

Geschäftsbericht 2010

Wir transportieren Strom.

Unverzichtbar für die Schweiz.

Unersetzlich für Europa.

Antriebskraft und Lebensqualität
für Millionen von Menschen.

Heute und morgen.

Inhalt

Auf einen Blick

- 5 Swissgrid – im Dienste der Versorgungssicherheit

Mit Energie in die Zukunft

- 6 Bericht des Verwaltungsratspräsidenten und des CEO

- 9 Highlights 2010

10 Jahresrückblick 2010

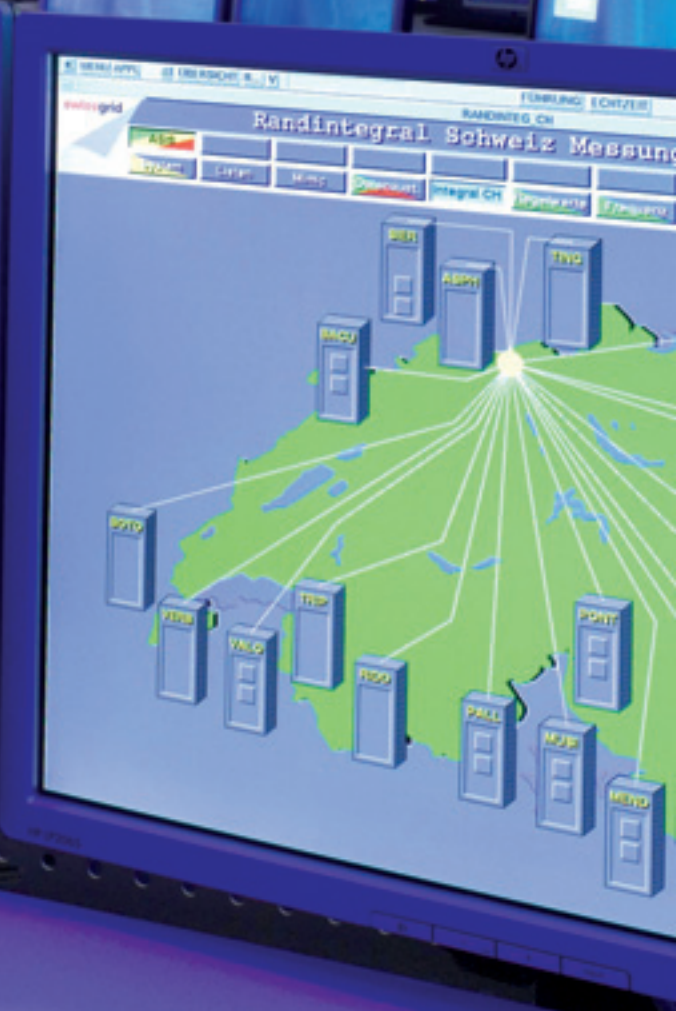
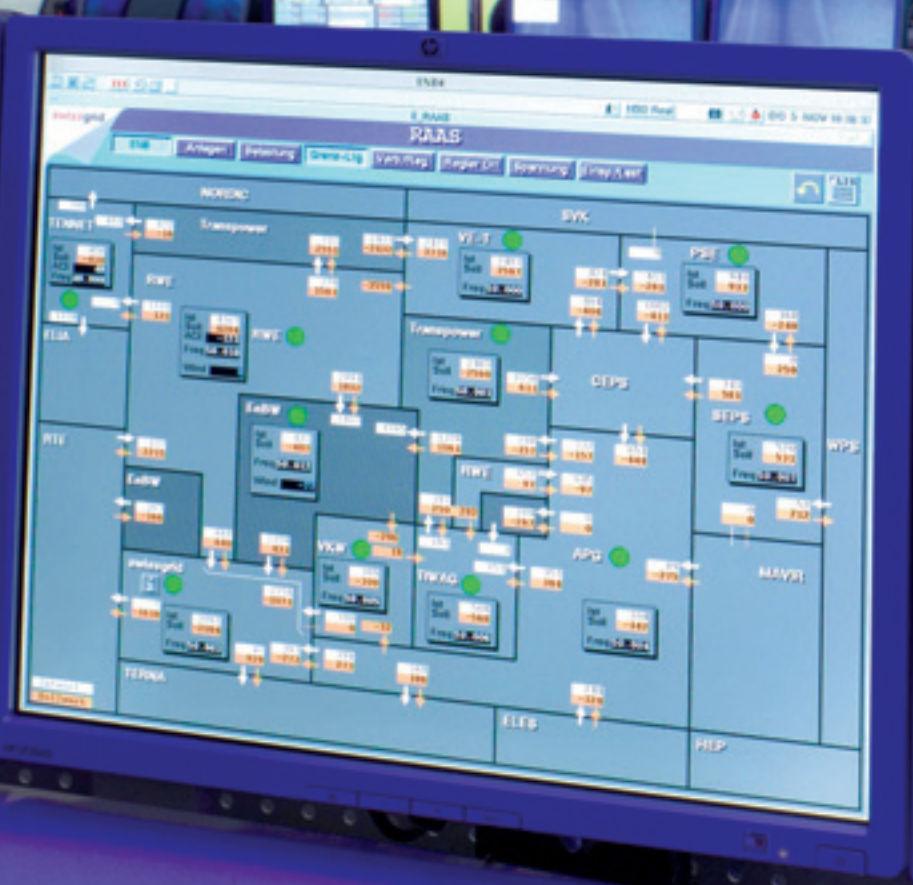
- 12 Systemführung: unterbrechungsfreie Stromversorgung
- 12 Neue Verfahren und Prozesse im Systembetrieb
- 12 Systemdienstleistungen: Kosten um fast 50% gesenkt
- 13 Verrechnung von Systemdienstleistungen an Kraftwerke
- 13 Grenzüberschreitende Beschaffung von Primärregelenergie
- 13 Projekt GO! Überführung der Übertragungsnetze zu Swissgrid
- 14 Aufbau und Organisation Asset Management & Service
- 14 Klarheit bei der Abgrenzung des Übertragungsnetzes
- 15 Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) – das Interesse ist unverändert hoch
- 15 Europa: Märkte, Infrastruktur und Institutionen im Wandel
- 16 Gemeinsame Bestrebungen in der Engpassproblematik
- 16 Neue europäische Gremien setzen Standards
- 16 Prioritäten im Ausbau der europäischen Infrastrukturen festgelegt
- 17 Persönliche und individuelle Kundenbetreuung
- 17 Wichtiger Dialog mit der Öffentlichkeit
- 17 Ein Blick hinter die Kulissen
- 17 Organisation, Fähigkeiten und Unternehmensentwicklung

18 Stromdrehscheibe Schweiz: gestern, heute, morgen

36 Finanzbericht 2010

DONNERSTAG 18:18
05-NOV-2009

swissgrid



Auf einen Blick

Swissgrid – im Dienste der Versorgungssicherheit

Swissgrid ist die nationale Netzgesellschaft und verantwortet als Übertragungsnetzbetreiberin den sicheren, zuverlässigen und wirtschaftlichen Betrieb des Schweizer Höchstspannungsnetzes. An den Standorten in Laufenburg und Frick beschäftigt Swissgrid Mitarbeitende aus zwölf Nationen. Als Mitglied des europäischen Netzwerkes der Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E nimmt sie zudem Aufgaben im Bereich der

Koordination und der Netznutzung im europäischen Stromaustausch wahr.

Die acht Schweizer Elektrizitätsunternehmen Alpiq AG, Alpiq Suisse SA, Axpo AG, BKW FMB Energie AG, CKW AG, EGL AG, Stadt Zürich ewz und Repower halten 100% des Swissgrid-Aktienkapitals.

Zahlen und Daten rund um das Schweizer Übertragungsnetz 2010

Transportierte Energie in GWh	80 100
Von Swissgrid gemessene Daten in Echtzeit	25 000
Strommasten	15 000
Netzlänge in Kilometern	6 700
Netzsimulationen in Echtzeit pro Tag	1 000
Kraftwerke	900
Mitarbeitende Swissgrid	327
Netzüberwachung durch Swissgrid (in Stunden pro Tag)	24
Netz	1



Mit Energie in die Zukunft

Bericht des Verwaltungsratspräsidenten und des CEO

Sehr geehrte Leserin, sehr geehrter Leser

Eine zuverlässige Stromversorgung ist ein wichtiger Garant für den Wohlstand von heute und morgen. Dafür braucht es ein modernes und leistungsfähiges Übertragungsnetz. Es ist das Rückgrat für die Versorgungssicherheit und leistet einen wichtigen Beitrag an die Wertschöpfung in unserem Land.

Das Geschäftsjahr 2010 war für Swissgrid in dreierlei Hinsicht prägend: Der Betrieb des Übertragungsnetzes erfolgte auch in diesem Berichtsjahr zuverlässig und ohne nennenswerte Störungen. Die Kosten für Systemdienstleistungen konnten markant gesenkt werden und die umfangreichen sowie komplexen Aktivitäten zur gesetzlichen Übernahme des Übertragungsnetzes wurden gestartet.

Versorgungssicherheit ohne Unterbruch

Swissgrid betrieb auch im Geschäftsjahr 2010 das Höchstspannungsnetz (220/380kV) ohne Unterbruch. Insgesamt konnte eine Energiemenge von 80100 Gigawattstunden über das Schweizer Übertragungsnetz transportiert werden. Dies entspricht einer Zunahme von 2,6% gegenüber dem Vorjahr. Das Übertragungsnetz kommt allerdings an seine Kapazitätsgrenzen, Engpässe häufen sich. So musste Swissgrid im vergan-

genen Jahr aus Gründen der Netzsicherheit 10 Mal die geplante Produktion von Strom einschränken. Diese unbefriedigende Situation muss rasch behoben werden, damit Stromunterbrüche nicht auch in der Schweiz ein Thema werden.

Kosten im Netzbetrieb gesenkt

Bereits 2009 wurden Massnahmen zur Senkung der Kosten von Systemdienstleistungen ergriffen. Diese wirkten sich im Geschäftsjahr 2010 positiv aus. So konnten die Kosten für die Regelleistungsvorhaltung gegenüber dem Vorjahr um fast 50% reduziert werden. Der Marktzu-gang wurde durch die Optimierung der Ausschreibeverfahren und eine neue Produktgestaltung verbessert. Die Anbieter von Systemdienstleistungen erhielten flexible und attraktivere Angebotsmöglichkeiten. Die Anzahl der Marktteilnehmer nahm in der Folge zu, die Liquidität des Marktes und die Preise entwickelten sich positiv.

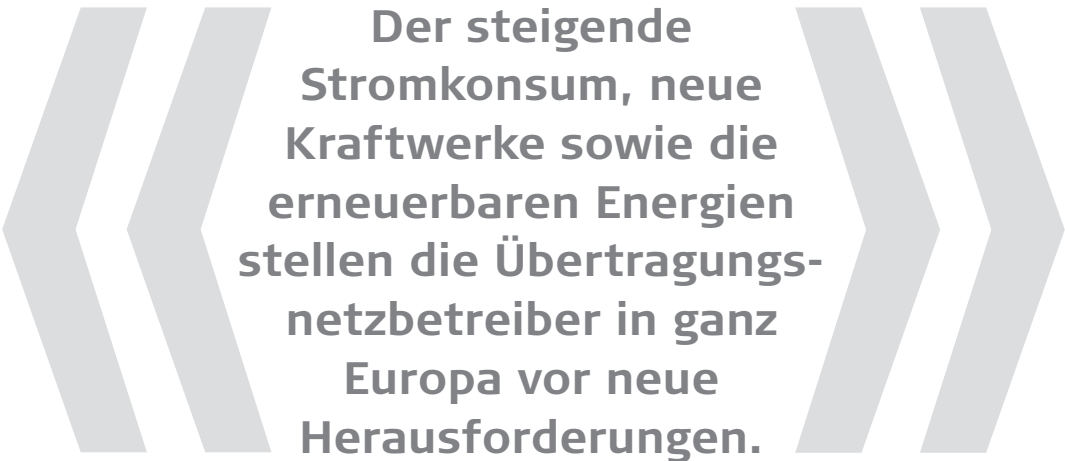
Neben der Beschaffung von «Reserveenergie» im Inland hat Swissgrid den Einkauf von Systemdienstleistungen auch aus dem Ausland eingeleitet. Seit Ende 2010 können sich französische Kraftwerksbetreiber an der Ausschreibung schweizerischer Primärregelleistung beteiligen. Diese grenzüberschreitende Zusammenarbeit

ist europaweit ein Novum und ein weiterer Schritt zu wettbewerbsfähigeren Strompreisen für die Endkonsumenten.

Netzübernahme erfolgreich gestartet

Gemäss Stromversorgungsgesetz übernimmt Swissgrid bis zum 1. Januar 2013 das Schweizer Übertragungsnetz von den bisherigen Eigentümern, den Stromversorgungsunternehmen. Gemeinsam mit ihnen hat Swissgrid im Sommer 2010 diese äusserst komplexe Transaktion gestartet. Gleichzeitig baute Swissgrid dafür den Geschäftsbereich Asset Management & Service auf. Dieser

Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien stellen die Übertragungsnetzbetreiber in ganz Europa vor neue Herausforderungen. Lösungen können nur im europäischen Kontext gefunden werden. Swissgrid engagiert sich deshalb in den wichtigen europäischen Fach- und Arbeitsgruppen der ENTSO-E, dem Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber. Auf Basis ihrer Europastrategie gestaltet Swissgrid aktiv die neuen Rahmenbedingungen mit und bringt die Positionen, Interessen und Bedürfnisse der Schweiz wirkungsvoll ein. Auch die Mitgliedschaft von Swissgrid bei der Renewables-Grid-Initiative (RGI) bringt wichtige Impulse und



Der steigende Stromkonsum, neue Kraftwerke sowie die erneuerbaren Energien stellen die Übertragungsnetzbetreiber in ganz Europa vor neue Herausforderungen.

wird künftig sämtliche Anlagen und Leitungen effizient bewirtschaften sowie die bedarfsgerechte Erneuerung und den nachhaltigen Ausbau des Übertragungsnetzes vorantreiben.

Swissgrid festigt ihre Position

Die Energiemärkte befinden sich in einem rasanten Wandel. Im Einklang mit unserer Strategie soll sich Swissgrid zu einer starken, effizienten und vollwertigen Übertragungsnetzbetreiberin in der Schweiz und zu einer wichtigen, verlässlichen Partnerin im europäischen Verbund entwickeln.

Leistungsfähige und effiziente Systeme sind für die Weiterentwicklung von Swissgrid unerlässlich. Im Berichtsjahr 2010 konnten erfolgreich ein neues elektronisches Ressourcenplanungssystem für die künftige Assetbewirtschaftung sowie ein aus Sicherheitsgründen notwendiges, zweites Rechenzentrum in Betrieb genommen werden.

Intensive Zusammenarbeit mit Europa

Der steigende Stromkonsum, neue Kraftwerke im In- und Ausland sowie die zunehmende, aber schwankende

Erkenntnisse. Ziel ist die vollständige Integration von erneuerbaren Energiequellen in die europäischen Netze. Hierzu bringt die Initiative Umweltverbände und Netzbetreiber an einen Tisch.

In den nächsten Jahren werden in Europa wichtige strategische Entscheide gefällt, unter anderem zur Routenführung der neuen europäischen «Stromautobahnen». Es gibt bereits Überlegungen von Wettbewerbern, diese neuen Leitungen um die Schweiz herumzuführen. Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU sind deshalb von essenzieller Bedeutung. Ohne einen erfolgreichen Abschluss ist die künftige Rolle von Swissgrid in den wichtigen europäischen Energiegremien unklar. Swissgrid wird noch verstärkt ihre Rolle als Netzgesellschaft wahrnehmen und an Lösungen mitarbeiten.

Die Öffentlichkeit offen und transparent informieren

Als nationale Netzgesellschaft gehört es zum Auftrag von Swissgrid, die Öffentlichkeit kontinuierlich über ihre Geschäftsaktivitäten zu informieren und sie für die anstehenden Herausforderungen im Energiebereich zu sensibilisieren. Swissgrid hat deshalb im vergangenen

Jahr ein neues Besucherzentrum in der Netzleitstelle «Swissgrid Control» eröffnet. Mit Personen aus Politik, Wirtschaft und Verwaltung im In- und Ausland pflegt Swissgrid regelmässigen Kontakt. Ein wichtiger Meilenstein war die Eröffnung unseres Standortes in der Romandie. In Zukunft werden von dort aus die Tätigkeiten für die Instandhaltung der Übertragungsnetze in der Westschweiz koordiniert.

Der Netzausbau ist ein Projekt von nationaler Bedeutung

Die politische und öffentliche Diskussion in der Schweiz dreht sich heute fast ausschliesslich um die Stromproduktion. Dem Übertragungsnetz wird hingegen noch zu wenig Beachtung geschenkt. Optimierte Geschäftsprozesse und neue Technologien können es zwar effizienter machen. Doch Modernisierung und Ausbau des Übertragungsnetzes, kombiniert mit dem Zubau von neuen Kraftwerken, sind für eine sichere Schweizer Stromversorgung unerlässlich. In den letzten zehn Jahren wurden

Stromdrehscheibe Schweiz sichern

Dank ihrer geografischen Lage im Herzen Europas ist die Schweiz traditionell eine wichtige Stromdrehscheibe. Sie ist eng mit dem europäischen Netz verbunden. Die aktuellen Veränderungen im Energiebereich in Europa haben auch für unser Land Konsequenzen. Sie tangieren unsere Handlungsfreiheit. Im liberalisierten Strommarkt wachsen die Märkte zusammen und Stromflüsse verlagern sich. Immer mehr zeichnen sich im europäischen und schweizerischen Netz auch Engpässe ab. Diese gefährden die Versorgungssicherheit und das Modell der Stromdrehscheibe. Es ist deshalb unerlässlich, uns in der europäischen Stromlandschaft verstärkt zu positionieren.

Engagierte Mitarbeitende und Partner

Swissgrid ist für die kommenden Herausforderungen gut gerüstet. Getreu unserem Motto «Mit Energie in die Zukunft» gestalten wir diese aktiv. Das schaffen wir nur, weil sich unsere Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter je-

Der Netzausbau ist nicht nur eine technologische und wirtschaftliche, sondern auch eine gesellschaftspolitische Herausforderung.

in der Schweiz nur gerade 150 Kilometer neue Netze gebaut. Gemäss unseren Berechnungen müssen in der Schweiz bis 2020 rund 1000 Kilometer Leitungen realisiert werden, damit die Versorgungssicherheit langfristig gewährleistet werden kann.

