsperrre. Es ist in anderen Ländern durchaus üblich, ein δ_{lim} nicht starr im Gesamtnetz festzulegen, sondern an netztopographische Gegebenheiten angepasste Einstel-

lungen zu verwenden. So variieren im Netz der französischen RTE die Einstellungen des Einschaltsschutzes zwischen 20° und 60°.

Je näher ein Kraftwerk ist, desto kritischer ist eine Leitungswiedereinschaltung unter einer hohen Phasenwinkeldifferenz. In der Schweiz sind die größten Erzeugungseinheiten eher im Norden angesiedelt, vielleicht sollte man hier nähere Berechnungen anstellen und eventuell das δ_{lim} für die beiden kritischen 380-kV-Leitungen in das Tessin erhöhen. In einem Punkt haben die Schweizer allerdings schon Verbesserungen erarbeitet. Vor dem Blackout wurde in den DACF-Berechnungen der Phasenwinkel nicht berechnet. Die ETRANS hatte eine Berechnung basierend auf den vereinbarten Nettotransferkapazitäten erstellt. In diesem, von der ETRANS als Referenzlastfluss bezeichneten Szenario, bleibt die Phasenwinkeldifferenz auch bei Ausfall der Lukmanier-Leitung unter 30°. Wie schon im zweiten Kapitel erwähnt wurde, unterscheiden sich die Nettotransferkapazitäten allerdings deutlich von den tatsächlichen Importmengen.

	Auslastung der Lukmanier-Leitung	Phasenwinkeldifferenz vor Ausfall der Lukmanier-Leitung	Phasenwinkeldifferenz nach Ausfall der Lukmanier-Leitung
Referenzlastfluss (Winter 2003)	47%	10°	20°
Situation in der Nacht zum 28. September 2003	85% / 86% ⁱ	14°/18° ⁱ	42°/42° ⁱ

Tabelle 4.1: Referenzlastfluss der ETRANS für den Winter 2003 gegenüber der Situation am 28. September

Offensichtlich wurde aufgrund dieses Referenzlastflusses die Bedeutung der Phasenwinkeldifferenz auf Stabilitätsbetrachtungen von Seiten der ETRANS unterschätzt, was auch das Verhalten des Operators erklärt, der in dieser Nacht erst nach dem manuellen Versuch der Wiedereinschaltung Maßnahmen zur Lastflussreduzierung im Schweizer Netz unternahm und damit acht wertvolle Minuten „verschenkte“.

ⁱ Der erste Wert entspricht jeweils den Ergebnissen meiner Simulation, der zweite ist aus [9]

4.2.1 Die N-1-Sicherheit

Ein besonders strittiger Punkt in der Diskussion nach dem verheerenden Blackout war die Frage, ob das Netz in der Schweiz vor dem ersten Leitungsausfall nach UCTE-Regeln regelkonform, also N-1-sicher, betrieben wurde. Der UCTE-Bericht kommt zum Schluss, dass das der Fall war. Die Argumentation der UCTE ist, dass die Überlastung der San-Bernadino Leitung für 15 Minuten aufrechterhalten werden konnte. Diese Zeit reicht aus, um Maßnahmen zu ergreifen, die das Netz wieder in einen N-1-konformen Zustand bringen. Allerdings wird auch im UCTE-Bericht darauf hingewiesen, dass das nur mit Hilfe von drastischen Importreduktionen der GRTN möglich wäre. Dieser Vorgang ist zwar in keinem offiziellen Vertrag vorgesehen, jedoch hat die GRTN die Befugnis und die Möglichkeit, alle Pumpspeicher innerhalb von fünf Minuten abzuschalten und damit der ETRANS die Möglichkeit zu geben, das Netz wieder in einen Status der N-1-Sicherheit zu führen.

Die italienische Untersuchungskommission bezweifelt diese Angaben stark. Ihre Zweifel stützen sich dabei auf den ihrer Meinung nach zu hohen Grenzstrom, den die Schweizer für die San Bernadino-Leitung und die Lukmanier-Leitung für ihre N-1-Berechnung annehmen. Richtig ist, dass die Randbedingungen für die Berechnung des thermischen Grenzstroms in Italien etwas strenger ausgelegt werden. So gilt in der Schweiz eine Temperaturgrenze der Leiterseile von 80°C (Italien: 75°C) und es wird eine etwas höhere Windgeschwindigkeit angenommen. Der sich dabei ergebende Unterschied für den Maximalstrom beträgt 6%. Bei der Durchführung von N-1-Sicherheitsanalysen berücksichtigt man die thermische Dynamik der Leitungen. Daher kann man kurzfristig, also bis wieder ein N-1-stabiler Zustand erreicht wird, den thermischen Grenzstrom überschreiten. Dem wird bei der GRTN bei N-1-Analysen dadurch Rechnung getragen, dass mit einem um 20 % erhöhten Grenzstrom als so genanntem N-1-Grenzstrom gerechnet wirdⁱ. Nimmt man als N-1-Strom 2 400 A + 20 %, so erhält man 2 880 A, ein Wert, der trotz des Ausfalls der Lukmanier-Leitung nicht überschritten wurde.

Der Fehler, den hier der italienische Bericht macht, ist, dass für die Berechnung für die Schweizer Leitungen statt einem Leiterseilquerschnitt von 550 mm² [12, S. 9] ein Querschnitt

ⁱ Ich konnte keine Angaben über die Schweizer Berechnung der N-1 Netzsicherheit finden, es deutet jedoch einiges darauf hin, dass es genauso gehandhabt wird

von nur 450 mm² [1, S.57] genommen wirdⁱ. Wie es in einem offiziellen vom Ministerium beauftragten Bericht in einem derart heiklen Punkt zu einem solchen Fehler kommen kann, ist rätselhaft. Allerdings wirft dieser Vorwurf die Frage auf, inwieweit der 20 % Aufschlag für die Berechnung der N-1-Sicherheit sinnvoll ist. Betrachtet man die Überlastbarkeit der San Bernadino-Leitung (Abbildung 3.3), so sieht man, dass ein Strom von 2 880 A nur für zehn Minuten zulässig ist. Es ist fraglich, ob auch bei richtigem Verhalten der ETRANS diese zehn Minuten ausreichend gewesen wären, um die Last der San Bernadino-Leitung auf einen erlaubten Wert zu reduzieren.

Zusätzlich wird im italienischen Bericht auch darauf hingewiesen, dass es keine vertraglichen Abmachungen über Abschaltungen im italienischen Netz mit der ETRANS gab und deshalb die Betrachtungsweise der UCTE-Untersuchungskommission in diesem Punkt explizit den von der UCTE selbst aufgestellten Richtlinien zur N-1-Sicherheit widerspricht.

Die ATEL hat 1997 mit der Planung eines zusätzlichen 380-kV-Leitungssystems auf der Trasse Mettlen-Airolo begonnen. In einem Dokument zur Beurteilung des Bauvorhabens vom 27. Oktober 2001 wird dabei auch die N-m-Sicherheit der Versorgung des Tessins untersucht. Diese Untersuchung errechnet für bestimmte Situationen den Lastdeckungsfaktor, also den Quotienten aus Übertragungskapazität und Bedarf. Die Ergebnisse der Analyse sind in Tabelle 4.2 dargestellt.

N-m-Sicherheit „Netzelemente“	Lastdeckungsfaktor
N-1-Sicherheit Ausfall der 380-kV-Leitung Mettlen-Lavorgo	0,5
N-2-Sicherheit Ausfall der 380-kV-Leitung Mettlen-Lavorgo und des 220/380 kV-Kuppeltransformators in Lavorgo	0

Tabelle 4.2: Lastdeckungsfaktoren für das Kriterium n-m-Sicherheit [16]

ⁱ Der italienische Bericht vermerkt zu den Leiterseildaten: „Daten nicht bestätigt, aus UCTE-Bericht geschlossen“

Diese Tabelle zeigt, dass bei einem Ausfall der Lukmanier-Leitung eine gesicherte Versorgung des Tessins nicht mehr gewährleistet ist, und empfiehlt daher den Bau der 380-kV-Leitung unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit. Die Problematik der Überlastung und auch die fragliche N-1-Versorgungssicherheit des Tessins waren daher den Schweizer Netzbetreibern schon länger bekannt.

Eine Präzisierung der N-1-Richtlinien der UCTE wäre aber in jedem Fall wünschenswert. Weder in Bezug auf die Berechnungsmethoden der N-1-Sicherheit noch über die Einbindung von fremden Regelzonen für N-1-Betrachtungen habe ich im Operational Handbook der UCTE [11] Richtlinien gefunden

5 Mögliche Szenarien zur Verhinderung des Black-outs

5.1 *Rechtzeitige Abschaltung der italienischen Pumpspeicherkraftwerke*

Ein Abschalten der italienischen Pumpspeicher wäre nach dem Ausfall der Lukmanier-Leitung sicherlich die vernünftigste Lösung gewesen. Wie auch schon erwähnt, ist diese Vorgehensweise im ETRANS-Handbuch explizit bei einem Leitungsausfall einer der beiden 380-kV-Leitungen in den Tessin vorgesehen und auch in einer informellen Abmachung zwischen der GRTN und der ETRANS geregelt.

Hätte die GRTN die Pumpspeicher rechtzeitig abgeschaltet, wäre eine Wiedereinschaltung der Leitung problemlos gelungen und kurz darauf hätten die abgemachten Fahrpläne wieder eingehalten werden können. Mit dem Modell kann man untersuchen, wie hoch die Reduktion des italienischen Imports sein hätte müssen, um den Phasenwinkel zwischen Mettlen und Lavorgo auf $\delta < 30^\circ$ zu reduzieren, also die Wiedereinschaltung der Lukmanier-Leitung zu ermöglichen. Ergebnis dieser Untersuchung ist, dass ab einer Reduktion um nur 1 100 MW der Lastflusswinkel wieder in einem erlaubten Bereich gewesen wäre.

Daher sieht man, dass selbst bei Abschaltung von weniger als der Hälfte der zu diesem Zeitpunkt arbeitende Pumpspeicherkraftwerke Italiens der Ausfall verhindert hätte werden können.

Auch dadurch zeigt sich wieder, dass ein großes Problem bei diesem Blackout war, dass der italienische Regelzonenführer bis zum zweiten Leitungsausfall in der Schweiz die Situation als unbedenklich einschätzte. Hätte der italienische Operator die Möglichkeit gehabt, auch die kritischen Leitungen des Schweizer Hochspannungsnetzes zu beobachten, so wie das von der GRTN nach dem 28. September gefordert wurde, wäre sich der Operator schon früher über die kritische Situation bewusst geworden und hätte eventuell noch rechtzeitig die Abschaltung der Pumpspeicher veranlassen können.

5.2 Bau einer zusätzlichen Leitung in den Tessin

Die ATEL hat 1997 mit der Planung eines zusätzlichen 380-kV-Leitungssystems auf der Trasse Mettlen-Airolo begonnen. Diese Leitung wurde in das Modell integriert, um zu untersuchen, ob eine zusätzliche Hochspannungsleitung in den Tessin das Blackout verhindert hätte. Nimmt man an, dass trotz der neuen Leitung nach Italien nicht mehr Strom importiert worden wäre als das in der Nacht zum 28. September der Fall war, so hätte der Ausfall keine gravierenden Auswirkungen gehabt. Der Lastwinkel zwischen Mettlen und Lavorgo hätte sich nach dem Ausfall der Lukmanier-Leitung nur auf 18° erhöht, eine Wiedereinschaltung dieser Leitung wäre daher problemlos verlaufen. Außerdem wären die anderen drei Hochspannungsleitungen in den Tessin auch bei Ausfall dieser einen Leitung unter der thermischen Grenzbelastung geblieben.

Da eine zusätzliche Leitung vermutlich auch eine weitere Erhöhung der Transferkapazitäten nach Italien bedingen würde, wurde ein Szenario simuliert, bei dem die italienischen Importe über den Tessin um ein Drittel auf 3 500 MW erhöht wurden. Auch in diesem Fall hätte der Ausfall der Lukmanier-Leitung nicht zum Blackout geführt. Die Belastung der Leitungen in das Tessin für diesen Fall ist in Abbildung 5.1 dargestellt. Die zusätzliche Leitung ist als strichlierte Linie ausgeführt.

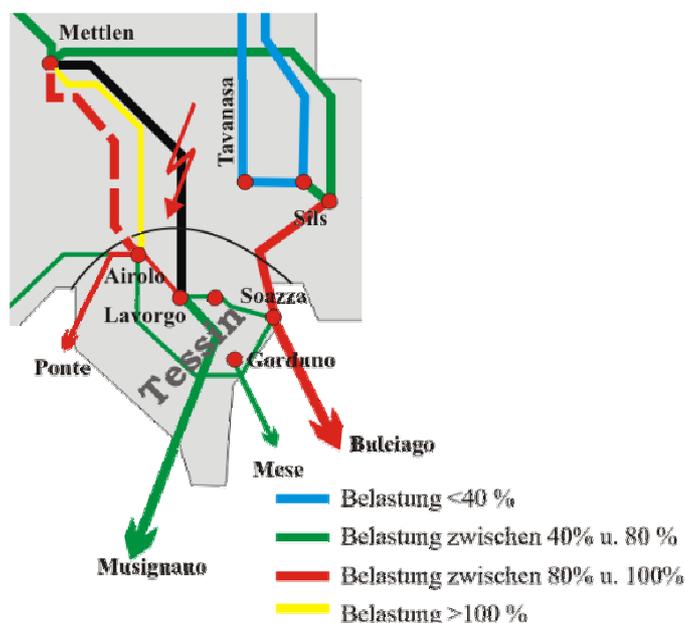


Abbildung 5.1: Belastung der Leitungen in das Tessin nach Ausfall der Lukmanier-Leitung nach Bau einer zusätzlichen 380 kV-Leitung und Erhöhung der Exporte

Man sieht, dass nur die 220 kV-Leitung von Mettlen nach Airolo eine Überlastung aufweist. Allerdings ist diese Überlastung relativ leicht durch eine Lastflusssteuerung durch einen Kuppeltransformator an einem der beiden Knoten behebbar. Ausserdem wäre durch die bessere Anbindung des Tessins an das restliche Schweizer Netz wäre auch beim Fall der erhöhten Exporte der Lastwinkel zwischen Mettlen und Lavorgo unter der kritischen Grenze geblieben.