Der Aus- und Neubau von Stromübertragungsnetzen stösst immer wieder auf Widerstand und ist daher nicht nur eine grosse technologische und wirtschaftliche, sondern auch eine gesellschaftspolitische Herausforderung. Antworten und Lösungsansätze, wie der Netzausbau gesellschafts- und umweltverträglich gestaltet werden kann, sollen von der neuen Forschungsstelle «Energienetze» an der ETH Zürich und der neuen, fachübergreifenden Strategiegruppe «Netze und Versorgungssicherheit» erarbeitet werden, die das Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) ins Leben gerufen hat. Swissgrid arbeitet in beiden Gremien aktiv mit.

den Tag mit grossem Engagement, Beharrlichkeit und hoher Motivation für das Unternehmen einsetzen. Die erforderliche Unterstützung erhalten wir auch von unseren schweizerischen Partnern, den Verteilnetzbetreibern, den Kraftwerken und den gesetzlichen Institutionen. Dafür möchten wir uns an dieser Stelle, auch im Namen des Verwaltungsrats und der Geschäftsleitung, herzlich bedanken.



Peter Grüşchow
Verwaltungsratspräsident



Pierre-Alain Graf
CEO

Highlights 2010



«Swissgrid Control» in Laufenburg ist das Herzstück der Versorgungssicherheit in der Schweiz. Die Leitstelle des schweizerischen Übertragungsnetzes wurde innerhalb von eineinhalb Jahren umgebaut und Anfang 2010 in Betrieb genommen.

Der Startschuss für das grösste Projekt bei Swissgrid ist gefallen: die Eigentumsübertragung des schweizerischen Übertragungsnetzes.

Spätestens am 1. Januar 2013 wird Swissgrid Besitzerin des 6700 Kilometer langen Schweizer Übertragungsnetzes.



Swissgrid eröffnet in Vevey einen neuen Standort. In Zukunft erfolgen der Kontakt zu den Partnern und die Tätigkeiten für die Instandhaltung der Übertragungsnetze in der Westschweiz vor Ort.



Swissgrid wird neues Mitglied der Renewables-Grid-Initiative (RGI). Ziel ist die vollständige Integration von erneuerbaren Energiequellen in die europäischen Netze. Hierzu bringt die Initiative Umweltverbände und Netzbetreiber an einen Tisch.

Stern von Laufenburg: Pionierleistung in der Stromgeschichte. Das Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE) mit Sitz in New York würdigt 2010 den «Stern von Laufenburg» als historischen Meilenstein in der Stromgeschichte.





Strom:
Jederzeit.
Heute und
in Zukunft.

Jahresrückblick 2010



Jahresrückblick 2010

Systemführung: unterbrechungsfreie Stromversorgung

Im Geschäftsjahr 2010 hat Swissgrid die Menge von 80 100 GWh über das Schweizer Übertragungsnetz (220/380-kV) transportiert, was eine Zunahme von 2,6% gegenüber dem Vorjahr darstellt. Ursachen dafür waren die Zunahme des inländischen Konsums sowie die höheren Importe und Exporte des internationalen Stromaustausches. Die Abgabe von elektrischer Energie an den rund 270 Netzübergabestellen war mit 49 150 GWh um 6% höher als im letzten Jahr. Insgesamt haben täglich rund 90 Händler ihre Fahrpläne angemeldet.

Für 2010 besonders zu erwähnen sind die zunehmend hohen Schwankungen der Stromflüsse in Europa und damit in der Schweiz. Der Austausch mit den angrenzenden Ländern schwankte im Jahr 2010 zwischen einem maximalen Import von 6971 MW und einem maximalen Export von 6281 MW. In der Vergangenheit hat die Schweiz Strom nach Italien exportiert. Im Berichtsjahr gab es jedoch zahlreiche Importsituationen. Diese Trendwende ist auch an der Grenze zu Frankreich festzustellen, an der aufgrund der Langfristverträge Strom in die Schweiz importiert wird. Diese innert wenigen Stunden wechselnden Energieflüsse stellen für Swissgrid eine besondere Herausforderung dar, die eine intensive Zusammenarbeit mit den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern erfordern.

Neue Verfahren und Prozesse im Systembetrieb

Neben dem eigentlichen Netzbetrieb, der für die Gewährleistung einer sicheren Stromversorgung verantwortlich ist, wurden 2010 zahlreiche Erneuerungen durchgeführt. So wurden bis Mitte Jahr sämtliche Betriebsvereinbarungen unterzeichnet, welche die Koordination und Zusammenarbeit zwischen Swissgrid und den Kraftwerk- sowie Verteilnetzbetreibern in Bezug auf einen reibungslosen Betrieb des schweizerischen Übertragungsnetzes regeln.

Als zweites Novum ist die dynamische Anpassung der Regelreserve zu erwähnen, bei der Swissgrid die vorzuhaltende Regelleistung flexibel an den Bedarf anpasst. Werden beispielsweise grosse Kraftwerkblöcke für Revisionsarbeiten ausser Betrieb genommen, wird zeitgleich die ausgeschriebene Regelreserve gesenkt; dadurch konnte bei den Unterhaltsarbeiten der Kernkraftwerke Gösgen und Beznau im Sommer 2010 die Regelreserve vorübergehend um positive Tertiärregelleistung reduziert werden.

Dritte, wichtige Neuerung im Netzbetrieb war die Einführung eines neuen Konzeptes für die Spannungshal-

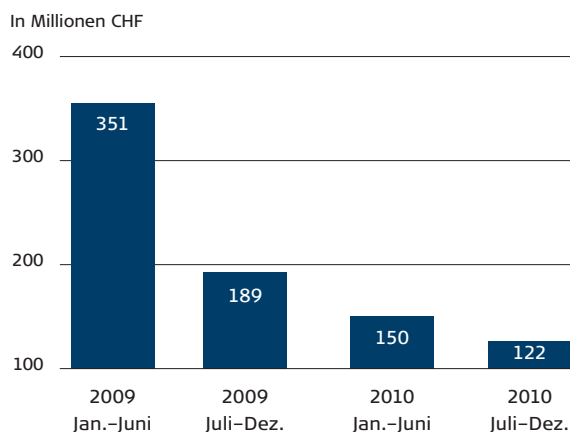
tung. Seit 1. Januar 2011 können sich nicht wie bis anhin nur Kraftwerke, sondern auch Verteilnetzbetreiber und Endkunden wie grosse Industrierwerke an der Spannungshaltung im Übertragungsnetz beteiligen, was ein wichtiger Schritt zur Verbesserung der Netzsicherheit in der Schweiz ist.

Systemdienstleistungen: Kosten um fast 50% gesenkt

Auch 2010 war Swissgrid bestrebt, die Kosten für Systemdienstleistungen (SDL) weiter zu senken. Dabei wurden insbesondere weitere Anpassungen im Ausschreibungsverfahren und in der Produktgestaltung vorgenommen. Anbieter von Systemdienstleistungen erhalten heute einen besseren Zugang zum SDL-Markt und können von einer vielfältigen Produktpalette profitieren, was sich auf die Liquidität des Marktes und die Entwicklung der Preise positiv auswirkt. Auch kleinere Anbieter oder Industriekunden haben mittlerweile die Möglichkeit, am Schweizer Regelenergiemarkt teilzunehmen.

Generell wurde von einer starren auf eine den Anforderungen angepasste Leistungsvorhaltung gewechselt. Für jede Last- und Produktionssituation wird heute die Leistungsvorhaltung berechnet, sodass nicht über die ganze Dauer ein konstanter Wert vorzuhalten ist. Die gegenüber dem Vorjahr um rund 30% höhere Anzahl Marktteilnehmer wirkte sich ebenfalls wettbewerbsfördernd aus und führte zusammen mit den anderen Massnahmen zu einer Reduktion der Kosten für die Regelleistungsvorhaltung um fast 50%.

Entwicklung der Beschaffungskosten bei gleichbleibender Leistungsvorhaltung



Verrechnung von Systemdienstleistungen an Kraftwerke

Seit Einführung des SDL-Marktes im Januar 2009 wurden die Kosten – gestützt auf die Stromverordnung – anteilig den Endkonsumenten und den Kraftwerken mit einer Leistung von mindestens 50 MW verrechnet. Dies führte insgesamt zu einer Entlastung der Endverbraucher in der Höhe von 402,5 Mio. CHF. Gemäss dem Urteil des Bundesverwaltungsgerichts vom 8. Juli 2010 ist die in der Stromversorgungsverordnung vorgesehene Verrechnung der SDL-Restkosten an die Kraftwerke jedoch verfassungs- und gesetzeswidrig. Die vom Bundesrat erlassene Regelung zur Entlastung der Konsumenten wurde somit rückgängig gemacht.

Die in Form der Restkostenverrechnung bereits von Kraftwerken bezahlten Beträge muss Swissgrid denjenigen Kraftwerksbetreibern zurückerstatten, die gerichtlich Beschwerde eingelegt haben. Die dafür nötigen finanziellen Mittel werden ab der Tarifperiode 2011 in Form eines Rückabwicklungszuschlags bei den Endkonsumenten zusätzlich zum allgemeinen SDL-Tarif erhoben.

Grenzüberschreitende Beschaffung von Primärregelenergie

Die Primärregelung – ein wichtiges Element der Versorgungssicherheit – gewährleistet nach Störungen im Netz die Wiederherstellung des Gleichgewichts zwischen Produktion und Verbrauch innerhalb von Sekunden. Swissgrid hat mit dem französischen Übertragungsnetzbetreiber RTE die erste grenzüberschreitende Beschaffung der Systemdienstleistung Primärregelung in Europa realisiert. Mit der Unterzeichnung eines Vertrags zwischen RTE und Swissgrid im Dezember 2010 können französische Kraftwerksbetreiber an der schweizerischen Ausschreibung für Primärregelleistung teilnehmen. Im Jahr 2011 strebt Swissgrid zusätzlich eine Teilnahme am deutschen Regelverbund an.

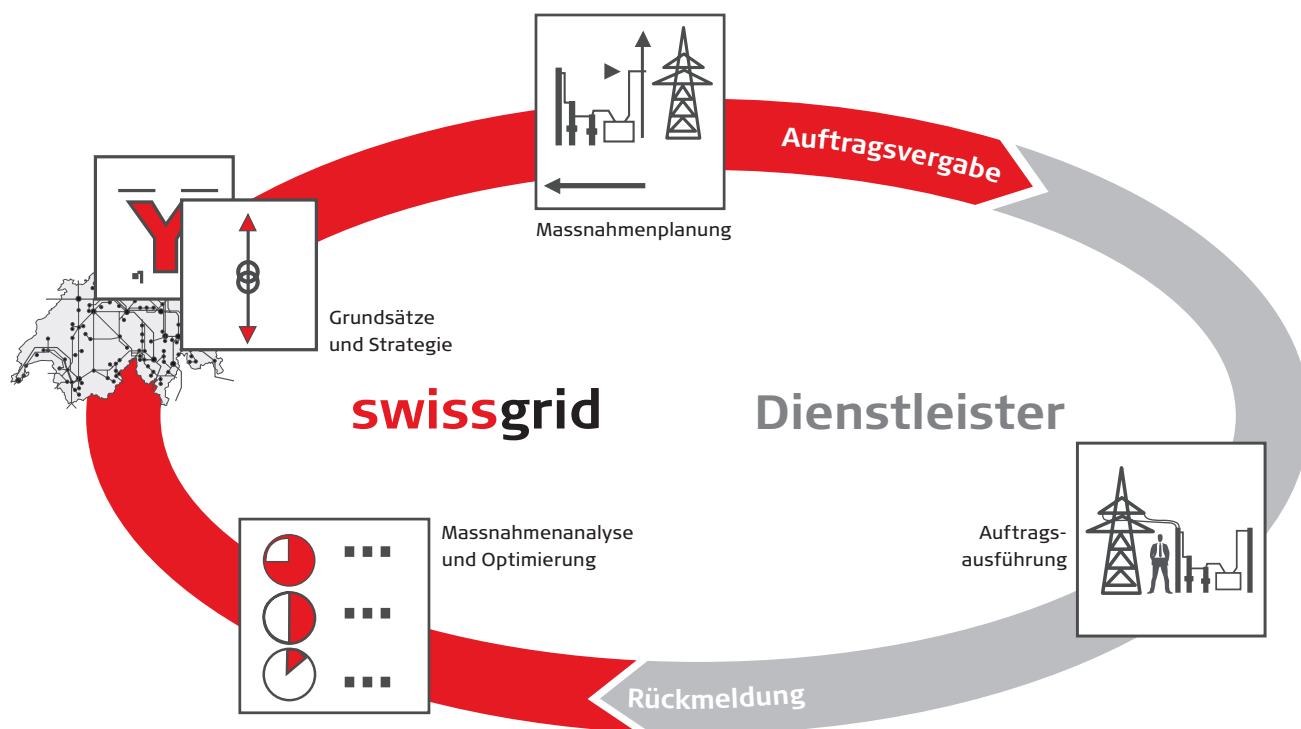
Mit diesem Projekt werden die Forderungen der schweizerischen, französischen und anderen europäischen Regulatoren sowie der europäischen Kommission nach einer grenzüberschreitenden Zusammenarbeit bei der Regelleistungsbeschaffung erstmals für die Primärregelung erfüllt. Dies fördert den Wettbewerb unter den Marktakteuren, erlaubt günstigere Beschaffungspreise für Regelenergie und führt letztendlich zu tieferen Kosten für die Endverbraucher.

Projekt GO! Überführung der Übertragungsnetze zu Swissgrid

Im April 2010 ist der Startschuss für das grösste Projekt bei Swissgrid gefallen: die Eigentumsübertragung des schweizerischen Übertragungsnetzes. Spätestens am 1. Januar 2013 wird Swissgrid Eigentümerin des 6700 Kilometer langen Schweizer Übertragungsnetzes. Die Umsetzung dieses Grossprojektes läuft unter dem Namen GO! (GridOwnership). Gemeinsam mit den Übertragungsnetzeigentümern hat Swissgrid den äusserst komplexen Überführungsprozess gestartet. Durch gemeinsam definierte Projektziele in Bezug auf die Abwicklung der betrieblichen, technischen, finanziellen sowie rechtlichen Transaktionen soll ein unterbruchsfreier Betrieb des Übertragungsnetzes gewährleistet werden.

Im Juni 2010 wurde ein wichtiger Meilenstein erreicht. Mit der Unterzeichnung der Absichtserklärung der heutigen Eigentümer der Netzgesellschaften wurde die Basis für das Projekt gelegt. Diese hält erste Eckpunkte des Eigentumsübertragungsprozesses, das Vorgehen, die Form der Assetübernahme sowie die Finanzierung fest und bildet die Grundlage für die Ausarbeitung der Detailkonzepte.

Asset Management & Service



Swissgrid hat sich für ein Geschäftsmodell mit einer klaren Trennung zwischen Auftraggeber und -nehmer entschieden.

Aufbau und Organisation Asset Management & Service

Gleichzeitig mit der Übernahme der Netze baut Swissgrid den Geschäftsbereich Asset Management & Service auf, der in Zukunft die Anlagen und Leitungen effizient bewirtschaftet und das Übertragungsnetz bedarfsgerecht erneuert und ausbaut. Zu diesem Zweck hat sich Swissgrid für ein Geschäftsmodell mit einer klaren Trennung zwischen Auftraggeber und -nehmer entschieden. Das Know-how wird an einem Ort gebündelt und Synergien bei Einkauf, IT und Standardisierung werden genutzt. Gleichzeitig kann für die Instandhaltung und Projektierung auf die Erfahrung von Dienstleistern vor Ort zurückgegriffen werden. Mit diesem Geschäftsmodell wird eine klare Schnittstelle zwischen Asset Management und Asset-Dienstleister etabliert und das Fundament für einen Europa-kompatiblen TSO (Transmission System Operator) gelegt.

Im neuen Jahr kommen auf den Bereich Asset Management & Service zahlreiche Herausforderungen zu. Die Integration bestehender Swissgrid-Prozesse, die Übernahme des Netzeigentums, die Vorbereitung für die Do-

kumentation von mehreren tausend Kilometern Netzleitungen, die Erstellung einer gesamtschweizerischen Instandhaltungs- und Investitionsplanung sind nur einige wenige Beispiele auf dem Weg vom nationalen Netzbetreiber hin zum nationalen Netzeigentümer.

Klarheit bei der Abgrenzung des Übertragungsnetzes

Im Rahmen des Projekts GO! zeigten sich grundsätzliche Unterschiede beim Verständnis, welche Netzelemente zum Übertragungsnetz gehören und welche nicht. Zur Klärung dieser Frage hat Swissgrid am 1. Juni 2010 bei der ElCom ein Feststellungsbegehren eingereicht, worin beantragt wurde, dass abgesehen von einzelnen Ausnahmen das gesamte 220/380-kV-Netz als Übertragungsnetz gilt.

Am 11. November 2010 hat die ElCom die Auffassung von Swissgrid in einer Feststellungsverfügung bestätigt. Ergänzend zum Grundsatzentscheid hat die ElCom zudem weitere Punkte geregelt: Vermaschte Leitungen und die erforderlichen Nebenanlagen, die auf der Spannungsebene 220/380 kV betrieben werden, gehören auch zum Übertragungsnetz.

Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) – das Interesse ist unverändert hoch

Swissgrid führt im Auftrag des Bundes die Abwicklung der kostendeckenden Einspeisevergütung durch und hat zu diesem Zweck bereits 2009 die Stiftung Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) gegründet. Die Stiftung gewährt eine transparente und nachvollziehbare Entgegennahme und Verwaltung der Zuschläge zugunsten des «Förderfonds». Mitte 2010 hat die Stiftung ihren ersten Jahresbericht veröffentlicht, der unter www.stiftung-kev.ch publiziert ist.

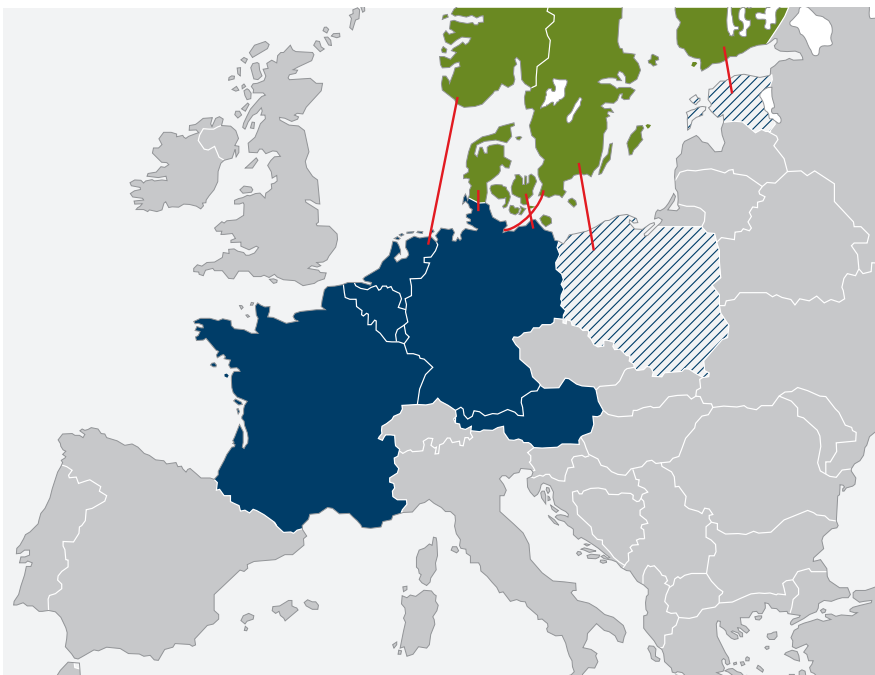
Der Ansturm auf das seit 2009 etablierte Förderinstrument für Strom aus erneuerbaren Energien, das Swissgrid gemäss gesetzlichem Auftrag abwickelt, war auch im vergangenen Jahr ungebrochen: Pro Monat gingen durchschnittlich über 230 Anmeldungen ein, die allerdings wegen des vom Bundesamt für Energie verfügten Bescheidstopps auf eine Warteliste gesetzt werden mussten. Seit Beginn des Anmeldeverfahrens haben sich bei Swissgrid mehr als 11 000 Gesuchsteller für die KEV angemeldet. Davon erhielten bis heute 3000 einen positiven Bescheid, rund 8000 Anträge waren per Dezember 2010 noch auf der Warteliste. Bis Oktober 2010 wurden 1930 Anlagen in Betrieb genommen, die jährlich rund 700 GWh Strom aus erneuerbaren Energiequellen in das Schweizer Netz einspeisen, was in etwa der jährlichen Stromproduktion eines grossen Wasserkraftwerkes entspricht.

Im Sommer 2010 beschloss das eidgenössische Parlament die Aufstockung der KEV-Fördergelder. Ab 2013 kann somit der zur Finanzierung erhobene Zuschlag auf den Endverbrauch von bisher 0,6 auf neu 0,9 Rp./kWh erhöht werden. Demzufolge wird Swissgrid voraussichtlich rund 4000 neue positive Bescheide ausstellen und die Warteliste erheblich reduzieren können.

Europa: Märkte, Infrastrukturen und Institutionen im Wandel

Im vergangenen Geschäftsjahr hat sich der europäische Strommarkt wesentlich weiterentwickelt. Mit der erfolgreichen Koppelung der Märkte in West- und Nordeuropa im November 2010 entstand nach mehrjähriger Vorbereitung das grösste Strommarktgebiet Europas, das die Stromhandelsplätze von Deutschland, Frankreich, Belgien, Luxemburg, den Niederlanden sowie Norwegen, Schweden, Dänemark und Finnland miteinander verbindet. Dieses neue Marktgebiet ist für die Schweiz von grosser Bedeutung. Durch ihr Engagement in europäischen Gremien und Interessenvertretungen wie der ENTSO-E sucht Swissgrid Möglichkeiten, die Rahmenbedingungen aktiv mitzugestalten und die Positionen, Interessen und Bedürfnisse der Schweiz adäquat zu vertreten.

Zusammenschluss der Strommärkte 2010



Seit dem 9. November 2010 sind die Strommärkte Nord- (grün) und Westeuropas (blau) miteinander «gekoppelt». Die Länder Polen und Estland kommen demnächst hinzu. Die Marktkoppelung ist die implizite, grenzüberschreitende Zuteilung physischer Übertragungsrechte mittels Auktionen, die von den einzelnen Strombörsen organisiert werden. Damit sind ein effizientes Management grenzüberschreitender Kapazitäten sowie ein fairer Marktzugang gewährleistet.

Gemeinsame Bestrebungen in der Engpassproblematik

Ein erster, wichtiger Schritt auf dem Weg zu einem europäischen Binnenmarkt war die Unterzeichnung eines Memorandum of Understanding von allen Übertragungsnetzbetreibern der Regionen Central West Europe (CWE) und Central South Europe (CSE) sowie von Swissgrid am 19. Mai 2010. Neu wird die grenzüberschreitende Engpassbewirtschaftung und die Abwicklung von Auktionen aller beteiligten Übertragungsnetzbetreiber zentral durch die Capacity Allocation Service Company S.A. (CASC) mit Sitz in Luxemburg durchgeführt. Swissgrid und alle anderen Übertragungsnetzbetreiber sind ihrerseits Anteilseigner der CASC. Mit der Zusammenlegung des Auktionsbetriebs konnte im Interesse der Marktteilnehmer auch das Engpassmanagement an den Schweizer Grenzen effizienter gestaltet und konnten die Bedingungen für inländische Händler auf dem europäischen Strommarkt verbessert werden. Nicht zuletzt stieg dadurch die Attraktivität der Schweiz als Marktplatz für internationale Stromhändler. In Zukunft fungiert CASC als einziger Ansprechpartner bei der Vergabe von grenzüberschreitenden Kapazitäten.

Neue europäische Gremien setzen Standards

Mit Inkrafttreten des dritten EU-Energiepakets im März 2011 erhält der europäische Strombinnenmarkt eine neue rechtliche Grundlage. Auf dieser Basis wurden bereits 2010 zwei neue Institutionen gegründet, die den europäischen Stromsektor in Zukunft massgeblich gestalten: der europäische Verband der Übertragungsnetzbetreiber European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) einerseits und die Association for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) als Zusammenschluss der

europäischen Energieregulatoren andererseits. Neben der Umsetzung der neuen Vorgaben aus der EU-Kommission sollen sie das Marktmodell für den europäischen Strommarkt vorantreiben und die technologischen Grundlagen für die nächste Generation des europäischen Stromnetzbetriebs erarbeiten. Die Aktivitäten zur Marktintegration in Europa haben einen erheblichen Einfluss auf die Gestaltungsmöglichkeiten des Schweizer Marktplatzes, weshalb Swissgrid eine Marktkoppelung aktiv anstrebt.

Prioritäten im Ausbau der europäischen Infrastrukturen festgelegt

Der Bericht zu den europäischen «Energieinfrastruktur-Prioritäten» (EIP), der von der Europäischen Kommission im November 2010 publiziert wurde, ist für eine nachhaltige und sichere Stromversorgung in Europa von hoher Bedeutung. Die Einbindung der Schweiz mit ihren grossen Pumpspeicherkraftwerken ist in zwei der insgesamt vier priorisierten Stromkorridore vorgesehen. Für die Periode von 2020 bis 2050 sieht die Europäische Kommission zudem den schrittweisen Aufbau eines europäischen Supergrids vor, das mit Hochspannungs-Gleichstromleitungen (HGÜ) die künftigen Windkraftzentren mit den grossen Verbrauchs- und Speicherhubs verbindet.

Insgesamt geht die Europäische Kommission davon aus, dass zur Erreichung der Energie- und Klimaziele bis 2020 rund 1000 Milliarden Euro in das gesamte europäische Energiesystem investiert werden müssen, davon rund 200 Milliarden Euro in Übertragungs- und Fernleitungsnetze sowie Speicher (Strom und Gas). Für die Schweiz und Swissgrid gilt es, die dafür benötigten Ausbauprojekte als «Project of European Interest» in der europäischen Planung zu verankern.

Die Europastrategie

1. Starke Einbindung in das europäische Umgebungsnetz
2. Neue Kapazitätsberechnungsverfahren für die Stromdrehscheibe Schweiz
3. Kooperation mit anderen Übertragungsnetzbetreibern
4. Marktkoppelung aktiv anstreben
5. Methoden zur Engpassbewirtschaftung verbessern

Persönliche und individuelle Kundenbetreuung

Swissgrid strebt mit den Betreibern von Verteilnetzen und Kraftwerken eine partnerschaftliche Zusammenarbeit an. Laut Umfragen erwarten diese einen universellen Ansprechpartner, der die Zusammenarbeit koordiniert. Auf Basis dieser Erkenntnis hat Swissgrid 2010 das Konzept Single Point of Contact (SPOC) ausgeweitet. Jeder Schlüsselkunde hat heute bei Swissgrid einen persönlichen Ansprechpartner, der als übergeordnete Koordinationsstelle für alle Fragen zur Verfügung steht. Mit diesem neuen Ansatz konnten die Servicequalität deutlich verbessert und die Reaktionszeiten bei Anfragen reduziert werden. Zur individuellen Kundenbetreuung gehören auch die Kundennähe und der Kontakt vor Ort. So ist Swissgrid seit Mitte 2010 mit einem neuen Standort in der Westschweiz vertreten, was im Zusammenhang mit dem Projekt GO! und den anstehenden Netzausbauprojekten von grosser Bedeutung ist.

Wichtiger Dialog mit der Öffentlichkeit

Eine zeitnahe, transparente und kontinuierliche Information über die Geschäftsaktivitäten und der Dialog mit sämtlichen Interessengruppen aus Öffentlichkeit, Politik und Wirtschaft tragen massgeblich zum Verständnis des Leistungsauftrags von Swissgrid und zur Stärkung des Unternehmensprofils bei. Im vergangenen Jahr wurde deshalb der direkte Kontakt zu Verbänden, Geschäftspartnern, Politikern und Behörden sowie den für die öffentliche Meinungsbildung wichtigen Fach- und Publikumsmedien intensiv gepflegt. Im Hinblick auf die bevorstehenden Herausforderungen im Zusammenhang mit dem notwendigen Netzausbau und der Netzenerneuerung wird die Kommunikation eine essenzielle Rolle spielen.

Ein Blick hinter die Kulissen

In Anlehnung an den gesetzlichen Auftrag sind Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Aktivitäten im Übertragungsnetz von hoher Bedeutung: Es gilt, die Aufgaben und Herausforderungen anschaulich zu vermitteln. Die neue Website mit ihren interaktiven Elementen und die Besichtigungsmöglichkeit der Netzleitstelle «Swissgrid Control» kommen dieser Forderung nach. Seit der Eröffnung der neuen Leitstelle 2010 haben mehr als 1500 Besucher von diesen kostenlosen Führungen profitiert, so auch der Bundesrat auf seiner jährlichen Reise im Sommer 2010. Mithilfe dieser Kommunikationsaktivitäten können nicht nur Rolle, Funktion und Bedeutung von Swissgrid dargestellt, sondern auch wichtige Impulse gewonnen werden, was die Menschen im Zusammenhang mit Stromthemen bewegt.

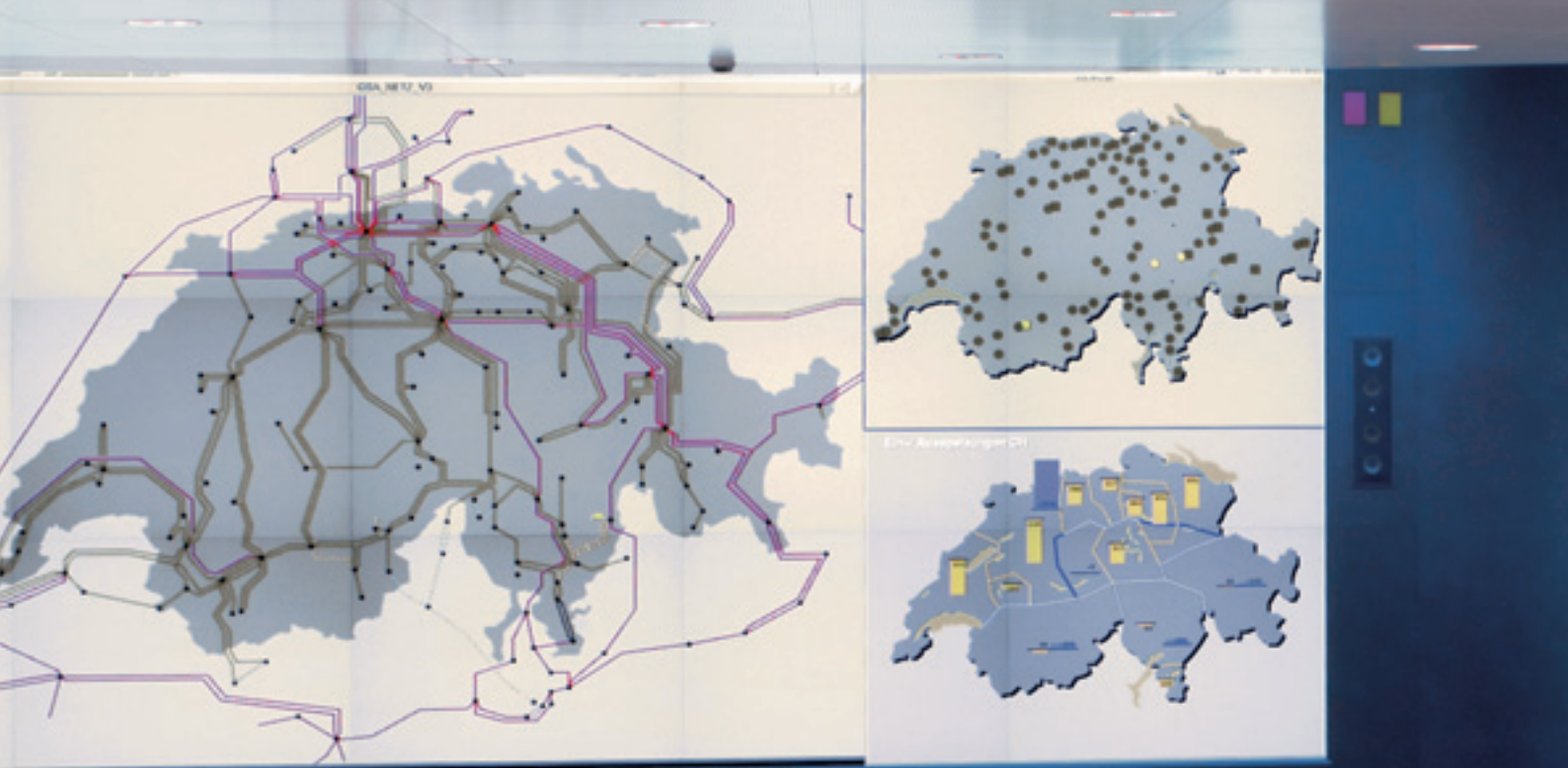
Organisation, Fähigkeiten und Unternehmensentwicklung

Die Grundlage des bisherigen und zukünftigen Unternehmenserfolges sind unsere Mitarbeitenden. Vor dem Hintergrund des Wachstums von Swissgrid im Rahmen der Umsetzung des Gesetzesauftrags – insbesondere der Überführung der Übertragungsnetze an Swissgrid – stellen sich grosse Herausforderungen an die Integration von vielen neuen Mitarbeitenden.

Im Jahr 2010 stand der Aufbau des neuen Geschäftsbereichs Asset Management & Service im Mittelpunkt der Aktivitäten. Insgesamt wurden rund 130 neue Mitarbeitende rekrutiert. Dank einer neuen Rekrutierungs- bzw. Bewerbermanagementplattform konnte der Bewerbungsprozess schnell und effizient durchgeführt werden.

Das rasche Wachstum von Swissgrid und die komplexer werdenden Aufgabenstellungen bringen insgesamt erhöhte Anforderungen an die Mitarbeitenden mit sich. Nebst der Personal- und Führungsentwicklung ist insbesondere die Aufnahme und Dokumentation der neuen Prozesse und Funktionen erforderlich, damit das technische Know-how auf lange Frist bei Swissgrid gesichert ist.

2010 wurden aber auch zahlreiche Massnahmen zur Attraktivitätssteigerung von Swissgrid als Arbeitgeberin lanciert. Insbesondere die interne Kommunikation, der fach- und abteilungsübergreifende Dialog und eine flache Hierarchiestruktur wurden in den Vordergrund gestellt. In Phasen des Wandels mit herausfordernden Projekten sind sie die kritischen Erfolgsfaktoren. So sind kurze Entscheidungswege, ein zielorientierter Arbeitsprozess (Führen mit Zielen) und gute Mitwirkungsmöglichkeiten fester Bestandteil des Arbeitsalltages bei Swissgrid geworden. Die dazu notwendigen Instrumente und Mittel zur Weiterentwicklung der Unternehmenskultur werden laufend überprüft und bedarfsgerecht angepasst. Ziel all dieser Massnahmen ist die Positionierung von Swissgrid als eine attraktive Arbeitgeberin mit motivierten und engagierten Mitarbeitenden.



Stromdrehscheibe Schweiz: gestern, heute und morgen

Schlüsselaktivitäten, die Swissgrid für die Schweiz
und Europa erfüllt.



Eine Versicherung gegen Stromausfälle

Weil ein grosses Schweizer Kraftwerk ausfällt, fehlen in der Schweiz auf einen Schlag mehrere hundert Megawatt Stromleistung. Im Übertragungsnetz kommt es vorübergehend zu einer instabilen Situation. Mit dem Abruf von «Reserveenergie» bei andern Stromproduzenten kann Swissgrid das Netz rasch wieder ins Gleichgewicht bringen.

Bernd Geissler erinnert sich noch gut an jenen Tag im Herbst 2010, als in der Leitstelle «Swissgrid Control» in Laufenburg die Meldung über einen Kraftwerksausfall einging. «Wir haben auf unseren Kontrollmonitoren bemerkt, dass plötzlich rund 300 Megawatt Leistung fehlen. Das war zwar noch kein kritisches Ereignis, ein Stromausfall stand nicht bevor. Aber wir mussten aktiv werden und das Netz stabilisieren.»