Man sieht, dass eine bessere Anbindung des italienischen Netzes zu einer besseren Robustheit führt, da bei einer größeren Anzahl an Leitungen die restlichen Leitungen neben anderen positiven Effekten wie zum Beispiel die Reduzierung der Pendelwahrscheinlichkeit den Ausfall einer Leitung besser kompensieren können. Insbesondere der Flaschenhals Tessin sollte daher durch diese zusätzliche Leitung entschärft werden.

5.3 Der Einfluss der Transformatoren mit Stufenstellern

Der Einfluss von Spannungsregelung im Übertragungsnetz auf die Stabilität der Energieübertragung kann in P-V-Diagrammen grafisch einfach dargestellt werden. Abbildung 5.2 zeigt eine P-V-Kurve für ein Energieübertragungssystem. Fällt eine Leitung aus, so reduziert sich die übertragbare Leistung. Damit verschiebt sich die P-V-Kurve nach links. Die Spannung im Netz bricht durch die höhere Übertragungsimpedanz ein. Dadurch sinkt auch der Verbrauch der Lasten. Es stellt sich der neue Betriebspunkt B ein. Greift nun die Stufenstellung der Transformatoren ein und bringt die Spannung auf Verteilebene wieder auf ihren Nennwert zurück, so steigt auch der Lastverbrauch wieder auf den ursprünglichen Wert. Der neue Betriebspunkt C stellt sich ein. In diesem Beispiel sinkt der Spannungswert auf der Übertragungsseite auf einen Wert unter 90 % und ist damit bereits außerhalb des erlaubten Spannungsbands. Ein zusätzlicher Leitungsausfall würde die Übertragungsleistung weiter reduzieren und auch die Spannung würde weiter einbrechen. Der Betriebspunkt, der sich nach dem zweiten Leitungsausfall einstellt, nämlich Betriebspunkt D, ist schon relativ knapp an der Kippgrenze. Würde der Spannungsregler der Transformatoren nun wiederum die Spannung im Verteilnetz auf ihren Nennwert zurückregeln, so würde der Leistungsverbrauch die maximal übertragbare Leistung übersteigen. Die Folge wäre ein vollkommener Spannungszusammenbruch und damit ein Blackout.

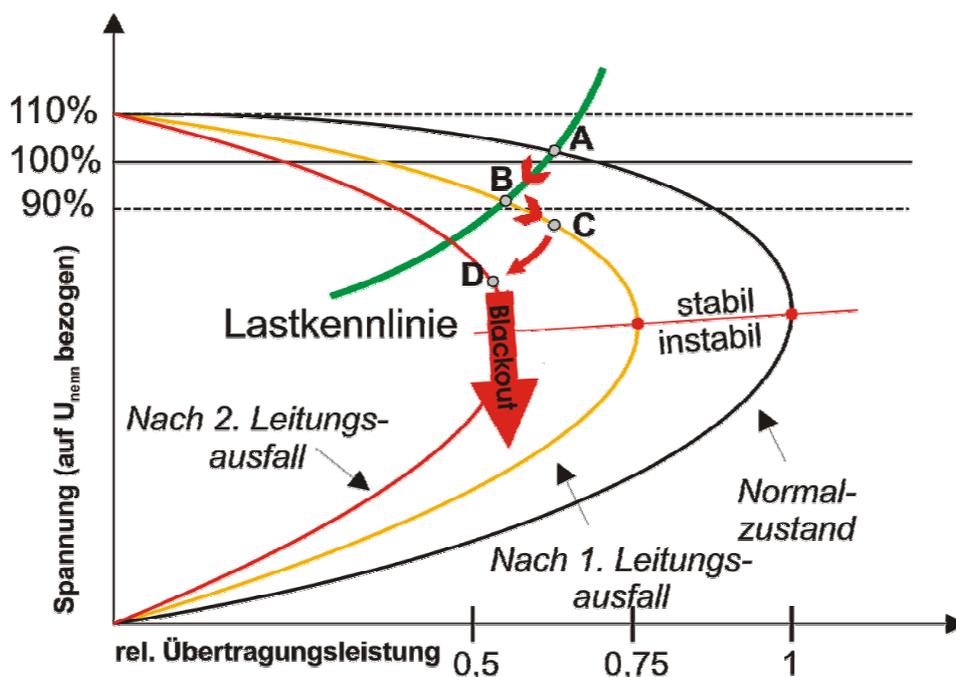


Abbildung 5.2: Spannungsstabilität bei Leitungsausfällen unter Einfluss von Transformatorstufenstellern; nach [20]

Bei angespannten Netzsituationen belastet daher ein Eingreifen der Transformatorstufenstellung das Übertragungsnetz zusätzlich und ist daher nicht zielführend. Die UCTE schreibt daher in ihrem Endbericht zur Untersuchung des italienischen Blackouts in Empfehlung 11: „Das Sperren der Stufensteller bei Transformatoren sollte in Fällen von schwerwiegendem Spannungsabfall gängige Netzbetriebspraxis sein“ [9, S. 10]ⁱ

Ob und in welchem Umfang die Stufensteller der Transformatoren beim Blackout gesperrt wurden, wird in keinem der Berichte erwähnt. Im Abwehrplan Italiens wird die Sperrung der Stufensteller auf jeden Fall nicht angesprochen. Der Zeitraum des Spannungszusammenbruchs war aber vermutlich zu kurz, um eine manuelle Sperrung durchzuführen.

Um die Wirkung der Stufenstellung im Lastflussmodell zu untersuchen, wurden zwei verschiedene Möglichkeiten verwendet.

Einerseits ist es im Lastflussprogramm PAN möglich, Transformatoren mit Stufenstellung zu simulieren. Ein Programmmodul berechnet dann für eine bestimmte Netzkonfiguration jene Transformatorstufe, die auf der Verteilebene eine Spannung ergibt, die der Nennspannung am

ⁱ Freie Übersetzung aus dem englischen Original

nächsten kommt. Allerdings darf bei Modellen, die Transformatoren mit Stufenstellung enthalten, die Summe aller, also geregelter und ungeregelter Transformatoren, 200 nicht übersteigen. Um daher Transformatoren mit Stufenstellung im Modell verwenden zu können, wurde ein stark vereinfachtes Modell erstellt, welches nur den Norden Italiens sowie die umgebenden Netze beinhaltet. An den Verbindungsknoten zum weggelassenen Netz Italiens wurden die ausgetauschte Leistung, die aus dem vollständigen Modell ohne Transformatorstufung bekomme, als konstante Lasten oder Einspeisungen modelliert.