Die Balance im Netz halten

Strom kann mit konventionellen Mitteln nicht in grösseren Mengen wirtschaftlich gespeichert werden. Darum muss immer exakt so viel Strom erzeugt werden, wie gerade verbraucht wird. «Fällt ein grosses Kraftwerk aus oder ein energieintensives Industrieunternehmen reduziert unvermittelt seinen Stromkonsum, kann das Gleichgewicht im Höchstspannungsnetz gestört werden», sagt Elektroingenieur Bernd Geissler. «Im schlimmsten Fall droht ein überregionaler oder gar länderübergreifender Stromausfall, wenn die Standardfrequenz von 50 Hertz merklich unter- oder überschritten wird.» Damit die fehlende oder überschüssige Energie jederzeit ausgeglichen werden kann, beschafft Swissgrid nach einem marktbasieren Verfahren «Reserveenergie» bei Kraftwerksbetreibern. Diese Reserveenergie kann zur Stabilisierung des Netzes bei Bedarf von Swissgrid abgerufen werden.

Systemdienstleistungen sind das Schmieröl fürs Netz

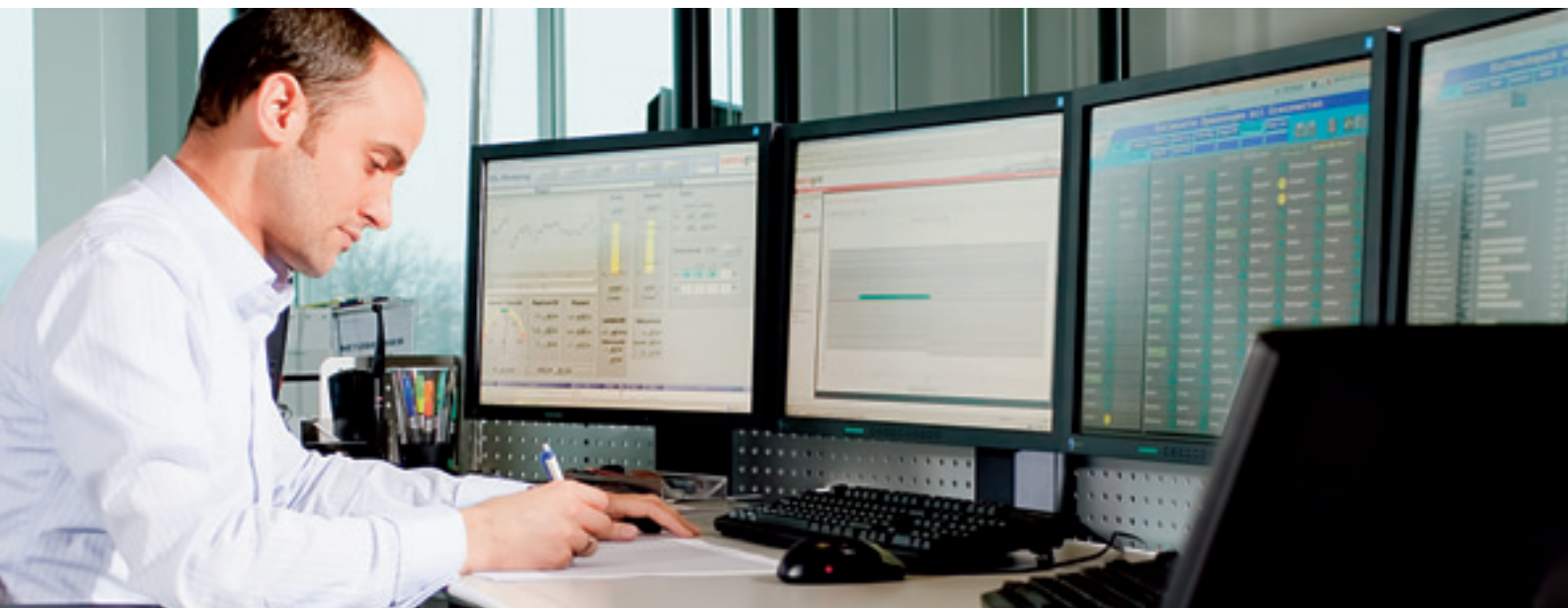
Solche und weitere Dienste zur Stabilisierung des Übertragungsnetzes heissen im Fachjargon Systemdienstleistungen. Bernd Geissler: «Wir müssen jeder-

zeit vorbereitet sein auf Kraftwerksausfälle. Die Systemdienstleistungen sind eine Art Versicherung gegen Stromausfälle. So können wir bei unvorhergesehenen Ereignissen wie im Herbst 2010 kritische Netzsituationen besser meistern.»

Heute sind es die grossen Stromproduzenten in der Schweiz, die Systemdienstleistungen bereitstellen. Das ist eine anspruchsvolle Sache. Nicht alle der Kraftwerksbetreiber in der Schweiz können die gesamte Palette anbieten. «Weil bestimmte Arten der Regelung der Kraftwerke vollautomatisch und rechnerunterstützt erfolgen müssen, ist eine hochmoderne Leittechnik samt Datenübertragungssystem notwendig. Kleinere Produzenten haben diese Technik oft noch nicht.»

Dreistufiges Verfahren zum Ausgleich von Schwankungen

In Europa arbeiten die Netzbetreiber bei der Behebung von Störungen solidarisch zusammen. Kommt es zu einer merklichen Abweichung von der 50-Hertz-Standardfrequenz, wird innerhalb von Sekunden vollautomatisch die sogenannte Primärregelleistung europaweit aktiviert: Bei den eingebundenen Kraftwerken wird die Turbinenleistung automatisch angepasst, je nach Situation erhöht oder zurückgefahren. Sofort danach kommt die Sekundärregelleistung zum Einsatz. Bernd Geissler: «Hier schaut jedes Land seinen eigenen Energieaustausch und die von den Händlern angemeldeten Stromgeschäfte an. Bestehen Diskrepanzen, werden zur Stützung ebenfalls vollautomatisch Speicher- oder Pumpspeicherwerke mobilisiert.»



Und wenn die Störung länger als 15 Minuten andauert, aktiviert Swissgrid Tertiärregelung. «Dann rufen wir manuell mit elektronischen Abrufmeldungen oder via Telefon bei den Anbietern zusätzliche Ener-giereserven ab.» Und falls alle Stricke reissen, hat Swissgrid mit Nachbarländern gegenseitige Notverträge abgeschlossen.

Den Markt spielen lassen

Swissgrid beschafft sich die System- und Regelleis-tungen am Strommarkt. Die dafür notwendige Kraft-werkleistung wird in verschiedenen Zeitblöcken aus-geschrieben, je nach Leistungsprodukt monatlich, wöchentlich oder täglich. «Den Zuschlag erhalten die günstigsten Anbieter, allerdings nur, wenn ihre Kraft-werke den technischen und organisatorischen Anfor-derungen von Swissgrid genügen», erläutert Bernd Geissler. «Insgesamt sind es über 5000 Ausschreibungen pro Jahr.»

Kosten im Griff

Seit 2009 konnte Swissgrid die Beschaffungskosten für Systemdienstleistungen um rund 50 Prozent senken. Eine weitere kostendämpfende Wirkung erhofft sich Swissgrid von der Verbreiterung der Anbieterbasis im In- und im Ausland. Seit dem 20. Dezember 2010 können erstmals auch französische Kraftwerksbetreiber an der Ausschreibung für Primärregelung teilnehmen. Swissgrid ist damit europaweit das erste Unternehmen, das Regelleistung grenzüberschreitend einkaufen wird.



Bernd Geissler, stets in Kontakt mit den Kraftwerken

Im Zeitraffer

Swissgrid wird aktiv und ruft «Reserveenergie» ab

Chronologie einer Abrufaktion, als im Herbst 2010 wegen eines Kraftwerksausfalls plötzlich 300 Megawatt fehlten:

10.08 Uhr: Ein grosses Schweizer Kraftwerk fällt unvorhergesehen aus. Auf einen Schlag fehlen in der Schweiz 300 Megawatt Leistung. Im Netz macht sich das Stromdefizit bemerkbar.

10.12 Uhr: Der Netzregler der Regelzone Schweiz springt in den roten Bereich. Damit steht fest, dass eine grössere Produktion ausgefallen ist. Die Leistungsbilanz ist im Ungleichgewicht. Swissgrid wird aktiv.

10.15 Uhr: Swissgrid alarmiert die Kraftwerke und ruft von diesen zum Ausgleich der fehlenden Leistung 90 Megawatt Reserveenergie ab.

10.32 Uhr: Das Netz beginnt sich wieder zu stabilisieren. Der Netzregler bewegt sich zum grünen Bereich hin.

10.45 Uhr: Da weiterhin ein Leistungsdefizit besteht, ruft Swissgrid zur weiteren Stabilisierung des Netzes von den Kraftwerken die zweite Reserveenergiebranche von 100 Megawatt ab.

11.00 Uhr: Im Kraftwerk ist die Störung behoben, die Produktion wird schrittweise erhöht und gleichzeitig werden die Regelreserven deaktiviert. Der Netzregler ist wieder im grünen Bereich und signalisiert somit eine ausgeglichene Leistungsbilanz.



Die hohe Kunst in der Planung ist es, die richtigen Annahmen zu treffen

Das Stromübertragungsnetz muss rund um die Uhr sicher und reibungslos funktionieren. Swissgrid plant deshalb weit vorausschauend, wann Kraftwerke oder grosse Stromleitungen für Revisionsarbeiten vom Netz genommen werden, ohne dass kritische Engpässe entstehen.

Die möglichst präzise Vorausplanung der Stromproduktion und des Strombedarfs ist für den sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes ausschlaggebend. Nicht nur Swissgrid, sondern auch die Kraftwerke oder die Verteilnetzbetreiber in den Städten und Gemeinden sowie das Ausland sind auf eine exakte Planung angewiesen.

Anforderungen an die Planung werden grösser

Swissgrid plant deshalb bereits heute, wie viel Strom im nächsten Jahr im Schweizer Netz transportiert werden kann und wie hoch der Strombedarf wahrscheinlich ist. Mit Computermodellen und Visualisierungen wird die Netzsicherheit bis auf zwölf Monate hinaus simuliert. Diese Jahresplanung wird dann auf die Monats- und Tagesplanung heruntergebrochen. «Die Anforderungen an die Planung haben in den letzten zehn Jahren stark zugenommen», erklärt Elektroingenieur Luigi Luongo, der bei Swissgrid als Teamleiter für die Verfügbarkeitsplanung zuständig ist. «Im liberalisierten Markt ist der Stromhandel sehr preissensibel. Das ist für uns die grössere Herausforderung als die im Jahresablauf schwankende hydrologische Situation.»

Täglich im Kontakt mit den Nachbarländern

Aus bis zu einer Million Eingangsdaten erstellt Luongo mit seinem kleinen Team computergestützte Berech-

nungen und Netzsimulationen. Diese werden laufend mit neuen Informationen aktualisiert und den Partnern zur Verfügung gestellt: «Der letzte Check, ob das Netz morgen auch sicher betrieben werden kann, erfolgt abends zwischen 17 Uhr und 22 Uhr. Wenn es nötig ist, dann prüfen wir noch bis Mitternacht oder länger. Wir sprechen uns auch täglich um die gleiche Zeit mittels Videokommunikation am Bildschirm oder telefonisch mit unseren Kollegen in den Nachbarländern ab.»

Eingespielte Abläufe geben Sicherheit

Die verschiedenen Planungsabläufe konnten in den letzten Jahren kontinuierlich verfeinert und optimiert werden. Luigi Luongo: «Jedes Jahr Ende September beziehungsweise Anfang Oktober teilen uns die Kraftwerksbetreiber und Netzinstandhalter mit, wann sie die Ausserbetriebnahme ihrer Anlagen oder Leitungen planen. Wir analysieren dann die Auswirkungen auf das Netz und die Versorgungssicherheit und geben bekannt, wo es möglicherweise zu Engpässen kommen kann.» An zwei Sitzungen mit den südlichen und den nördlichen Nachbarn erfolgt die grenzüberschreitende Koordination. «Wir verschaffen uns einen Gesamtüberblick und legen fest, wann die grossen Grenzleitungen ausser Betrieb genommen werden können und wie viel Leitungskapazität dann noch für den grenzüberschreitenden Energietransfer verfügbar ist.»



Luigi Luongo (rechts) mit Kollegen aus der Systembetriebsführung



Wichtige Informationen

«Für die Kraftwerke und Stromhändler sind diese Informationen wichtig», sagt Luigi Luongo. «So wissen sie mit ziemlich grosser Wahrscheinlichkeit, ob und wann sie die geplanten Arbeiten durchführen oder wie viel Leistung sie zu einem bestimmten Zeitpunkt ins Netz einspeisen können.» Änderungen im Verlauf des Jahres sind zwar immer möglich, denn Störungen oder Defekte sind nicht im Voraus planbar. «Hier braucht es in der Planung genügend Flexibilität», sagt Luigi Luongo.

Sicherheit und Effizienz im Netzbetrieb

Natürlich will bei der Vorausplanung jedes Land seine eigenen Interessen geltend machen, es ist ein Geben und Nehmen. Wie komplex die Planung sein kann, erläutert Luigi Luongo an einem Beispiel: «Wenn Fiat und andere italienische Industriekonzerne im August in die Ferien gehen, braucht es in Italien viel weniger Strom. Die Nachfrage nach Stromlieferungen aus dem Ausland sinkt dann rapide. Im August und September wollen deshalb die Franzosen, Österreicher, Slowenen und Schweizer alle gleichzeitig Wartungsarbeiten an ihren Grenzleitungen vornehmen. In solchen Fällen braucht es aus Sicherheitsgründen eine enge Abstimmung zwischen den Ländern.»

Anspruchsvolle Planung mit Italien

Auch aus andern Gründen ist die Planung mit dem südlichen Nachbarn anspruchsvoll, erklärt Luigi Luongo: «Es gibt aus der Schweiz heraus nur vier grosse Grenzleitungen, davon eine Doppelleitung nach Italien. Der Strommarkt funktioniert dort auch anders. Italien richtet seine Verfügbarkeitsplanung auf das Gesamtjahr aus, es gibt auch noch keinen Intraday-Stromhandel, wo noch während des Tages kurzfristige Stromgeschäfte abgewickelt

werden.» Eine Taskforce mit Vertretern aus Frankreich, Italien, Österreich und Slowenien befasst sich denn regelmässig mit den Netztransferkapazitäten nach Italien, der sogenannten NTC-Abstimmung. Luigi Luongo vertritt in diesem Gremium, das sich alle zwei Monate trifft, die Schweizer Interessen.

Abläufe greifen: weniger Engpasswarnungen notwendig

Mit Befriedigung stellt Luigi Luongo fest, dass die Qualität der Planung stimmt und jedes Jahr weiter zunimmt. «Swissgrid ist europaweit sehr gut aufgestellt, was die Prozesse und Abläufe betrifft. Dass die Planung und Koordination greift, sieht man auch daran, dass es für die Kraftwerksbetreiber zu weniger Engpasswarnungen kommt», stellt Luongo fest. «Schön wäre es, wenn wir in der Verfügbarkeitsplanung die gesamte Netzsituation grafisch noch besser visualisieren könnten.» Auch topologische Anpassungen in der Netzstruktur, beispielsweise durch eine veränderte Zusammenschaltung von Leitungen im Wallis oder im Tessin, haben sich positiv ausgewirkt, ohne dass neue Leitungen gebaut werden mussten. «Hier konnten wir mit unserem fachlichen Rat helfen», sagt Luongo.

Übernahme des Netzes durch Swissgrid vereinfacht Planung

Die für 2013 geplante Übernahme des 6700 Kilometer langen Schweizer Übertragungsnetzes durch Swissgrid dürfte sich positiv auf die Koordination und Planung auswirken: «Heute haben wir im Inland etwa zehn Partner, die für die Instandhaltung des Übertragungsnetzes verantwortlich sind. Künftig wird es noch ein Ansprechpartner sein. Die Koordination und Verfügbarkeitsplanung über das ganze Netz wird sich vereinfachen», hofft Luigi Luongo.



Kurt Bobst, CEO von Repower, im Gespräch

«Die Schweiz kann wie Skandinavien eine Schlüsselrolle spielen»

Die Schweiz ist eine wichtige Drehscheibe für Strom in Europa. Ist diese in Gefahr, wenn die Weichen heute nicht richtig gestellt werden? Wenn wir nicht aufpassen, besteht tatsächlich die Gefahr, dass die Schweiz an den Rand gedrängt wird. Wir hoffen deshalb sehr, dass es gelingt, im Verhältnis mit der EU Wege zu finden, die für beide Seiten gangbar sind. Die Schweiz ist hier aber nicht nur Bittstellerin, sie hat als Wasserschloss und als Scharnier zwischen Nord und Süd auch einiges zu bieten. Für die Schweiz und für die hier tätigen Unternehmen der Energiewirtschaft ist es enorm wichtig, in ein künftiges internationales Supergrid mit eingebunden zu sein. Die Schweiz muss sich hier aktiv einbrin-

gen, damit sie nicht als Hindernis in Europa einfach umfahren wird.

Mit dem Projekt «Lago Bianco» setzen Sie auf die Produktion von Spitzenenergie. Leisten Sie damit einen Beitrag für die Entwicklung der Schweiz zur «Batterie Europas»? Genau das ist unser Ziel. Solche «Batterien» wird es gerade auch im Zusammenspiel mit den zu Recht immer wichtiger werdenden erneuerbaren Energien vermehrt brauchen. Die Schweiz kann hier ebenso wie Skandinavien eine Schlüsselrolle spielen und einen wichtigen Beitrag zur umweltfreundlichen Stromproduktion leisten. Unser Projekt «Lago Bianco» passt hervorragend ins aktuelle energiewirtschaftliche

Umfeld, es hat das Zeug dazu, sowohl ökologisch als auch ökonomisch zum Erfolg zu werden.

Die Kraftwerke sind auf ein gut ausgebautes Netz angewiesen, dass der Strom vom Produzenten zum Konsumenten transportiert werden kann. Gegenwärtig werden Kraftwerke schneller gebaut als Netze. Wie beurteilen Sie diese Entwicklung? Das ist eine Entwicklung, die uns Sorge bereitet. Netzengpässe könnten die fatale Folge sein, mit der Konsequenz, dass die Versorgungssicherheit gefährdet würde und Windkraft und Sonnenenergie sich nicht im gewünschten Ausmass etablieren könnten. Aber auch die regulatorische Entwicklung – wie



Netzgebühren für Pumpspeicherwerke – gefährdet die Entwicklung und eine starke internationale Position der Schweizer Energiewirtschaft.

Wie können wir sicherstellen, dass Netzprojekte termingerecht realisiert werden und nicht über Jahre und Jahrzehnte blockiert sind? Da kann man nur auf die Einsicht aller betroffenen privaten und staatlichen Akteure hoffen. Und darauf, dass es gelingt, im Geiste der Zusammenarbeit grenzübergreifend am gleichen Strick zu ziehen. Insbesondere sind aber der Gesetzgeber und die Bewilligungsbehörden gefordert, effiziente Genehmigungsprozesse zu gestalten.

Wie muss aus Ihrer Sicht ein modernes Übertragungsnetz ausgestaltet sein? Es muss den zukünftigen Anforderungen gerecht werden. Mit der Zunahme der erneuerbaren Energie liegen Produktion und

Verbrauch von Strom immer weiter auseinander und zusätzlich wächst der Bedarf an flexibler Produktion. Neben der stetigen Zunahme des Stromverbrauchs trotz Effizienzgewinnen gilt es, besonders auch diesen Faktoren Rechnung zu tragen. Das bedeutet in einem ersten Schritt Ausbau der Kapazitäten generell und Abbau von Engpässen an neuralgischen Stellen und in einem zweiten Schritt die Realisierung eines Hochleistungsnetzes in Europa.

Worauf kommt es Ihrer Ansicht nach bei der Zusammenarbeit zwischen Produzent und Netzbetreiber an? Basis ist – neben einfachen und klaren Regeln – ein vertrauensvolles Verhältnis, das auf dem gegenseitigen Verständnis für die jeweilige Aufgabe aufbaut.

Welche Wünsche und Erwartungen haben Sie an Swissgrid? Erstmal hoffen wir darauf, dass es uns gelingt, das laufende Grossprojekt GO! erfolgreich über die Bühne zu bringen. Langfristig hoffe ich darauf, dass Swissgrid als Bestandteil der Energieindustrie die volkswirtschaftlich enorm wichtige Weiterentwicklung dieser Industrie unterstützt und nicht zu einem verlängerten Arm des Regulators wird – das wäre ein falsches Rollenverständnis.

Wo sehen Sie das Unternehmen in 10 Jahren? Swissgrid wird ein starker Partner der Schweizer Energiewirtschaft und ein anerkannter Player im europäischen Verbund der Netzbetreiber sein. Swissgrid wird ei-

nen grossen Beitrag an eine sichere Stromversorgung in der Schweiz leisten und die Weiterentwicklung unserer Industrie durch aktive und innovative Zusammenarbeit in Europa auch international unterstützen.

Und wie geht Repower mit den künftigen Herausforderungen in der Schweiz und im Ausland um? Herausforderungen sind auch Chancen! Wir haben seit mehreren Jahren eine konsequente Strategie, dass wir im internationalen Energiegeschäft unsere Chancen wahrnehmen wollen. Das Handels- und Vertriebsgeschäft wollen wir dabei mit einem guten und ausgewogenen Produktionsmix stützen. In der Schweiz arbeiten wir im Rahmen der vom Gesetz zugelassenen Möglichkeiten und konzentrieren uns neben der Vermarktung von Grünstrom insbesondere auf Kooperationen.

Zur Person

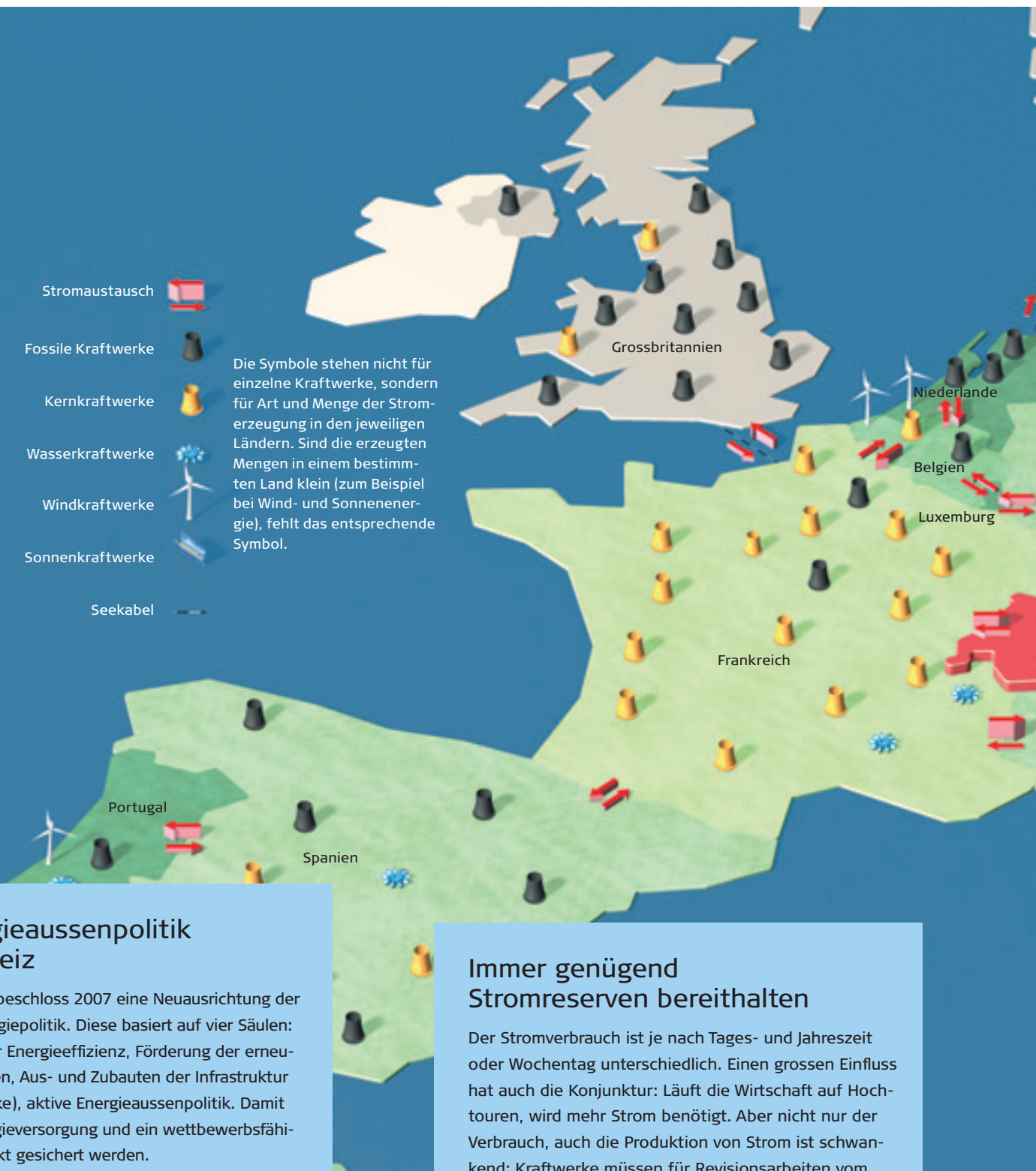
Kurt Bobst ist seit 2008 CEO von Repower. Er verfügt über 20 Jahre Branchenerfahrung in verschiedenen Funktionen.

Nebst zahlreichen Tätigkeiten in Unternehmen, Organisationen und Stiftungen im Kanton Graubünden ist er Mitglied des Vorstandes des Verbands Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE).

Fakten rund um die Stromdrehscheibe Schweiz

- Stromaustausch 
- Fossile Kraftwerke 
- Kernkraftwerke 
- Wasserkraftwerke 
- Windkraftwerke 
- Sonnenkraftwerke 
- Seekabel 

Die Symbole stehen nicht für einzelne Kraftwerke, sondern für Art und Menge der Stromerzeugung in den jeweiligen Ländern. Sind die erzeugten Mengen in einem bestimmten Land klein (zum Beispiel bei Wind- und Sonnenenergie), fehlt das entsprechende Symbol.



Die Energieausserpolitik der Schweiz

Der Bundesrat beschloss 2007 eine Neuausrichtung der Schweizer Energiepolitik. Diese basiert auf vier Säulen: Verstärkung der Energieeffizienz, Förderung der erneuerbaren Energien, Aus- und Zubauten der Infrastruktur (Grosskraftwerke), aktive Energieausserpolitik. Damit sollen die Energieversorgung und ein wettbewerbsfähiger Energiemarkt gesichert werden.

Das seit 2007 mit der EU verhandelte bilaterale Stromabkommen soll u.a. den Zugang zum europäischen Strommarkt sowie die Modalitäten für grenzüberschreitende Stromtransite regeln. Erst 2010 erweiterte der Bundesrat das Verhandlungsmandat auf erneuerbare Energien. Der erfolgreiche und rasche Abschluss ist für die gesamte Energiebranche wichtig.

Immer genügend Stromreserven bereithalten

Der Stromverbrauch ist je nach Tages- und Jahreszeit oder Wochentag unterschiedlich. Einen grossen Einfluss hat auch die Konjunktur: Läuft die Wirtschaft auf Hochtouren, wird mehr Strom benötigt. Aber nicht nur der Verbrauch, auch die Produktion von Strom ist schwankend: Kraftwerke müssen für Revisionsarbeiten vom Netz genommen werden oder fallen wegen eines Defektes aus. Damit das Netz stabil und sicher bleibt, müssen solche Schwankungen sofort ausgeglichen werden. Reserveenergie, sogenannte Regelleistung, muss jederzeit abgerufen werden können. Diese Energie kann von schnell anlaufenden und flexiblen Kraftwerken, Pump- und Pumpspeicherkraftwerken stammen.

Das Gleichgewicht im Stromnetz sicherstellen

Elektrische Energie kann nicht in grösseren Mengen gespeichert werden. Stromproduktion und Verbrauch müssen sich deshalb immer genau die Waage halten. Nur so kann im Höchstspannungsnetz die notwendige Standardfrequenz von 50 Hertz gehalten werden. Wird sie wesentlich über- oder unterschritten, droht im Extremfall der Stromkollaps. Swissgrid sorgt für das Gleichgewicht im Netz. Bei Störungen oder Engpässen leitet sie zusammen mit den Stromproduzenten die notwendigen Stabilisierungsmassnahmen ein. Je nach Situation müssen die Stromlieferanten ihre Produktion «auf Abruf» hoch- oder herunterfahren.

Volkswirtschaftliche Bedeutung der Stromdrehscheibe Schweiz

Die Schweizer Stromwirtschaft leistet direkt und indirekt einen wichtigen Beitrag zum Wohlstand. Rund 1000 Unternehmen sind in Produktion, Übertragung, Verteilung und im Vertrieb von Elektrizität tätig. Sie tragen rund 6% zum Bruttoinlandprodukt, der inländischen Wirtschaftsleistung, bei. Mit 24 000 Beschäftigten ist die Branche auch ein beachtlicher Arbeitgeber. Von noch grösserer Bedeutung ist aber das Produkt «Strom». Alle Branchen und Wirtschaftszweige sind auf eine zuverlässige und erschwingliche Stromversorgung angewiesen.

Ein wichtiger Wirtschaftsfaktor ist der Stromhandel mit dem Ausland. Er bringt bereits heute jährlich eine Wertschöpfung von gegen 2 Milliarden Schweizer Franken. Auch der Fiskus und die öffentliche Hand profitieren von der Stromdrehscheibe. Pro Jahr fallen gesetzliche Abgaben in der Höhe von jährlich rund 2 Milliarden Franken an.



Die Schweiz: eine wichtige Stromdrehscheibe

Die Schweiz ist dank ihrer zentralen Lage in Europa seit Jahrzehnten eine wichtige Stromdrehscheibe. Eine zentrale Rolle spielen die Stauseen und Pumpspeicherseen in den Alpen. Sie dienen als Puffer für den Ausgleich der Bedarfs- und Produktionsspitzen. Strom ist heute auch immer mehr ein Handelsprodukt, das je nach Marktlage auch über die Landesgrenzen hinweg transportiert wird. Die Schweiz ist mit rund 40 länderübergreifenden Höchstspannungsleitungen eng mit dem europäischen Stromnetz verbunden. Das erhöht die Versorgungssicherheit und reduziert das Risiko von Ausfällen. Während die Schweiz nur 2% Anteil am europäischen Stromverbrauch hat, fliessen bereits heute rund 23% des Stroms aus Europa durch unser Land.

Der Stromhandel ist international

Der Energiehandel ist eine alte Tradition. Weil sich Strom nicht speichern lässt, müssen die Kraftwerksbetreiber zeitgleich für ihren Strom einen Abnehmer finden. Wer früher zuviel produzierte, musste die überschüssige Energie einem Konkurrenten im In- oder Ausland abtreten. Von diesem forderte man die gelieferte Menge bei Engpässen wieder zurück. Die Liberalisierung und Öffnung der Strommärkte in Europa veränderten nach 1990 diese Regeln und Mechanismen grundlegend. Strom wird heute wie Öl oder Kohle gehandelt, bilateral oder an einer der rund 20 Strombörsen. Dort werden Stromgeschäfte als Kassa- oder Termingeschäfte abgeschlossen. Die grossen Schweizer Kraftwerksbetreiber zählen zu den wichtigen Playern im internationalen Stromhandel. Um ihre Ware, den Strom, zu verschicken, nutzen sie das Schweizer Übertragungsnetz. Swissgrid sorgt für die korrekte und effiziente Abwicklung des Energieaustausches.



Rainer Joswig, Vorstand der EnBW Transportnetze AG, im Gespräch

«Die Entwicklung eines leistungsfähigen Supergrids ist notwendig»

Die Schweiz ist eine wichtige Drehscheibe für Strom in Europa. Das zeigen die hohen Stromflüsse durch unser Land. Inwieweit ist EnBW Transportnetze AG als benachbarter Übertragungsnetzbetreiber davon betroffen? Auch das Netz der TNG ist aufgrund seiner zentralen Lage im europäischen Verbundnetz von hohen Stromtransitflüssen betroffen, die unser Netz in Nord-Süd-Richtung zunehmend belasten und im Wesentlichen aus dem stark steigenden Anteil der erneuerbaren Energien in Deutschland resultieren. Seit 2005 führt diese Entwicklung zu einem dauerhaften Engpass beim Stromaustausch, sowohl an der französischen wie auch der Schweizer Grenze.

Die Kraftwerke sind auf ein gut ausgebautes Netz angewiesen, dass der Strom vom Produzenten zum Konsumenten transportiert werden kann. Gegenwärtig werden Kraftwerke schneller gebaut als Netze

und der Netzausbau kann sich über Jahre hinziehen. Wie beurteilen Sie diese Entwicklung? Diese Beschreibung ist zutreffend – der erforderliche Netzausbau bleibt immer stärker hinter dem beschleunigten Umbau auf der Erzeugungsseite zurück. Diese Situation bereitet den Transportnetzbetreibern zunehmend Sorge. Immer häufiger müssen sie in das System eingreifen, um die Versorgungssicherheit aufrechtzuerhalten. Die Schwierigkeit wird deutlich bei Betrachtung des festgestellten Netzausbaubedarfs: 2005 wurde ein Ausbaubedarf des deutschen Transportnetzes im Umfang von insgesamt 850 Kilometern festgestellt, bis heute konnten allerdings erst 100 Kilometer realisiert werden. Aktuelle Studien belegen einen Ausbaubedarf bis 2020 von weiteren 3600 Kilometern zur Integration der erneuerbaren Energien. Um dieses Ausbauziel zu erreichen, müsste der Netzausbau, der in den vergangenen Jahren bei rund 20 Kilo-

metern pro Jahr lag, auf über 500 Kilometer pro Jahr gesteigert werden – eine recht ambitionöse Zielsetzung.

Allerdings beabsichtigt die Bundesregierung jetzt, mit dem sogenannten NABEG ein Netzausbaubeschleunigungsgesetz auf den Weg zu bringen. Der Netzausbau zur Integration der erneuerbaren Energien stellt aber nicht nur die Übertragungsnetze vor neue Herausforderungen. Auch in den Verteilungsnetzen werden zunehmend die physikalischen Grenzen erreicht – hier besteht ebenfalls ein steigender Investitionsbedarf.

Wie stellen Sie im EnBW-Netzgebiet sicher, dass Netzausbauten termingerecht realisiert werden und nicht über Jahre und Jahrzehnte blockiert sind? Leider verfügen auch wir über kein Patentrezept für den termingerechten Netzausbau. Selbst der Umbau vorhandener Leitungsanlagen stößt auf Ablehnung, wo-



durch erhebliche, zeitliche Verzögerungen entstehen. Umso mehr begrüßen wir die Initiative der Bundesregierung zur Einrichtung der Gesprächs- und Diskussionsplattform «Zukunftsfähige Netze». Ziel ist die Erarbeitung von Vorschlägen und Massnahmen zur Erreichung des erforderlichen Netzausbaus unter Beteiligung aller relevanten Stakeholder.

Wie können die Kapazitäten im Übertragungsnetz sonst noch erhöht werden, um dem steigenden, durch den Handel und die erneuerbaren Energien bedingten Stromtransportbedarf zu entsprechen? Um dem steigenden Bedarf an Transportkapazität zu entsprechen, ist die Entwicklung eines leistungsfähigen Overlay-Netzes (Supergrid) erforderlich. Der Netzausbau allein in der heutigen 400-kV-Drehstromtechnik ist hierzu nicht ausreichend. Folgerichtig beschreibt die deutsche Bundesregierung in ihrem im September 2010 verabschiedeten Energiekonzept als Zielsetzung die Realisierung von zwei Nord-Süd-Pilottrassen zur Erprobung der hierfür erforderlichen Technologien.

EnBW TNG und Swissgrid arbeiten im Rahmen der regionalen Initiative TSC eng zusammen. Worauf kommt es Ihrer Ansicht nach bei der Zusammenarbeit zwischen den Übertragungsnetzbetreibern an? Die steigenden überregionalen Stromtransporte speziell – im mitteleuropäischen Raum – erfordern eine weitere Intensivierung der Zusammenarbeit zwischen den beteiligten Transportnetzbetreibern. Dabei steht die Koordination von Massnahmen zur Beseitigung von Netzengpässen im Vordergrund, um auch in kritischen Situationen die Systemicherheit zu gewährleisten. Hierzu haben sich 13 Transportnetzbetreiber innerhalb der TSC-Initiative mit dem Ziel zusammengeschlossen, eine gemeinsame IT-Plattform bereitzustellen. Auf dieser Plattform werden gemeinsame Netzberechnungen und Netzanalysen durchgeführt sowie die notwendigen Gegenmassnahmen interaktiv bewertet.