Die zweite Möglichkeit, die Wirkung der Stufenstellung der Transformatoren zu simulieren, ist die Einstellung des Lastmischfaktors. Stellt man den Lastmischfaktor auf einen Wert nahe bei 0 %, so entspricht das dem Fall von konstanten Lasten. Eine unabhängig von der anliegenden Spannung konstante Last verhält sich so wie eine Last, die an einen Transformator angeschlossen ist, der die Spannung unmittelbar und unendlich fein regeln kann. Für mein Modell wählte ich sowohl für die Blindleistung als auch für die Wirkleistung einen Mischlastfaktor von 20 %. Abbildung 5.3 zeigt den Unterschied zwischen der realen Wirkweise eines Transformatorstufenstellers und der Modellimplementierung mittels eines niedrigen Lastmischfaktors.

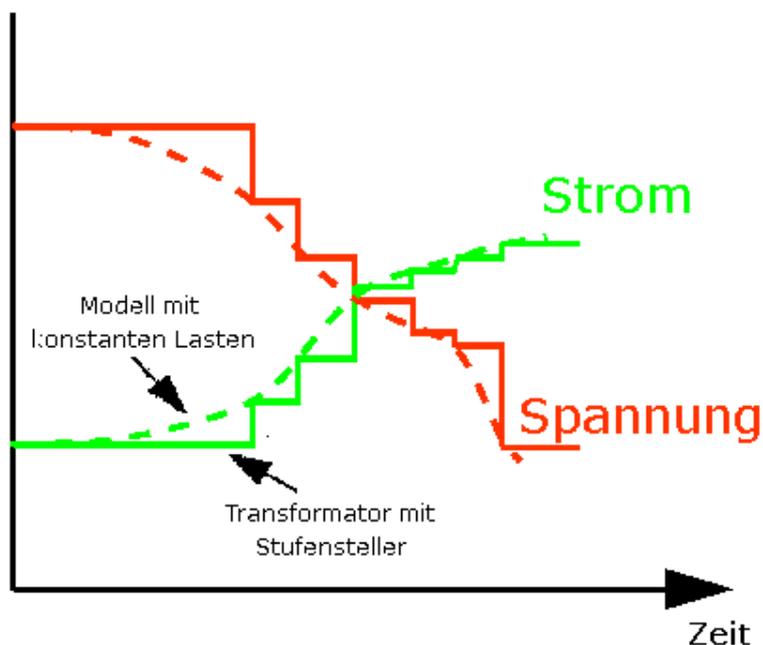


Abbildung 5.3: Wirkung der realen Spannungsregler im Vergleich zur Implementierung mit konstanten Lasten

Diese zweite Methode bietet den Vorteil, dass man mit dem gesamten Modell weiterarbeiten kann und außer der Anpassung der Lastmischfaktoren keine Änderungen im Modell vornehmen muss. Allerdings ist natürlich für die Stabilität des Netzes das zweite Modell wesentlich kritischer, da die Spannungsanpassung sofort und im vollen Umfang erfolgt. Aus diesem Grund konvergierte das Modell mit diesen Einstellungen nach dem Ausfall der 220 kV-Leitungen Riddes-Valpelline sowie Riddes-Avise auch bei großen Werten für die Genauigkeitsschranken nicht mehr. Diese Leitungsausfälle gingen mit den ersten massiven Spannungseinbrüchen und damit mit einem großen Blindleistungsdefizit im Piemont einher.

Auch beim Modell mit Transformatoren mit Stufenstellung müssen die Stufen händisch eingestellt werden, wenn man das Ergebnis nicht verfälschen will. Der Grund ist, dass das PAN-Programmmodul immer jene Stufe errechnet, die der Nennspannung auf der Unterspannungsseite am nächsten kommt. Ein realer Transformator kann in einem Schritt aber seine immer nur eine Stufe hinauf- oder hinunterregeln und hat dann eine gewisse Totzeit bis die nächste Stufung erfolgt. Wie man in Abbildung 3.14 sieht, fällt die Spannung erst um 3:25:23, also nur etwas mehr als zehn Sekunden vor der endgültigen Trennung des italienischen Netzes vom UCTE-Netz, unter den Nennwert von 380 kV. Dieser Zeitraum von wenigen Sekunden hat daher vermutlich für nur einen Schaltschritt gereicht.

Für die Simulation wurde angenommen, dass die Stufung fünf Sekunden nach Auftreten der Unterspannung erfolgte. Daher wurde im Modell, welches die Situation zu diesem Zeitpunkt darstellt, an allen Knoten, an welchen die Nennspannung auf der Oberseite unter Nennspannung gefallen war, die Stufung um eine Einheit erhöht. Die Unterschiede zu den Ergebnissen zum Simulationsdurchlauf ohne Veränderungen, was einer Sperrung der Stufensteller gleich käme, sind eher marginal.

Zum Zeitpunkt des Spannungseinbruchs waren bereits alle Schweiz-italienischen Leitungen ausgefallen und der Netzzusammenbruch bereits in einem sehr fortgeschrittenen Stadium.

Im Inselbetrieb Italiens hatten Transformator-Stufensteller keinen Einfluss. Gleich nach dem Ausfall der hochbelasteten Leitungen von Frankreich und Slowenien stieg die Spannung in Norditalien fast unmittelbar wieder auf den Sollwert, da der Blindleistungsbedarf dieser Leitungen und damit auch das Blindleistungsdefizit wegfiel.

Aus diesen Überlegungen kann ich schließen, dass die Stufung der Transformatoren beim Blackout in Italien keine entscheidende Rolle gespielt hat und mit Sicherheit eine Sperrung der Stufenstellung der Transformatoren das Blackout nicht verhindern hätte können.

5.4 Unterspannungslastanpassung

Eine Möglichkeit, die im Ausfallsabwehrplan Italiens offenbar nicht vorgesehen ist, ist kritische Netzsituationen anhand von Spannungszusammenbrüchen zu identifizieren und zu bekämpfen. Eine effektive Maßnahme, Spannungszusammenbrüche zu stoppen, ist eine Unterspannungslastanpassung durchzuführen.

Bei Unterspannungslastanpassung werden jene Verbraucher weggeschaltet, bei denen die Spannung einen gewissen Wert unterschreitet. Auch bei einer etwaigen Unterspannungslastanpassung wäre nur bei sehr raschem Eingreifen der Regler der komplette Blackout zu verhindern gewesen. Bei der Simulation wurde der Lastabwurf händisch durchgeführt. Dazu wurde nach jedem Simulationsdurchgang die Lasten an jenen Knoten weggeschaltet, deren Spannung das erlaubte Spannungstoleranzband unterschritten hat, also 340 kV bei Knoten mit 380 kV Nennspannung und 200 kV bei Knoten mit 220 kV. Im Modell erfolgt daher nach jedem Modelldurchlauf eine Überprüfung aller Knoten auf Unterspannung und eine Wegschaltung der Lasten am betroffenen Knoten für den nächsten Simulationsdurchlauf.

Beim Simulationsmodell wird die untere Spannungsgrenze erstmals nach Ausfall der beiden Leitungen von Riddes nach Valpelline und nach Avise in weiten Teilen des Piemonts erreicht. Die Summe der Lasten, die nach dem Ausfall der beiden Leitungen bereits zu diesem Zeitpunkt an Knoten außerhalb des erlaubten Spannungsbandes lagen, beträgt ca. 3 000 MW. Dadurch beträgt die importierte Leistung nur mehr 3 600 MW. Diese Menge kann über die verbleibenden Leitungen von Frankreich und Slowenien importiert werden. Im Modell steigt damit die Spannung im Restnetz wieder an und auch der Blindleistungsbedarf fällt auf einen Wert, der jenem vor der Störung entspricht.

Die Simulation ergibt daher, dass ein effizientes Unterspannungslastanpassungssystem die Netztrennung Italiens und somit den Ausfall der Stromversorgung Italiens verhindern hätte können. Allerdings muss man dieses Ergebnis hinterfragen. Die Unterspannungslastanpassung fällt in eine Phase, in welcher sich das italienische Netz bereits mitten im Spannungszu-

sammenbruch befand. Daher kann die statische Simulation keine genauen Aussagen über den Zeitpunkt und den genauen Spannungsverlauf an den einzelnen Knoten treffen. Allerdings deckt sich der Zeitpunkt, der aus den Ergebnissen resultiert, gut mit Beobachtungen aus fremden Quellen: Laut UCTE-Bericht wird für 3:25:25, also zeitgleich mit dem Ausfall der beiden Leitungen Riddes-Valpelline und Riddes-Avise, die ja in der Simulation die unmittelbaren Auslöser für den Spannungszusammenbruch sind, Unterspannungsalarm in Österreich und Frankreich ausgelöst.

Wie im vorherigen Abschnitt stellt sich auch hier wieder die Frage nach der Geschwindigkeit, in welcher der Lastabwurf geschehen hätte müssen. Von 3:25:25 bis zum Beginn der für den Verlust der Synchronität des italienischen Netzes entscheidenden Ausfällen der 380-kV-Leitungen von Frankreich vergingen noch etwa sechs Sekunden. Die schnellsten Unterspannungslastanpassungssysteme können Lasten bereits innerhalb von 0,1 Sekunden nach Auftreten einer Störung abwerfen. Ein derartiges System ist zum Beispiel in Teilen Chinas installiert [17]. Dieses System ist durch viele mikroprozessorgesteuerte, fernsteuerbare Messeinheiten in der Verteilebene aufgebaut, die über Funk miteinander in Verbindung stehen. Ein derartiges System in Italien zu implementieren würde einen erheblichen Aufwand bedeuten und ist daher mittelfristig schwierig zu realisieren. Aber auch klassische Unterspannungslastanpassungssysteme haben Auslösezeiten von ungefähr zwei bis vier Sekunden, was vermutlich immer noch gereicht hätte, um das System zu retten.

Daher denke ich, dass trotz aller Unsicherheiten in der Simulation die Erkenntnis, dass auch ein klassisches Unterspannungslastanpassungskonzept den Ausfall in diesem Ausmaß verhindert hätte, durchaus gerechtfertigt ist.

6 Schlussfolgerung

Durch den steigenden Liberalisierungsdruck, dem die europäischen Stromkonzerne den letzten Jahren ausgesetzt waren, wird in den heutigen Netzen nur mehr das Notwendigste investiert. Das Zurückfahren der Investitionen bei steigendem Bedarf hat die europäischen Netze in den letzten Jahren an die Grenze ihrer Belastbarkeit getrieben. Zusätzlich nahm durch die sehr unterschiedlichen Strompreise und die unterschiedlichen Stromerzeugungsstrukturen in Europa der internationale Stromhandel in den letzten Jahren stark zu. Die Folgen sah man im Jahr 2003: Eine in dieser Dichte vorher unbekannte Serie von Strompannen und Blackouts.

Wie es zu derartigen Pannen kommt, habe ich anhand des größten Ausfalls, des Blackouts in Italien untersucht. Den Ablauf konnte ich mit meinen Simulationen und der Zuhilfenahme verschiedener Berichte ziemlich genau rekonstruieren. Die verschiedenen Phasen des Netzsammenbruchs wurden behandelt und bei jeder Phase auch versucht, die technischen Hintergründe zu erläutern.

Die Einschränkung des Modells auf statische Simulationen hat sich als weniger problematisch herausgestellt als ich anfänglich angenommen hatte. Zwar konnte ich dadurch die tatsächliche Abspaltung des italienischen Netzes vom UCTE-Netz nicht simulieren, doch Daten aus diversen Berichten sowie die Ergebnisse aus vorhergehenden Simulationsritten reichten aus, um sich ein ausreichendes Bild über den Ablauf verschaffen zu können.

In der anschließenden Erörterung des Ausfalls ergaben sich interessante Diskussionspunkte. Die Darstellung des UCTE-Berichts, welche dem Schweizer Netz N-1-Sicherheit vor dem Ausfall attestierte, ist nicht unumstritten und nur bei sehr toleranter Auslegung der UCTE-Kriterien richtig. Außerdem hat sich gezeigt, dass der Vorwurf, welcher von der Schweizer ETRANS immer wieder erhoben wurde, nämlich, dass die italienische GRTN nicht rechtzeitig auf den Ausfall reagiert hat, nicht nachvollziehbar ist. Die Ergebnisse der Simulation zeigen, dass die Überlastung des Leitungsnetzes bis wenige Sekunden vor dem Blackout nur das Schweizer Netz betroffen hat, während die Situation im italienischen Netz unbedenklich war. Die Vermutung, dass ein angemessenes Reagieren des Schweizer Operators den Ausfall abgewendet hätte hat sich durch die Simulation bestätigt.

Auch die Untersuchung einiger Schutzmechanismen im Netz in der Simulation hat gezeigt, dass es durchaus Möglichkeiten gäbe, derartige Ausfälle weitestgehend zu stoppen. Vor allem hätte ein klassisches Unterspannungslastanpassungskonzept vermutlich gereicht, um die Ausbreitung des Ausfalls über ganz Italien zu verhindern. Derartige Schutzmechanismen sind in westeuropäischen Netzen eher die Ausnahme, während sie in Ländern, deren Netzqualität nicht an jene Westeuropas heranreicht, oft zu finden sind. So ist eines der schnellsten und modernsten Systeme zur Erkennung von Spannungszusammenbrüchen in Teilen Chinas implementiert und bei der Recherche zu derartigen Systemen bin ich sehr oft auf Beiträge, die nordamerikanische Netze zum Inhalt hatten, gestoßen. Gerade weil Investitionen in Netze in den letzten Jahren zurückgefahren wurden und neue Leitungsbauvorhaben in allen Ländern Europas auf große Skepsis der Bevölkerung stoßen und daher oft nur sehr schwer und mit großer Verzögerung realisiert werden können, scheint eine erhöhte Belastung der europäischen Übertragungsnetze zumindest mittelfristig unvermeidbar. Diese an der Grenze betriebenen Netze werden die Netzbetreiber in den nächsten Jahren vor neue Herausforderungen stellen und neue Schutzkonzepte werden ausgearbeitet werden müssen.

Man kann trotz des enormen finanziellen Schadens, der dieses Blackout verursacht hat, durchaus auch positive Aspekte sehen. Im Falle des italienischen Netzausfalles wurde rasch reagiert:

Einfache Maßnahmen, so wie zum Beispiel das gemeinsame Training der italienischen Lastverteiler mit den Schweizer Kollegen oder die Aufstockung des Personals bei der Schweizer ETRANS, wurden sehr rasch umgesetzt.