Energietechnisch ist die Schweiz schon seit mehr als 50 Jahren mit Europa verbunden. Wie wichtig ist die Schweiz als Partnerin für den europäischen Strommarkt? Die europäische Strombranche steht vor grossen Herausforderungen, insbesondere zur Integration von erneuerbaren Energien. Eine wesentliche Fragestellung ist dabei, welche Möglichkeiten es für die Regelung und Speicherung des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen gibt. Hierfür ist die bestehende Einbeziehung der hochflexiblen Schweizer Pumpspeicherkraftwerke in den europäischen Markt unabdingbar und sollte nach Möglichkeit noch weiter optimiert werden. Darüber hinaus ist aber ein Paradigmenwechsel zur erfolgreichen Integration der erneuerbaren Energien zwingend notwendig. Künftig geht es nicht mehr (allein) um die bedarfsgerechte Deckung der Stromnachfrage auf Kun-



denseite. Die Integration der volatilen erneuerbaren Energien erfordert neben dem Ausbau von Speichermöglichkeiten auch die Flexibilisierung der Stromnachfrage – mit anderen Worten: Die Produktion folgt nicht mehr allein der Stromnachfrage, sondern die Stromnachfrage hat sich soweit möglich dem Angebot an volatiler Erzeugung anzupassen.

Die regenerativen Erzeuger werden sich dabei künftig ebenfalls an der Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie Spannungshaltung oder auch der Bereitstellung von Regelleistung zu beteiligen haben.

Zur Person

Rainer Joswig ist seit 2006 Vorstand der EnBW Transportnetze AG. 1984 trat er in die Energie-Versorgung Schwaben AG (EVS), eines der Vorgängerunternehmen der EnBW Energie Baden-Württemberg AG, ein. Nach unterschiedlichen Tätigkeiten, u. a. als Geschäftsführer im Bereich Telekommunikation, war er seit dem Jahr 2000 in der EnBW Transportnetze AG für den Bereich Netzwirtschaft verantwortlich. Die EnBW Transportnetze AG ist einer der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber.

«Kritische Situationen gar nicht erst entstehen lassen»

Damit es nicht zu Stromausfällen kommt, überwacht Swissgrid rund um die Uhr das Schweizer Stromnetz. Die nahtlose Koordination mit den Kraftwerksbetreibern und Stromproduzenten ist eine wichtige Voraussetzung für einen stabilen Netzbetrieb. Christian Welti von der Systembetriebskoordination gibt einen Einblick in seine spannende Tätigkeit.

«Nach dem Blackout in Italien im September 2003 wurde erkannt, dass eine intensivere Koordination zwischen den nationalen Netzgesellschaften nötig ist, was den Stromaustausch und die Unterhaltsarbeiten an Grenzleitungen betrifft. In dieser Rolle habe ich bei ETRANS, dem Vorgänger von Swissgrid, angefangen und 2008 die Funktion des Gruppenleiters der Systembetriebskoordination übernommen.

Ein wichtiges Bindeglied

Eine unserer wichtigsten Aufgaben ist die Überwachung der Regelung. Wir von der Systembetriebskoordination kontrollieren, ob der Kauf und der Verkauf von Strom im Süden der ENTSO-E übereinstimmen. Dadurch tragen wir dazu bei, dass sich Verbrauch und Konsum von elektrischer Energie die Waage halten und es durch Ungleichgewichte nicht zu einer Überlastung oder zu sonstigen Störungen im Netz kommt. Wir arbeiten dabei eng mit den Kollegen von der Systembetriebsführung in der Leitstelle «Swissgrid Control» zusammen. Dort befindet sich auch unser Arbeitsplatz. In der Leitstelle wird das Schweizer Stromübertragungsnetz von einem eingespielten Team betrieben und rund um die Uhr überwacht. Auf verschiedenen Grossbildschirmen oder am Computer können wir ablesen, ob der Netzzustand stabil ist. In Notsituationen kann die Stromproduktion der Schweiz und damit indirekt der Stromfluss geändert werden, indem der Regler am Computer verstellt wird. Ebenso eng ist die Zusammenarbeit mit dem Team, das für die Beschaffung der Systemdienstleistungen, vereinfacht der Reserveenergie, zuständig ist.

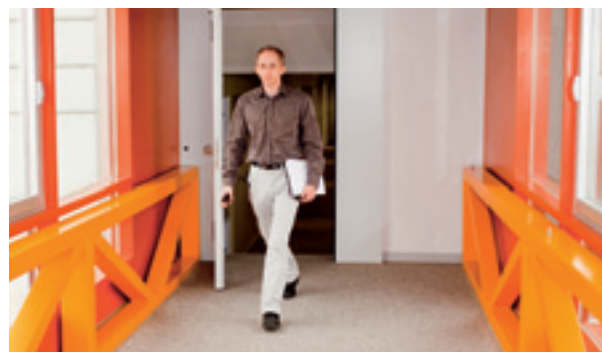
Planung und Koordination sind anspruchsvoller geworden

Zu meinen Pflichten als Gruppenchef gehören auch die Ausbildung der Mitarbeitenden sowie die Entwicklung und Einführung neuer Abläufe. Im Moment steht das Redispatch-Verfahren, die geografische Verlagerung der Stromeinspeisung bei Netzproblemen, zuoberst auf meiner Agenda. In einer solchen Situation müssen wir die Kraftwerksbetreiber in der Schweiz anweisen, ihre Produktion entweder zu drosseln oder zu steigern. Die Systemplanung und -koordination ist in letzter Zeit anspruchsvoller geworden. Das hat auch mit dem zuneh-

menden Stromhandel zu tun. Dieser ist von seiner Natur her kurzfristig und schwankend. Die Vorausplanung ist für Swissgrid deshalb schwierig geworden. Auf europäischer Ebene arbeite ich in einer Sicherheitsarbeitsgruppe der TSC mit, der Sicherheitskooperation von elf europäischen Übertragungsnetzbetreibern.

Der direkte Kontakt ist wichtig

Die Arbeit als Gruppenleiter Systembetriebskoordination ist spannend. Mein Team umfasst acht Personen.





Alle arbeiten im Schichtbetrieb rund um die Uhr. Es kann deshalb schon einmal vorkommen, dass ich einen Mitarbeiter eine oder zwei Wochen nicht persönlich sehe. Mindestens zweimal täglich mache ich einen Rundgang durch die Netzleitstelle «Swissgrid Control». Dort suche ich den persönlichen Austausch mit den Kollegen der Früh- und Mittagsschicht. Der direkte Kontakt ist auch mit den andern Gruppen- oder Abteilungsleitern wichtig. An unseren Koordinationssitzungen tauschen wir wichtige Informationen aus, diskutieren anstehende Probleme und suchen nach Lösungen.

Mit einem blauen Auge davongekommen

Bei meiner Arbeit gibt es so etwas wie Routine, viele Abläufe sind standardisiert und gut eingespielt. Aber es kann auch hektisch werden. Etwa wie an jenem Tag, wo in Osteuropa sehr viel Strom ins Netz eingespielen wurde und nach Italien floss. Da wurden in Slowenien aus Sicherheitsgründen Leitungen geöffnet. Die Leitungen in der Schweiz wurden dadurch stärker belastet. In einem solchen Fall läuft automatisch die sogenannte Fünfländer-Prozedur zwischen der Schweiz, Österreich, Italien, Frankreich und Slowenien an. Gemeinsam wird das Netz mit Ausgleichmassnahmen wieder stabilisiert. An diesem Tag sind wir mit einem blauen Auge davongekommen.»

Sicherheit und Mitsprache dank europäischer Zusammenarbeit

Als nationale Netzgesellschaft vertritt Swissgrid die Schweizer Interessen in internationalen Gremien wie der ENTSO-E, dem Verbund der 42 Übertragungsnetzbetreiber aus 34 europäischen Ländern. Deren Aufgabe ist es, das europäische Netz optimal und stabil zu betreiben, den grenzüberschreitenden Handel zu erleichtern und die Stromversorgung der mehr als 530 Millionen Konsumenten zu sichern. Eines der zwei Kontrollzentren befindet sich in der Netzleitstelle «Swissgrid Control» in Laufenburg.

Ebenfalls stark engagiert ist Swissgrid in der TSC, der europäischen Sicherheitskooperation von elf Übertragungsnetzbetreibern. Dieses Gremium will die Sicherheit in den Höchstspannungsnetzen in Zentraleuropa weiter erhöhen. Dafür wird ein Informations- und Alarmsystem in Echtzeit sowie eine gemeinsame IT-Plattform genutzt. Alle wichtigen Daten und Sicherheitsberechnungen stehen allen Partnern gleichberechtigt zur Verfügung. Das erleichtert die Integration der erneuerbaren Energien und den länderübergreifenden Stromhandel und -transport.

Durch ihr Engagement in den internationalen Gremien verstärkt Swissgrid die Position der Schweiz als wichtiges Transitland und internationale Stromdrehscheibe.



Videokonferenz mit Kollegen im Ausland

«Wir verheiraten die Energiedaten mit den Preisen»

Wer das Höchstspannungsnetz nutzt bzw. Energie daraus bezieht, muss dafür ein Entgelt bezahlen. Umgekehrt wird die Bereitstellung von Reserveenergie zur Stabilisierung des Netzes entschädigt. Zur Abrechnung wertet Swissgrid alle rund um die Uhr im Viertelstundentakt erfassten Energiedaten aus.

Swissgrid ist das Bindeglied zwischen Stromproduktion und -verbrauch. Als Koordinationsstelle ist die nationale Netzgesellschaft im geöffneten Strommarkt auch für die finanzielle Abrechnung der Stromflüsse zuständig, die über das Höchstspannungsnetz gehen.

Wie bei der Telefonrechnung, nur komplexer

«Es ist wie bei einer Telefonrechnung, nur viel komplexer», erklärt Harald Feger, bei Swissgrid für die Abrechnung zuständig. «Auf der Rechnungsbeilage sind alle wichtigen Details zu den Telefongesprächen aufgelistet und berechnet. Genau das machen wir auch für unsere Kunden». Zu seinem Kundenkreis

zählt Harald Feger die kommunalen Verteilnetzbetreiber, die in den Städten und Gemeinden den Strom bis zur Steckdose leiten, sowie die Marktteilnehmer, die Energiegeschäfte über das Schweizer Höchstspannungsnetz abwickeln. Gemeint sind hier die «Bilanzgruppenverantwortlichen», grosse Energieversorger sowie nationale und internationale Stromhändler.

Mehr als 2500 Abrechnungen pro Monat

«Die vorgelagerten Stellen und Systeme liefern uns alle für die Abrechnung erforderlichen Energiedaten, überwiegend im Viertelstundentakt», erklärt Harald Feger. «Wir bereiten diese auf und verheiraten dann diese Daten mit den verschiedenen gesetzlich vorgeschriebenen Tarifen und erstellen so die Abrechnung gegenüber den Verteilnetzbetreibern.»

Jede Bilanzgruppe ist dafür verantwortlich, dass sie so viel Strom erzeugt oder am Markt einkauft, wie sie an ihre Endverbraucher liefert. Dabei nutzen auch sie das Übertragungsnetz. «Wenn die prognostizierte Energiemenge nicht mit der gelieferten übereinstimmt, ergibt sich auf dem Energiekonto der Bilanzgruppe eine Differenz bzw. ein positiver oder negativer Saldo», erklärt Harald Feger. «Auch dafür erstellt Swissgrid eine Abrechnung.»

Pro Monat kommen so rund 8000 Datenreihen mit Viertelstundenwerten zusammen, hochgerechnet sind es mehr als 20 Millionen einzelne Basisdaten. Daraus werden monat-

lich mehr als 2500 Rechnungen bzw. Gutschriften erstellt und an die rund 850 Kunden verschickt. Jährlich beläuft sich der Gesamtumsatz der durchgeführten Abrechnungen auf rund 1,5 Milliarden Franken.

In Cash oder Naturalien

Innerhalb der Schweiz erfolgt die Abrechnung mit finanzieller Begleichung. «Es gilt der liberalisierte Strommarkt und dieser wird in Cash abgewickelt», sagt Harald Feger. Andere Regeln gelten beim grenzüberschreitenden Stromaustausch im Rahmen der ENTSO-E, dem europäischen Verbund der Übertragungsnetzbetreiber. «Über die Landesgrenzen hinweg kommt es zum ungewollten Energieaustausch, weil die Prognosen nie genau den tatsächlichen Energieaustauschen entsprechen», erklärt Feger. «Diese Abweichung wird ermittelt. Statt sich gegenseitig Rechnungen auszustellen, führen wir Energiekonten mit einer Saldorechnung. Die Differenzen werden innert Wochenfrist kompensiert, statt Geld fliesst Energie. Dies vereinfacht die länderübergreifende Zusammenarbeit.»

Zukunftsmusik

Heute wird die Abrechnung grösstenteils noch «konventionell» abgewickelt, je nach Wunsch des Kunden per Papier auf dem Postweg oder als Datei per E-Mail. In Zukunft soll sich das ändern, wie Harald Feger erklärt: «Wir arbeiten an der Einführung von E-Billing, der elektronischen Verrechnung. Das reduziert den administrativen Aufwand für beide Seiten und ist günstiger und ökologischer.»



Damit es auf den Stromautobahnen nicht zum Stau kommt

Die Schweiz ist traditionell ein wichtiges Transitland für Stromlieferungen. Weil die Übertragungskapazitäten begrenzt sind, kommt es in Spitzenzeiten oft zu Engpässen. Swissgrid sorgt mit einem gezielten Engpassmanagement dafür, dass es auf den Stromautobahnen nicht zu Staus kommt.

Netzwirtschaftsfachmann Daniel Aschoff ist für die Betreuung der Kapazitätsauktionen an der Schweizer Nordgrenze zuständig. 2006 wurden Engpassauktionen an der Schweizer Nordgrenze und 2008 an der Schweizer Südgrenze nach Italien eingeführt. Ab 2011 übernimmt die Capacity Allocation Service Company (CASC) in Luxemburg die operative Durchführung aller Schweizer Engpassauktionen. «Meine Aufgabe ist es, das grenzüberschreitende Engpassmanagement in Abstimmung mit unseren ausländischen Partner-TSOs zu analysieren und weiterzuentwickeln», erklärt Daniel Aschoff, Diplomingenieur für elektrische Energietechnik.

Engpässe vermeiden

Im geöffneten europäischen Strommarkt hat der Energiehandel in den letzten Jahren stark zugenommen. Dies hat mit dem Strompreisgefälle innerhalb Europas und der je nach Land und Jahreszeit unterschiedlichen Angebots- und Nachfragesituation zu tun. Die Schweiz importiert im Winterhalbjahr und exportiert im Sommer wegen der Schneeschmelze viel Strom. Ausserdem ist die Schweiz ein wichtiges Stromimport- und -exportland. Weil die grenzüberschreitenden Netzkapazitäten begrenzt sind, kann es zu Engpässen kommen. «Die limitierten Netzkapazitäten werden den Marktteilnehmern über Versteigerungen zugeteilt. Dieses Verfahren ist marktorientiert und diskriminierungsfrei», erklärt Aschoff.

Oftmals eng wird es in Richtung Italien, weil dort ein chronisches Stromdefizit besteht und die Preise höher als im Norden sind. Aber auch politische Ereignisse wie die Streiks in Frankreich im Herbst 2010 können den Markt beeinflussen. Die Stromproduktion wurde zurückgefahren, das Angebot verknappte sich und die Preise stiegen in Frankreich. Das als Exportland bekannte Land musste vorübergehend Strom importieren und war für Händler plötzlich attraktiv.

Netzzugang für alle nach den gleichen Kriterien

Damit das Netz möglichst effizient und wirtschaftlich genutzt wird, werden die Netzkapazitäten dem Markt mittels Auktionen zur Verfügung gestellt. Bewährt haben sich drei Produkte mit unterschiedlichen Laufzeiten und Planungshorizonten: die Jahres-, die Monats- und



Daniel Aschoff in Kontakt mit einem Auktionspartner

die Tagesauktionen. Diese sind den spezifischen Bedürfnissen angepasst und je Produkt oder Transferrichtung mengenmässig unterschiedlich gross.

Bei einer Auktion läuft vieles automatisiert und computergestützt ab. Daniel Aschoff: «Von unserer Netzbetriebsplanung erhalten wir die jeweils aktuellsten Kapazitätsdaten. So wissen wir exakt, wie viel Strom zu welchem Zeitpunkt über das Netz transportiert werden kann. Zusammen mit unseren Auktionspartnern planen wir dann die Auktionen.» Die registrierten Händler können ihr Gebot direkt im Auktionssystem platzieren. Dort geben sie an, wie viel Strom sie in welche Richtung transportieren wollen. «Dann werden die Preisgebote gesammelt und der Höhe nach sortiert. Sobald die Gebote in der Summe die verfügbare Kapazität überschreiten, erhalten nur die meistbietenden Teilnehmer Kapazität zugeteilt. Diese bezahlen denselben sogenannten Market Clearing Preis (MCP), der durch das niedrigste Gebot, das noch Kapazität erhält, fixiert wird.»

An der deutschen Grenze nehmen regelmässig um die 40 Händler an den Auktionen teil, an der österreichischen seien es etwas weniger, sagt Aschoff. «Von Gesetzes wegen muss der Zugang transparent und für alle nach den gleichen Kriterien gewährleistet sein.»

Die Schweiz als Ökobatterie Europas?

Die Schweiz ist wegen ihrer geografischen Lage im Herzen Europas eine wichtige Stromdrehscheibe. Mit den neu entstehenden Windparks in der Nordsee oder den geplanten Solarparks in südlichen Ländern könnte sie zur Ökobatterie Europas werden.

Eine wichtige Rolle spielen dabei die Pumpspeicherwerke in den Schweizer Bergen. Sie dienen als «Batterie», wenn in Nord- oder Südeuropa zu viel Strom aus Wind- und Sonnenkraft produziert wird.