Auch im Hinblick auf neue Netzanlagen hat das Blackout in Italien neue Dynamik gebracht:

Eine bessere Anbindung Italiens an das UCTE-Netz wird durch neue Leitungsbauvorhaben angestrebt. Im Entwicklungsplan der GRTN sind neben zwei weiteren Gleichstromseekabelverbindungen nach Kroatien und Algerien und einigen kleineren Projekten der Bau von drei 380-kV-Doppelleitungen, eine in den Osten der Schweiz, eine nach Österreich und die dritte nach Slowenien bis Ende 2007 vorgesehen. Würden alleine diese drei großen Leitungsprojekte allesamt realisiert werden, bedeutete das fast eine Verdoppelung der bestehenden Importkapazitäten.

Auch die Erneuerung und die Erweiterung des italienischen Kraftwerksparks wird zügig vorangetrieben. Mit Ende 2003 waren bereits 15 000 MW an neuer Kraftwerksleistung genehmigt, die in den nächsten beiden Jahren verwirklicht werden sollten.

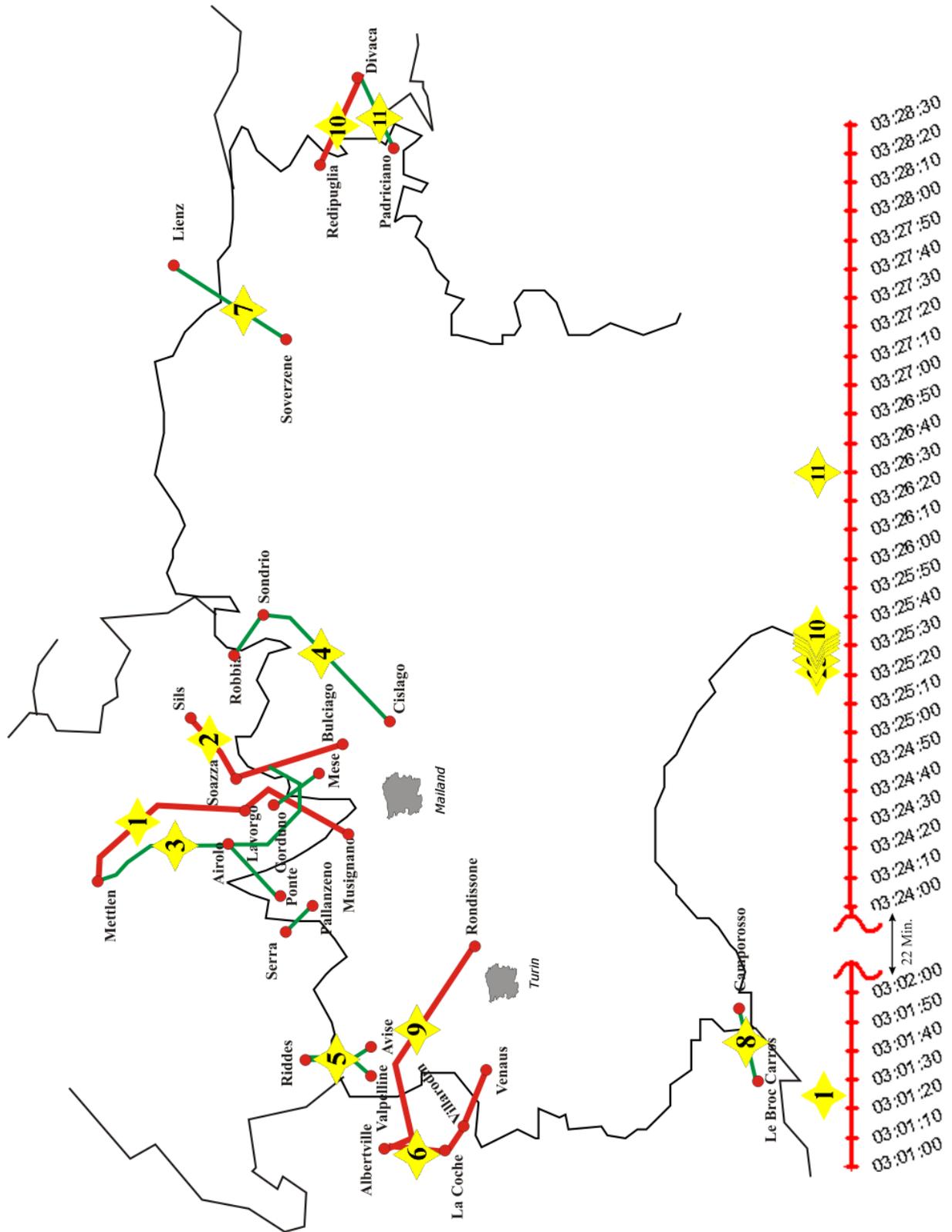
Dieser Unfall hat in Italien zu einer gewissen Sensibilisierung in Hinblick auf Versorgungssicherheit geführt. Es wurden richtige Maßnahmen getroffen und ein Blackout mit ähnlichen Vorzeichen wie jenen vom 28. September 2003 ist daher in naher Zukunft nicht wahrscheinlich.

Literaturverzeichnis:

- [1] Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2002. Rom: Gestore della Rete Trasmissione Nazionale. www.grtn.it
- [2] Analysis of Electricity Network Capacities and Identification of Congestion. Final report. Aachen, Dezember 2001
- [3] DECRETO 25 giugno 1999 Rom: Autorità per l'energia elettrica e il gas. 1999 www.autorita.energia.it/docs/riferimenti/ambitorete.htm
- [4] Black-out del Sistema Elettrico Italiano del 28 Settembre 2003, Rapporto della Commissione d'indagine. Rom: Autorità per l'energia elettrica e il gas. 28 November 2003
- [5] Brauner, G.: Skriptum zur Vorlesung „Energieübertragung und Verteilung“
- [6] Caratteristiche tecniche: Autotrasformatori trifasi con e senza commutatore sotto carico (NEPI01012) Version 04, www.grtn.it/biblioteca/documenti/3379_20040624_INEPI01012REV04CARATTERISTICHEATR.PDF
- [7] Resconto dell'Attività Conoscitiva in Ordine alla Interruzione del Servizio Elettrico Verificatasi il Giorno 28 Settembre 2003. Rom: Autorità per l'energia elettrica e il gas. 9 Juni 2004
- [8] Mandozzi, M.: Le black out du 28 Septembre 2003 en Italie. SEE-Tagung, Paris, 9. Februar 2004
- [9] Final Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy. UCTE. April 2004
- [10] Bacher, R., U. Näf: Bericht über den Stromausfall in Italien am 28. September 2003. Bern: Bundesamt für Energie. November 2003
- [11] Operation Handbook – Policy 3: Operational Security [E]. Version 1.3, Brüssel: UCTE. 20 Juli 2004. www.ucte.org
- [12] Bericht des Eidgenössischen Starkstrominspektorates (ESTI) zum Ereignis vom 28. September 2003 (Strompanne in Italien und in schweizerischen Grenzregionen). Fehraltorf: Eidgenössisches Starkstrominspektorat. 12 November 2003
- [13] Blackoutbericht. Frankfurt: Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG). November 2003
- [14] Corsi S., C. Sabelli: General Blackout in Italy Sunday September 28, 2003, h. 03:28:00. Proceedings of the IEEE Power Engineering Society 2004 General Meeting, Denver, CO, Juni 2004
- [15] Interim Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy. UCTE. 27 Oktober 2003.
- [16] Beurteilung des ATEL-Leitungsbauvorhabens Airolo–Lavorgo (380/220 kV), Erläuternder Bericht zum Objektblatt 106, 2001, www.energieschweiz.ch/imperia/md/content/energiemrkteetrgertechniken/elektrizitt/suel/87.pdf

- [17] Rovnyak S., K. Mei, G. Li: Fast Load Shedding for Angle Stability Control, Power Engineering Society General Meeting, 2003
- [18] Brauner, G., Spannungsstabilität im Übertragungsnetz der APG und graphische Visualisierung von Großstörungen, Präsentation, Wien, 2004
- [19] McCalley, J. D: Notes on voltage stability, presentation in the Power Systems Dynamics course of Iowa State University, 1999, www.ee.iastate.edu/~jdm/ee554/voltage.ppt
- [20] Brauner, G., M. Heidl, H. Popelka, H. Erven: Spannungsstabilität und Gefahren eines Voltage Collapse in Österreich, e & i 121 (11): 430-434
- [21] Brauner G.: Simulationsverfahren für das Engpassmanagement zur Abwehr von Großstörungen, e & i 121 (11): 425-429
- [22] Berizzi, A.: The Italian 2003 blackout. Proceedings of the IEEE Power Engineering Society 2004 General Meeting, Denver, CO, Juni 2004
- [23] Weßnigk, K: Kraftwerkselektrotechnik. Berlin: VDE Verlag. 1993

Anhang 1: Grafische Darstellung des Ablaufs der Leitungsausfälle



Anhang 2: Tabellarische Übersicht über den Ablauf der Ereignisse am 28. September 2003

FACTUAL SEQUENCE OF EVENTS OF THE BLACKOUT IN ITALY ON SUNDAY 28 SEPTEMBER 2003

The following table shows with several time stamps the events that took place including some notable details.

The transferred power flow before the outage from each tripped line is shown between brackets in most cases.

The time indicated for each event might be inaccurate since there is no time synchronisation between all protection devices.

The sequence of events has been set up according to the best available information.

Time	Events	Country	Details
03:01:21	<ul style="list-style-type: none"> Single phase to ground fault at 380 kV line Mettlen-Lavorgo 	CH	
	<ul style="list-style-type: none"> 380 kV line Mettlen - Lavorgo: starting of zero sequence protection 	CH	
03:01:42	<ul style="list-style-type: none"> 380 kV line Mettlen-Lavorgo definitely switched off at Lavorgo; after two unsuccessful automatic attempts to reconnect the line, line at Mettlen still connected and under voltage 	CH	<ul style="list-style-type: none"> 2 100 A (limit: 2 400 A) A proposal was made by EGL to ETRANS (by phone) to disconnect the 380 kV line Pradella-Filisur, in order to reduce the incoming 380 kV power flow from Austria. This proposal was rejected by ETRANS because it would strongly weaken the interconnection with Austria. EGL, ATEL and ETRANS started the coordination to take Swiss internal countermeasures.
03:05:53	<ul style="list-style-type: none"> Load alarm at Lavorgo 220 kV transformer 1 	CH	<ul style="list-style-type: none"> 871 A (limit: 866 A)
03:06:12	<ul style="list-style-type: none"> Heavy load on the 220 kV line Mettlen-Airolo was spotted 	CH	<ul style="list-style-type: none"> 1 970 A (limit: 2 400 A); this current earlier was 1 200 A
03:08:23	<ul style="list-style-type: none"> Attempt at Lavorgo to get 380 kV line Mettlen-Lavorgo into operation again 	CH	<ul style="list-style-type: none"> Due to an overly high phase angle difference of 42° this attempt failed
03:10:47	<ul style="list-style-type: none"> Communication (phone call) between ETRANS and GRTN 	CH	<ul style="list-style-type: none"> ETTRANS asked GRTN to reduce the import of Italy by 300 MW. The reaction of GRTN came into effect 10 minutes after the beginning of the call.
03:18	<ul style="list-style-type: none"> EGL decided to switch off one 380/220 kV transformer in Soazza after the coordination with ETRANS and ATEL 	CH	<ul style="list-style-type: none"> This was an additional measure from ETRANS in order to reduce the load of the 380 kV line Sils - Soazza below 100%
03:22:02	<ul style="list-style-type: none"> Tap change of 220 kV transformer 1 at Lavorgo 	CH	<ul style="list-style-type: none"> ATEL has changed the transformer tap in Lavorgo, which slightly reduced the load of the transformers in Soazza 840 A
03:25:21	<ul style="list-style-type: none"> Trip of 380 kV line Sils - Soazza line [1 783 MW] after single phase to ground fault Protection of 220 kV line Mettlen - Airolo triggered at Airolo 	CH	<ul style="list-style-type: none"> Line was first disconnected at Sils, then at Soazza. (2 700 A ; limit: 2 400 A)
03:25:25	<ul style="list-style-type: none"> Trip of 220 kV line Mettlen - Airolo at Airolo [740 MW]; at Mettlen the line stays connected and under voltage 	CH	<ul style="list-style-type: none"> A, F: undervoltage alarm
			<ul style="list-style-type: none"> UCTE 1st zone, overvoltage alarm in A, B, F, D, HU, SLO
			<ul style="list-style-type: none"> At a great number of substations, voltage > 420 kV, lasting until 03.32 Reduction of overvoltage is realised in <ul style="list-style-type: none"> HU: by 350 Mvar shunts switched on A: by 200 Mvar shunt reactor switched on A, B, D, HU, SL: by many generation units that operated at