Ausbau der Windenergie in Europa

Bereits heute produzieren in der Nordsee mehr als 5000 Windturbinen Strom. Für die Europäische Union spielt die Windenergie bei der Erreichung ihrer Energie- und Klimaziele eine entscheidende Rolle. Bis 2020 soll mehr als ein Drittel der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen auf die Windkraft entfallen, bis 2030 gar 40 Prozent. Um das Windpotenzial mit Offshore-Parks vor den Küsten voll auszuschöpfen, will die EU in den nächsten 20 Jahren 200 bis 300 Milliarden Euro investieren. So soll die installierte Windkapazität bis 2030 um das 100-Fache bis zu 300 Gigawatt ausgebaut werden.

Engpässe im Stromnetz nehmen zu

Wind- und Sonnenkraftwerke stehen selten dort, wo Wirtschafts- und Ballungszentren sind. Die Folge: Der Strom muss über lange Strecken transportiert werden. Bereits heute sind in Spitzenzeiten die Übertragungskapazitäten knapp. Mit dem grossflächigen Ausbau der

erneuerbaren Energie sind Engpässe im europäischen Stromnetz wohl häufiger. Paradoxerweise trägt gerade der Ökostrom dazu bei: Laufen an stürmischen Tagen die Windturbinen auf Hochtouren, wird mehr Strom produziert, als verbraucht wird. Und dieser muss über das Netz abtransportiert werden.

Ein neues Supernetz entsteht

Abhilfe bringen sollen die noch bessere Vernetzung bzw. der Ausbau bestehender Stromnetze. Auch neue Technologien wie das HGÜ-Netz, die Hochspannungsgleichstrom-Übertragung, dürften künftig eine wichtige Rolle spielen. Sie sind doppelt so effizient wie die heutigen Wechselstromleitungen. Allerdings ist es schwieriger, den Strom in tiefere Spannungsebenen zu transformieren. Dieses oft auch als Supergrid bezeichnete Netz ist in Europa bereits in Planung, erste HGÜ-Teilabschnitte in Skandinavien und Kontinentaleuropa sind bereits in Betrieb.

Für die Schweiz ist der Anschluss an das neue Supernetz von grosser Bedeutung. Bereits heute fliesst rund ein Viertel des innerhalb des europäischen Verbundes gelieferten Stroms über die Schweizer Stromautobahnen. Entsprechend hoch ist die Wertschöpfung am internati-

«Strom-Oskar» für Laufenburger Technik

In Laufenburg wurden 1958 die Hochspannungsnetze der Schweiz, Deutschlands und Frankreichs zusammengeschaltet. Mit diesem visionären Zusammenschluss war der Grundstein für die Stromdrehscheibe Schweiz gelegt. Der Zusammenschluss vor mehr als 50 Jahren war die Geburtsstunde des grenzüberschreitenden Stromaustausches.

Heute sind im kontinentaleuropäischen Stromverbund ENTSO-E mehr als 30 Länder mit über 530 Millionen Konsumenten zusammengeschlossen. Gesteuert wird dieses Netzwerk über zwei Kontrollzentren, eines davon ist in der Netzleitstelle «Swissgrid Control» beim Knotenpunkt Laufenburg. Die Synchronisierung der Netze zwischen den beteiligten Ländern trägt wesentlich zur Versorgungssicherheit und zur Netzstabilität bei.

Die Hochspannungsschaltanlage in Laufenburg ist heute eine der wichtigsten in Europa. Bereits die dama-

lige Technik war für die Entwicklung und den Ausbau der Stromnetze wegweisend. In den 60er-Jahren wurde weltweit erstmals eine Schaltanlage eingesetzt, bei der das Isolier- und Löschgas SF₆ eine wichtige Rolle spielte. Diese Technik ist bis heute unverzichtbar geblieben. Später wurde in Laufenburg die Stationsleittechnik-Norm IEC 61580 lanciert. Sie ermöglicht bei Schaltanlagen eine optimale Integration der Schutz-, Steuerungs-, Mess- und Überwachungsfunktionen. Für all diese Pionierleistungen wurde der «Stern von Laufenburg» im August 2010 vom renommierten New Yor-

onalen Stromhandel mit geschätzten 1 bis 2 Milliarden Franken. Aber auch wegen der Versorgungssicherheit hat die Schweiz ein grosses Interesse, effizient in die neuen Netzstrukturen eingebettet zu bleiben.

Schweiz hat als Wasserschloss gute Trümpfe

Eine wichtige Rolle im europäischen Kontext spielen die Stauseen und Pumpspeicherwerke in den Schweizer Bergen. Solche Wasserspeicher fehlen in Europa. Überschüssiger Strom aus Wind- und Solarkraft kann hier «zwischenlagert» werden: Mit dem günstigen Windstrom wird das in den Pumpspeicherwerken gespeicherte Wasser vom Tal in die Stauseen hochbefördert. Steigt am nächsten Tag zu Spitzenzeiten die Nachfrage, wird es wieder durch die Turbinen abgelassen und Strom produziert. Nachts wird mit überschüssigem Strom das gesammelte Wasser wieder in die Höhe gepumpt. Diesen Trumpf will die Schweizer Energiewirtschaft weiterhin ausspielen. Sie plant für rund 5 Milliarden Franken drei neue grosse Pumpspeicherwerke, ein weiteres befindet sich bereits im Bau (vgl. Kasten). Die Pumpleistung kann so in den nächsten Jahren verdoppelt werden.

Ausbau der Schweizer Stromautobahnen notwendig

Mit einem durchschnittlichen Alter von 40 bis 50 Jahren ist das Schweizer Stromübertragungsnetz mittlerweile in die Jahre gekommen. An manchen Tagen ist es bis zu 120 Prozent ausgelastet und kommt an die Belastungsgrenze. Damit die Stromdrehscheibe Schweiz erhalten

bleibt, muss auch das Stromübertragungsnetz leistungsfähig sein. Der vom Bund geplante Ausbau zum «strategischen Netz 2020» mit seinen 52 Projekten ist dafür eine wichtige Voraussetzung. Dann kann die Schweiz auch künftig die Pionierrolle im Energiesektor einnehmen, die sie bereits früher einmal hatte.

Neue Projekte

«Linthal 2015» im Glarnerland (Axpo): 1000 Megawatt Leistung. Bereits im Bau, die Inbetriebnahme ist für 2015/2016 geplant.

«Nant de Drance» im Wallis (Alpiq, SBB, Walliser Elektrizitätsgesellschaft MFV): 900 Megawatt. Soll ab 2015 schrittweise in Betrieb gehen.

«Lago Bianco» im Puschlav, Bündnerland (Repower): 1000 Megawatt Leistung. Baubeginn für 2011/2012 geplant, Inbetriebnahme ca. 2017/2018.

«KWO plus»-Projekte im Berner Oberland (BKW): total 840 Megawatt Leistung durch den Neubau sowie den Ausbau eines bestehenden Pumpspeichers.

ker Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE) geehrt. Es würdigte den «Stern» als historischen Meilenstein in der Stromgeschichte.



Preisverleihung
des IEEE-Award
am 19.8.2010



Finanzbericht 2010



Inhalt

40	Finanzkommentar
44	Erfolgsrechnung
45	Bilanz
46	Geldflussrechnung
47	Entwicklung des Eigenkapitals
48	Anhang
75	Antrag über die Verwendung des Bilanzgewinnes
76	Bericht der Revisionsstelle
78	Corporate Governance

Finanzkommentar

Massive Kostensenkung bei den Systemdienstleistungen erzielt – Umfassende Vorarbeiten für die Übernahme des Übertragungsnetzes geleistet – Regulatorische und rechtliche Unsicherheiten

Als finanzielles Highlight des Jahres 2010 darf die signifikante Senkung der Leistungsvorhaltungskosten im Bereich der Allgemeinen Systemdienstleistungen bezeichnet werden, wo die Kosten mit 272 Mio. CHF im Vergleich zum Vorjahr praktisch halbiert werden konnten.

Weiter wurden 2010 umfassende und komplexe Vorarbeiten für die finanzielle und operative Abwicklung der Übernahme des Übertragungsnetzes vorgenommen. Der für die laufende Instandhaltung, Erneuerung und Erweiterung des Übertragungsnetzes verantwortliche Bereich Asset Management wurde weiter aufgebaut, was zu einem Anstieg des Personalbestandes führte und erhöhte Fremdleistungen mit sich brachte.

In regulatorischer und rechtlicher Hinsicht war das abgelaufene Geschäftsjahr eine Herausforderung. Insbesondere die von ElCom vorgesehene Kürzung der Betriebs- und Kapitalkosten von Swissgrid für 2009 von 1,8 Mio. CHF führte zu erhöhter Unsicherheit hinsichtlich der generellen Anrechenbarkeit von Kosten. Aufgrund der steigenden Anzahl offener Verfahren und hängiger Beschwerden gestaltete sich die regulatorische Situation und die entsprechende finanzielle Abbildung anspruchsvoll (siehe Angaben zu rechtlichen Unsicherheiten ab Seite 52).

Allgemeine Systemdienstleistungen/Ausgleichsenergie – siehe weitere Informationen auf Seite 56

Wie eingangs erwähnt, konnte der grösste Kostenblock dieses Segments, die Leistungsvorhaltung, durch Massnahmen wie beispielsweise die Verfeinerung der Produktpalette und die Gewinnung von zusätzlichen Anbietern, aber auch aufgrund des günstigen Marktumfeldes praktisch halbiert werden. Aufgrund des neuen Blindenergietarifs wurden dem Segment zudem 8 Mio. CHF weniger an Blindenergiekosten zugewiesen. Die übrigen Aufwände sind im Rahmen des Vorjahres, so dass 2010 in Summe mit 416 Mio. CHF rund 40% weniger an anrechenbaren Kosten angefallen sind als im Vorjahr (691 Mio. CHF).

Bei den zur Deckung dieser Aufwendungen verbuchten Erträgen kam es hingegen zu markanten Verschiebungen, weil die seit 2009 vorgenommene Anlastung der SDL-Restkosten an die Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung von mindestens 50 MW vom Bundesverwaltungsgericht in einem ersten Urteil im Sommer 2010 als gesetzeswidrig eingestuft wurde. Als Folge mussten die von den beschwerdeführenden Kraftwerken geleisteten Restkostenzahlungen von 91,5 Mio. CHF für 2009 bzw. 14,3 Mio. CHF für 2010 ertragsmindernd zu Lasten der Erfolgsrechnung 2010 verbucht werden. Die bisher erfolgten Urteile führten jedoch auch dazu, dass einzelnen Kraftwerken, welche gleichzeitig auch Netzbetreiber sind, eine Nachverrechnung des Allgemeinen SDL-Tarifs im Umfang von 24,4 Mio. CHF für 2009 und 2010 in Rechnung zu stellen ist.

Im Umfang der dadurch «neu» entstandenen ungedeckten Restkosten von netto 81,4 Mio. CHF wurde eine Unterdeckung, d.h. bilanziell eine Forderung angesetzt, welche 2011 mittels höheren Tarifen an die Endkunden zurückgeführt wird (im Allgemeinen SDL-Tarif 2011 ist ein Rückabwicklungszuschlag von 0,16 Rp./kWh enthalten).

Individuelle Systemdienstleistungen – siehe weitere Informationen auf Seite 57

2010 ist im Bereich der individuellen Systemdienstleistungen ein neuer Tarif für Blindenergie eingeführt worden. Der Tarifertrag ist mit 3,9 Mio. CHF deutlich tiefer ausgefallen als erwartet. Die dem Tarif zugewiesenen Beschaffungskosten von 8,3 Mio. CHF liegen hingegen im Bereich der Erwartungen. Als Folge resultiert eine Unterdeckung, welche in Zukunft durch einen höheren Tarif zurückzuführen ist.

Im Segment Wirkverluste sind die Erträge im Vergleich zum Vorjahr um mehr als 30% tiefer ausgefallen, was auf die Tarifiereduktion von 0,25 Rp./kWh auf 0,15 Rp./kWh zurückzuführen ist. Diese basiert auf den Erkenntnissen aus 2009, als die Beschaffungskosten deutlich tiefer waren als kalkuliert. 2010 waren die Wirkverlustaufwendungen nochmals um 5,5 Mio. CHF tiefer als 2009 ausgefallen, obwohl mehr Menge beschafft werden musste. Grund dafür sind Währungseffekte, die Wirkverlustbeschaffung erfolgt in Euro. Als Folge resultiert wie im Vorjahr eine Überdeckung, welche 2010 mit 6,7 Mio. CHF allerdings deutlich niedriger ausfällt.

Netznutzung – siehe weitere Informationen auf Seite 58

Die Aufwendungen und Erträge 2010 lagen in diesem Segment mit je 377 Mio. CHF praktisch auf gleicher Höhe, so dass eine geringfügige Überdeckung von 0,4 Mio. CHF entstand. Die Aufwendungen liegen auf Vorjahresniveau. Auf der Ertragsseite resultierte kumuliert ein Rückgang von 9,5 Mio. CHF, wobei hier insbesondere der Rückgang der internationalen Transiterlöse um 54,5 Mio. CHF zu verzeichnen war, welcher teilweise durch höhere Tarife (Mehrertrag von 35 Mio. CHF) und eine um 10 Mio. CHF erhöhte Zuweisung von Auktionserlösen kompensiert wurde.

Nicht regulierte Geschäftstätigkeit

Die weiteren nicht regulierten Geschäftstätigkeiten lieferten einen EBIT-Beitrag von 1,0 Mio. CHF. Der Anstieg um 0,3 Mio. CHF im Vergleich zum Vorjahr ist primär auf Sondereinflüsse zurückzuführen.

EBIT, Finanz- und Unternehmensergebnis

Das operative Ergebnis in den regulierten Segmenten basiert auf dem investierten betriebsnotwendigen Vermögen (Nettoumlauf- und Anlagevermögen), für welches laut Artikel 13 StromVV Kapitalkosten von 4,55% sowohl für 2009 als auch für 2010 anzusetzen sind. Der regulierte EBIT hat sich im Vergleich zu 2009 um mehr als 40% reduziert und liegt 2010 bei 3,5 Mio. CHF. Während das investierte Anlagevermögen anstieg, sank das durchschnittlich investierte Nettoumlaufvermögen in deutlich höherem Umfang, was insbesondere auf das geringere Volumen an Aufwand und Ertrag und die aus dem Vorjahr übernommenen Überdeckungen zurückzuführen ist. Als Folge sank auch der Bedarf an verzinslichem Fremd-

kapital und damit der Finanzaufwand von 2,4 Mio. CHF auf 1,4 Mio. CHF. Insgesamt resultierte 2010 EBIT-bedingt ein tieferes Jahresergebnis von 2,7 Mio. CHF.

Bilanz und Geldflussrechnung

Die Bilanzsumme ist per Bilanzstichtag unter Ausklammerung der Treuhandpositionen um rund 30 Mio. CHF höher als im Vorjahr, was auf die noch vorzunehmende Rückabwicklung der Restkostenverrechnungen an die Kraftwerke zurückzuführen ist. Der Abbau des Nettoumlaufvermögens führte dazu, dass 2010 ein markant höherer Cashflow von 60,5 Mio. CHF erzielt wurde. Bei der Investitionstätigkeit waren insbesondere die Realisierung eines zweiten, dezentralisierten Rechenzentrums sowie erste aktivierbare Investitionen bei der Netzübernahmetransaktion zu verzeichnen, was der Hauptgrund für den Anstieg der Investitionen darstellt.

Ausblick 2011

Das Jahr 2011 wird von weiteren intensiven Vorbereitungs- und Aufbauarbeiten für die 2012 stattfindende Überführung des Übertragungsnetzes geprägt sein. Im operativen Bereich werden weitere Aktivitäten zur Optimierung des Kostenniveaus bei der Beschaffung von Systemdienstleistungen vorgenommen. Daneben wird die Anzahl offener Verfahren und Beschwerden mit jeder neuen Verfügung des Regulators bzw. den angefochtenen Bundesverwaltungsgerichtsentscheiden weiter ansteigen, was einen beträchtlichen internen Ressourceneinsatz für die fortwährende Betreuung und finanzielle Abwicklung erfordern und zudem tendenziell nicht zu einer Reduktion der Unsicherheiten führen wird. Als Folge lassen sich gegenwärtig keine adäquaten Prognosen für das operative Ergebnis 2011 vornehmen.