			underexcitation limit
			<ul style="list-style-type: none"> All circuits from Airolo were tripped, i.e. to the direction of Mörel, Ponte, Lavorgo and Mettlen: 3 070 A (limit: 2 400 A). The canton Tessin remains connected to Italy but is disconnected from the Swiss transmission system and the UCTE system.
03:25:26	<ul style="list-style-type: none"> Start of automatic disconnecting device at Lienz 	A	<ul style="list-style-type: none"> I > 900 A on 220 kV line Lienz - Soverzene (limit: 750 A)
03:25:28	<ul style="list-style-type: none"> Trip of busbar coupler at Lienz 	A	<ul style="list-style-type: none"> I still > 900 A on 220 kV line Lienz – Soverzene
	<ul style="list-style-type: none"> Trip 220 kV line Cislago - Sondrio 	I	
03:25:30	<ul style="list-style-type: none"> Undervoltage alarm 	F	<ul style="list-style-type: none"> At Albertville: Unom < 80 %
03:25:32	<ul style="list-style-type: none"> Trip of 380 kV line Albertville - La Coche 	F	
	<ul style="list-style-type: none"> Trip 220 kV line Riddes - Avise [281 MW] 	CH-I	
	<ul style="list-style-type: none"> Trip 220 kV line Riddes - Valpelline [299 MW] 	CH-I	
	<ul style="list-style-type: none"> Trip of storage pump at Malta (145 MW) by voltage drop, tripping of storage pump within 110kV network (35 MW) by voltage drop, tripping of several small generators (within 20 kV networks) 	A	
03:25:33	<ul style="list-style-type: none"> Trip of 220 kV line Lienz - Soverzene at Lienz [209 MW i.e. >548 A] 	A-I	<ul style="list-style-type: none"> I > 1 200 A
	<ul style="list-style-type: none"> Trip of 220 kV line Le Broc-Carros - Menton Camporosso [248 MW] 	F-I	<ul style="list-style-type: none"> Due to the tripped 220 kV line Lienz - Soverzene: voltage increased in southern Austria until 03:27, i.e. approx. 250 kV at Lienz (maximum permissible voltage 245 kV) and approx. 431 kV at Lienz (maximum permissible voltage 420 kV).
	<ul style="list-style-type: none"> Frequency alarm in all control centres of the first UCTE zone 		<ul style="list-style-type: none"> Frequency: > 50,20 Hz
03:25:34	<ul style="list-style-type: none"> Trip of 380 kV line Albertville - Rondissone 1 both substations [841 MW] 	F-I	<ul style="list-style-type: none"> Single phase fault + automatic reclosure + finally three phase trip
	<ul style="list-style-type: none"> Trip of 380 kV line Albertville - Rondissone 2; disconnected only at Rondissone [682 MW] 	F-I	
03:25:35	<ul style="list-style-type: none"> Trip of 380 kV line Divaca - Redipuglia [646 MW] 	SL-I	
	<ul style="list-style-type: none"> Trip of 380 kV line from Redipuglia to Planais 	I	
	<ul style="list-style-type: none"> Trip of 220 kV line from Redipuglia to Safau 	I	
03:25:42	<ul style="list-style-type: none"> Trip of 220 kV line Divaca - Klece including 220 kV synchronous compensator in Divaca 100 MW of sensitive loads tripped 	SL SL	<ul style="list-style-type: none"> Increase of voltage on 380 kV and 220 kV level in the rest of the Slovenian network
			<ul style="list-style-type: none"> 460 MW of pumps voluntarily maintained in service in B, contrarily to schedule From 03:25 until 03:50 some 1 740 MW of pumps were started in D; 180 MW of pumps were started in A at 03:35 as well as 115 MW in GR; at 04:29 in BG 50 MW of pumps were started
	<ul style="list-style-type: none"> Change from power frequency control to frequency control mode 	E	
	<ul style="list-style-type: none"> Trip of pump load <ul style="list-style-type: none"> 180 MW (loss of synchronism) 250 MW (due to overfrequency) 		

		A D	
	<ul style="list-style-type: none"> • Trip of generation units due to loss of synchronism in: 35 MW near Italian border (hydro) 	A	
	<ul style="list-style-type: none"> • Trip of generation units due to overfrequency <ul style="list-style-type: none"> ○ 430 MW (coal, after change to speed control mode) ○ 380 MW (renewables) ○ 215 MW (coal) ○ 95 MW (gas) ○ 130 MW gas/CCGT 	CZ E HU HU HU	
	<ul style="list-style-type: none"> • Trip of generation: 210 MW Castellon (CCGT), reason unknown 	E	
	<ul style="list-style-type: none"> • Nuclear generator's control mode change due to overfrequency: 115 MW generation reduction 	CH	
03:26	<ul style="list-style-type: none"> • All circuits at 220 kV Fiesch disconnected 	CH	<ul style="list-style-type: none"> • Fiesch without voltage
	<ul style="list-style-type: none"> • Generation units malfunctioning due to overfrequency : <ul style="list-style-type: none"> ○ 340 MW (coal, after change to speed control mode) ○ 770 MW (coal) 	CZ D	<ul style="list-style-type: none"> • From 03:26 until 04:30 some 1 570 MW generation decrease in D and 4 000 MW in F
03:26:30	<ul style="list-style-type: none"> • Final disconnection of the Italian system at ISL border 		<ul style="list-style-type: none"> • About 55 sec after the trip of the 380 kV line Redipuglia-Planais (I) a weak 132 kV link connecting Italy to Slovenia (transformer 220/132 kV at Padriciano substation and transformer 380/132 at Redipuglia connected to Padriciano through a 380/220 kV transformer) was open. The asynchronous operation was consequently interrupted.
03:27	<ul style="list-style-type: none"> • Activation of overload limiter in LFC related to 400 kV line Hernani (E) - Argia (F) 	E	<ul style="list-style-type: none"> • Setting of the overload limiter: 900 MW; line capacity autumn : 1 520 MVA
	<ul style="list-style-type: none"> • Manual blocking of secondary control in 1st zone: CH, CZ, B, D, F, G, SI, PL 		
03:28:08	<ul style="list-style-type: none"> • All connections at 380 kV Lavorgo without voltage, including Lavorgo - Musignano [503 MW] 	CH-I	<ul style="list-style-type: none"> • Area of Tessin (South of Switzerland) without voltage
	<ul style="list-style-type: none"> • 220 kV line Gorduno - Mese [125 MW] without voltage 	CH-I	
	<ul style="list-style-type: none"> • 220 kV line Airolo - Ponte [191 MW] without voltage 	CH-I	
	<ul style="list-style-type: none"> • Trip of 220 kV line Robbia - Sondrio [253 MW] 	CH-I	
	<ul style="list-style-type: none"> • Trip of 220 kV line Pallanzeno - Serra [110 MW] 	CH-I	
	<ul style="list-style-type: none"> • Trip of 220 kV line Padriciano - Divacia; disconnected at Padriciano [199 MW] 	SL-I	
03:28:10	<ul style="list-style-type: none"> • Trip of 380 kV lines Villarodin - Praz and Villarodin - Venaus [712 MW] 	F F-I	<ul style="list-style-type: none"> • 20 MW load was lost in the Maurienne valley

03:28:14	<ul style="list-style-type: none"> • Trip of 220 kV line Innertkirchen - Robiei 	CH	
03:28:28	<ul style="list-style-type: none"> • Trip of 380 kV lines Casanova - Magliano, Magliano - Vado Ligure, Vignole - Vado Ligure and Magliano-Piossasco 	I	
03:28:29	<ul style="list-style-type: none"> • Trip of 220 kV line Robiei - Bavona 	CH	
03:29	<ul style="list-style-type: none"> • Area control area alarm, 2nd UCTE zone: BG, GR 		
03:34:11	<ul style="list-style-type: none"> • Trip of 380 kV line Soazza - Bulcigno; disconnected at Soazza [1 205 MW] 	CH-I	
	<ul style="list-style-type: none"> • Trip of 220 kV line Magadino – Soazza 	CH	
03:35	<ul style="list-style-type: none"> • Frequency alarm in all control centres of the second UCTE zone 		<ul style="list-style-type: none"> • Frequency: > 50,28 Hz
04:18	<ul style="list-style-type: none"> • Trip of generation unit: 250 MW (coal, 2nd zone), reason: vibrations 	RO	

Quelle: UCTE final report [9]