Luca Baroni
CFO

Erfolgsrechnung

Mio. CHF	Anmerkungen	2010	2009
Regulierter Nettoumsatz	4, 5	790,9	1 191,8
Übriger Betriebsertrag	4, 6	12,4	14,4
Veränderung der Deckungsdifferenzen	4, 14	79,9	- 55,6
Aktivierete Eigenleistungen		3,7	2,2
Gesamtleistung		886,9	1 152,8
Regulierter Beschaffungsaufwand	4, 5	771,8	1 051,7
Bruttogewinn		115,1	101,1
Material und Fremdleistungen	7	29,1	23,6
Personal	8	48,8	41,8
Übriger Betriebsaufwand	9	13,4	10,1
Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen		23,8	25,6
Abschreibungen	12	19,3	16,3
Wertminderungen	12	0,0	0,4
Ergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT)	4	4,5	8,9
Finanzertrag	10	0,2	0,1
Finanzaufwand	11	1,4	2,4
Ergebnis vor Steuern		3,3	6,6
Steuern		0,6	1,3
Unternehmensergebnis		2,7	5,3

Bilanz Aktiven

Mio. CHF	Anmerkungen	31.12.2010	31.12.2009
Sachanlagen	12	29,7	17,3
Immaterielle Anlagen	12	31,0	29,4
Finanzanlagen	13	0,4	0,1
Langfristige Unterdeckungen aus reguliertem Geschäft	14	5,6	0,0
Anlagevermögen		66,7	46,8
Treuhänderisch gehaltene Aktiven	15	105,1	67,0
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen		159,8	179,8
Übrige Forderungen	16	3,2	6,2
Aktive Rechnungsabgrenzungen	17	60,9	110,6
Kurzfristige Unterdeckungen aus reguliertem Geschäft	14	81,4	0,0
Flüssige Mittel		19,4	16,8
Umlaufvermögen		429,8	380,4
Aktiven		496,5	427,2

Bilanz Passiven

Mio. CHF	Anmerkungen	31.12.2010	31.12.2009
Aktienkapital		15,0	15,0
Allgemeine Reserve		0,4	0,2
Bilanzgewinn		10,8	9,0
Eigenkapital		26,2	24,2
Rückstellungen	18	0,6	0,0
Langfristige Überdeckungen aus reguliertem Geschäft	14	62,7	0,0
Langfristiges Fremdkapital		63,3	0,0
Treuhänderisch gehaltene Passiven	15	105,1	67,0
Finanzverbindlichkeiten	19	50,0	77,0
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen		89,6	125,7
Übrige Verbindlichkeiten	20	0,9	3,2
Passive Rechnungsabgrenzungen	21	161,4	74,5
Kurzfristige Überdeckungen aus reguliertem Geschäft	14	0,0	55,6
Kurzfristiges Fremdkapital		407,0	403,0
Fremdkapital		470,3	403,0
Passiven		496,5	427,2

Geldflussrechnung

in Mio. CHF, ohne treuhänderisch geführte Bilanzpositionen	Anmerkungen	2010	2009
Unternehmensergebnis		2,7	5,3
Zinsaufwand	11	1,4	2,2
Zinsertrag	10	-0,2	-0,1
Steueraufwand		0,6	1,3
Abschreibungen	12	19,3	16,3
Wertminderungen	12	0,0	0,4
Zunahme Rückstellungen	18	0,6	0,0
Abnahme/Zunahme Forderungen aus Lieferungen und Leistungen		20,0	-159,9
Abnahme/Zunahme andere Forderungen		3,0	-5,1
Abnahme/Zunahme aktive Rechnungsabgrenzungen		49,7	-107,6
Veränderung Deckungsdifferenzen	4, 14	-79,9	55,6
Abnahme/Zunahme Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen		-39,0	114,4
Abnahme andere kurzfristige Verbindlichkeiten		-2,2	-1,8
Zunahme passive Rechnungsabgrenzungen		84,9	64,2
Vereinnahmte Zinsen		0,1	0,0
Bezahlte Steuern		-0,5	-1,0
Geldfluss aus Geschäftstätigkeit		60,5	-15,8
Investitionen Sachanlagevermögen		-17,8	-9,3
Veräusserung Sachanlagevermögen		0,0	0,1
Investitionen immaterielles Anlagevermögen		-11,5	-8,5
Investitionen Finanzanlagen		-0,3	-0,1
Geldfluss aus Investitionstätigkeit		-29,6	-17,8
Rückzahlung/Aufnahme kurzfristige Finanzverbindlichkeiten		-27,0	45,8
Bezahlte Zinsen		-0,6	-1,3
Bezahlte Dividenden		-0,7	0,0
Geldfluss aus Finanzierungstätigkeit		-28,3	44,5
Veränderung flüssige Mittel		2,6	10,9
Nachweis			
Flüssige Mittel am Anfang der Periode		16,8	5,9
Flüssige Mittel am Ende der Periode		19,4	16,8
Veränderung flüssige Mittel		2,6	10,9

Erläuterungen zur Geldflussrechnung

Nicht liquiditätswirksame Investitionstätigkeiten:

- Offene Rechnungen für Investitionen in Sachanlagevermögen: 0,4 Mio. CHF (Vorjahr 0,8 Mio. CHF)
- Offene Rechnungen für Investitionen in Immaterielles Anlagevermögen: 3,6 Mio. CHF (Vorjahr 0,4 Mio. CHF)
- Aktivierte Fremdkapitalzinsen: keine (Vorjahr 0,1 Mio. CHF im Sachanlagevermögen)

Entwicklung des Eigenkapitals

Mio. CHF	Aktienkapital	Allgemeine Reserve	Bilanzgewinn	Total Eigenkapital
Eigenkapital 1.1.2009	15,0	0,1	3,8	18,9
Zuweisung	0,0	0,1	-0,1	0,0
Unternehmensergebnis 2009	0,0	0,0	5,3	5,3
Stand 31.12.2009	15,0	0,2	9,0	24,2
Zuweisung	0,0	0,2	-0,2	0,0
Dividendenausschüttung	0,0	0,0	-0,7	-0,7
Unternehmensergebnis 2010	0,0	0,0	2,7	2,7
Stand 31.12.2010	15,0	0,4	10,8	26,2

Das Aktienkapital besteht aus 15 000 000 voll einbezahlten Namenaktien mit einem Nominalwert von je 1 CHF.

Anhang

1. Grundsätze der Rechnungslegung

Allgemeines

Die Jahresrechnung 2010 der swissgrid ag (im Folgenden: Swissgrid) wurde in Übereinstimmung mit den Fachempfehlungen zur Rechnungslegung (Swiss GAAP FER) und nach den Vorschriften des Aktienrechts erstellt. Sie vermittelt ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage. Dieser Swiss GAAP FER-Abschluss entspricht zudem dem handelsrechtlichen Abschluss. Innerhalb der Erfolgsrechnung 2009 wurden aufgrund von Änderungen im Kontenplan geringfügige Umgliederungen zwischen den Positionen «Material und Fremdleistungen» und «Personal» vorgenommen; das Unternehmensergebnis ist davon nicht betroffen. Ausserdem hat der per 1. Januar 2010 verordnete neue Tarif für Blindenergie zur Folge, dass die Vorjahreswerte des regulierten Geschäftsbetriebs für Vergleichszwecke vereinzelt umgliedert wurden; auch hier entsteht kein Einfluss auf das Unternehmensergebnis. Schliesslich wurde 2010 die Kostenrechnung aufgrund von regulatorischen Anforderungen grundlegend überarbeitet und neu aufgesetzt. Im Vergleich zum Vorjahr resultieren dadurch bei den Betriebskosten Verschiebungen innerhalb der Segmente.

Fremdwährungsumrechnung

Die Buchführung erfolgt in der Landeswährung Schweizer Franken (CHF). Sämtliche in Fremdwährung erfassten monetären Vermögenswerte und Verbindlichkeiten werden zum Tageskurs des Bilanzstichtags umgerechnet. Transaktionen in fremder Währung werden zum Durchschnittskurs des Monats, in dem die Transaktion stattgefunden hat, umgerechnet. Kursgewinne und -verluste aus Fremdwährungstransaktionen werden erfolgswirksam erfasst und in der gleichen Position ausgewiesen wie die zugrunde liegende Transaktion.

Geldflussrechnung

Der Fonds Flüssige Mittel bildet die Grundlage für den Ausweis der Geldflussrechnung. Der Geldfluss aus Geschäftstätigkeit wird nach der indirekten Methode berechnet.

Umsatzlegung

Umsatzerlöse werden bei der Leistungserfüllung erfolgswirksam gebucht. Beim regulierten Geschäft basiert die Bemessung der Leistung hauptsächlich auf direkt am Übertragungsnetz gemessenen bzw. von nachgelagerten Netzebenen gemeldeten Energiemengen. Für einzelne Umsatz- und Beschaffungspositionen liegen erste Abrechnungswerte frühestens sechs Wochen nach Leistungserbringung vor, sodass für die Umsatzlegung dieser Positionen Abgrenzungen aufgrund von historischen und statistischen Daten sowie auf Basis von Schätzungen vorgenommen werden müssen.

Reguliertes Geschäft

Deckungsdifferenzen (Über- und Unterdeckungen): Laut Bundesgesetz über die Stromversorgung (StromVG) Art. 14 sind die Kosten für die Netznutzung verursachergerecht auf die Nutzer umzulegen. Die Tarife für ein

Geschäftsjahr werden auf Basis von historischen Kosten festgelegt, d.h., die Tarife basieren in der Regel auf einer zwei Jahre im Voraus ermittelten Kostenbasis. Der effektive Aufwand und der effektive Ertrag weichen aufgrund von Mengen- und Preisabweichungen sowohl auf der Absatz- als auch auf der Beschaffungsseite von der Tarifikalkulation ab, sodass Über- oder Unterdeckungen entstehen, d.h., die Tarifeinnahmen eines Geschäftsjahres sind höher oder tiefer als der entstandene Aufwand im gleichen Zeitraum. Diese Deckungsdifferenzen werden in die Bilanz übernommen und in künftigen Tarifperioden kostenwirksam berücksichtigt.

Regulierter EBIT: Das Ergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT) aus dem regulierten Geschäft ist in Artikel 13 Stromversorgungsverordnung (StromVV) festgelegt und entspricht der Verzinsung des für den Netzbetrieb notwendigen Vermögens. Das betriebsnotwendige Vermögen besteht demnach aus dem Nettoumlaufvermögen und dem Anlagevermögen per Ende Geschäftsjahr. Der verwendete Kapitalkostensatz (WACC) entspricht der durchschnittlichen Rendite von 10-jährigen Bundesobligationen zuzüglich einer risikogerechten Entschädigung von 1,93 % für das Jahr 2010. Der Kapitalkostensatz für das Geschäftsjahr 2010 beträgt wie im Vorjahr 4,55 %.

Die Anrechenbarkeit der Betriebs- und Kapitalkosten von Swissgrid unterliegt der Genehmigung durch die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom), welche ex post erfolgt. Im Falle einer ex post verfügbaren Kostenanpassung kann Beschwerde beim Bundesverwaltungsgericht eingereicht werden. Sofern keine Beschwerde eingereicht wird, die Erfolgsaussichten einer eingereichten Beschwerde aufgrund einer Neueinschätzung mit unter 50% beurteilt werden oder ein rechtskräftiges Urteil vorliegt, erfolgt eine Kostenanpassung mit Auswirkung auf das betriebliche Ergebnis von Swissgrid.

Sachanlagen

Sachanlagen werden zu Anschaffungs- oder Herstellkosten abzüglich kumulierter Abschreibungen und allfälliger Wertminderungen bilanziert. Die Abschreibungen erfolgen nach der linearen Methode aufgrund der geschätzten technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauer. Die Nutzungsdauer bewegt sich für die nachstehenden Anlagekategorien innerhalb folgender Bandbreiten:

- Anlagen im Bau: nur bei Wertminderungen
- Betriebs- und Geschäftsausstattung: 3 bis 10 Jahre
- Ausbau Betriebs- und Verwaltungsgebäude: 5 bis 10 Jahre bzw. Laufzeit Mietvertrag bei Investitionen in fremde Liegenschaften

Immaterielle Anlagen

Immaterielle Anlagen werden zu Anschaffungs- oder Herstellkosten abzüglich kumulierter Abschreibungen und allfälliger Wertminderungen bilanziert. Die Abschreibungen erfolgen nach der linearen Methode aufgrund der geschätzten technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauer. Die Nutzungsdauer bewegt sich für die nachstehenden Anlagekategorien innerhalb folgender Bandbreiten:

- Immaterielle Anlagen in Entwicklung: nur bei Wertminderungen
- Software: 2 bis 10 Jahre
- Technische Regelwerke: 3 bis 5 Jahre

Wertminderungen

Die Werthaltigkeit von Sach- und immateriellen Anlagen wird jährlich beurteilt. Liegen Anzeichen einer Wertminderung vor – d.h., beispielsweise die in den Vollkosten enthaltenen Abschreibungen lassen sich voraussichtlich nicht mehr an die Empfänger der Swissgrid-Leistungserstellung weitergeben –, wird eine Berechnung des erzielbaren Wertes durchgeführt. Übersteigt der Buchwert den erzielbaren Wert, wird eine zusätzliche Abschreibung verbucht.

Anlagen im Bau/Immaterielle Anlagen in Entwicklung

Bei Anlagen im Bau bzw. immateriellen Anlagen in Entwicklung handelt es sich um noch nicht fertiggestellte bzw. noch nicht betriebsbereite Anlagegüter. Als Anlagegüter gelten dabei alle Positionen des Sach- und des immateriellen Anlagevermögens inkl. die von Swissgrid-Mitarbeitenden erbrachten Eigenleistungen. Jeweils am Bilanzstichtag wird überprüft, ob Anlagen im Bau bzw. immaterielle Anlagen in Entwicklung bestehen, die nicht werthaltig sind. Diese werden im jeweiligen Realisierungsjahr als Wertminderungen erfasst. Die ordentliche Abschreibung dieser Vermögenswerte beginnt mit der Fertigstellung bzw. dem Erreichen des betriebsbereiten Zustandes.

Derivative Finanzinstrumente

Zur Absicherung von Währungs- und Zinssatzrisiken werden bei Swissgrid derivative Finanzinstrumente eingesetzt. Sie werden in der Bilanz erfasst, wenn sie die Definition eines Aktivums oder einer Verbindlichkeit erfüllen. Die Bewertung erfolgt zu Kurswerten; Wertänderungen werden in der gleichen Position der Erfolgsrechnung ausgewiesen wie die zugrunde liegende Transaktion. Feste Termingeschäfte werden im Zeitpunkt der Erfassung zum aktuellen Wert erfasst. Die Instrumente werden im Anhang offengelegt.

Forderungen

Forderungen werden zu Nominalwerten abzüglich betriebswirtschaftlich notwendiger Wertminderungen ausgewiesen.

Flüssige Mittel

Die flüssigen Mittel enthalten Kassenbestände, Bankguthaben sowie Geldanlagen bei Banken mit einer Laufzeit bis 90 Tage. Sie sind zu Nominalwerten bilanziert.

Verbindlichkeiten

Die Verbindlichkeiten beinhalten kurz- und langfristige Schulden, die zum Rückzahlungsbetrag bilanziert sind.

Rückstellungen

Eine Rückstellung wird gebildet, wenn eine auf einem Ereignis vor dem Bilanzstichtag begründete Verpflichtung vorliegt, deren Höhe und/oder Fälligkeit ungewiss, aber schätzbar ist. Diese Verpflichtung begründet eine Verbindlichkeit.

Eventualverpflichtungen

Eventualverpflichtungen werden am Bilanzstichtag bewertet. Falls ein Mittelabfluss ohne nutzbaren Mittelzufluss wahrscheinlich ist, wird eine Rückstellung gebildet. Andernfalls werden sie ausserhalb der Bilanz offen gelegt.

Fremdkapitalzinsen

Die Fremdkapitalzinsen werden grundsätzlich in der Periode als Aufwand erfasst, für welche sie geschuldet sind. Fremdkapitalzinsen, welche im Zusammenhang mit der Erstellung einer Anlage stehen, werden aktiviert. Dabei werden die aktivierten Zinsen in der Periode vom Erstellungsbeginn bis zum Beginn der Nutzung der Anlage berechnet.

Personalvorsorge

Swissgrid ist bei einer Branchensammeleinrichtung (PKE, Pensionskasse Energie) angeschlossen. Dabei handelt es sich um eine rechtlich selbstständige Vorsorgeeinrichtung. Mitglieder dieser Vorsorgeeinrichtung sind sämtliche fest angestellten Mitarbeitenden der Gesellschaft ab dem 1. Januar nach Vollendung des 17. Altersjahrs. Diese sind für den Invaliditäts- und den Todesfall versichert. Ab 1. Januar nach Vollendung des 24. Altersjahrs sind sie auch für Altersleistungen versichert.

Die Aktivierung eines wirtschaftlichen Nutzens aus Überdeckung in der Vorsorgeeinrichtung (beispielsweise in Form einer positiven Auswirkung auf zukünftige Geldflüsse) erfolgt nicht, da weder die Voraussetzungen dafür erfüllt sind noch die Gesellschaft beabsichtigt, diesen zur Senkung von Arbeitgeberbeiträgen einzusetzen. Ein sich aus frei verfügbaren Arbeitgeberbeitragsreserven ergebender Nutzen wird als Aktivum erfasst.

Eine wirtschaftliche Verpflichtung (beispielsweise in Form von negativen Auswirkungen auf zukünftige Geldflüsse infolge einer Unterdeckung in der Vorsorgeeinrichtung) wird erfasst, wenn die Voraussetzungen für die Bildung einer Rückstellung erfüllt sind. Die auf die Periode abgegrenzten Beiträge, die Differenz zwischen dem jährlich ermittelten wirtschaftlichen Nutzen aus Überdeckungen in der Vorsorgeeinrichtung und Verpflichtungen sowie die Veränderung der Arbeitgeberbeitragsreserve werden als Personalaufwand in der Erfolgsrechnung erfasst.

Transaktionen mit Nahestehenden

Nahestehende umfassen Organisationen und Personen, die direkt oder indirekt einen bedeutenden Einfluss auf finanzielle oder operative Entscheide von Swissgrid ausüben können. Aktionäre, die allein oder zusammen mit Anderen Stimmrechtsanteile von mindestens 20% an Swissgrid halten, gelten grundsätzlich als Nahestehende. Neben dem Stimmrechtsanteil werden bei den Aktionären weitere Kriterien berücksichtigt (u.a. Vertretung in Gremien, Möglichkeit der Einflussnahme aufgrund Aktionärsstruktur). Tochtergesellschaften von nahestehenden Aktionären werden ebenso zu den Nahestehenden gezählt wie Partnerwerksgesellschaften, deren Aktien zu 100% von nahestehenden Aktionären gehalten werden. Ebenfalls zu den Nahestehenden zählen Verwaltungsrats- und Geschäftsleitungsmitglieder.

Beziehungen zu Nahestehenden werden, sofern vorhanden und wesentlich, im Anhang der Jahresrechnung offengelegt. Sämtliche Transaktionen erfolgen zu marktüblichen Bedingungen.

Segmentinformation

Die Segmentierung basiert auf den im StromVG definierten Tarifgruppen und orientiert sich an der firmeninternen Reportingstruktur.

2. Schätzungsunsicherheiten

Die Rechnungslegung erfordert Einschätzungen und das Treffen von Annahmen, welche die Jahresrechnung von Swissgrid massgeblich beeinflussen können. Bezogen auf die bilanzierten Vermögenswerte und Verbindlichkeiten enthalten insbesondere die Rechnungsabgrenzungen und Deckungsdifferenzen verschiedene Annahmen und Schätzungen, die bedeutende Anpassungen erforderlich machen können. Die Ursachen liegen in einzelnen Umsatz- und Beschaffungspositionen, bei denen die Mengengrundlage zum Zeitpunkt der Abschlusserstellung noch nicht vorliegt, sowie in regulatorischen Unsicherheiten. Die Deckungsdifferenzen werden ausserdem beeinflusst von Einschätzungen bei der Aufteilung des Betriebsaufwands auf die Segmente.

Vergleiche dazu auch die Ausführungen in den Abschnitten «Umsatzlegung» und «Reguliertes Geschäft» in Anmerkung 1 ab Seite 48 sowie die Erläuterungen im nachfolgenden Abschnitt.

3. Laufende rechtliche Verfahren

Die nachstehende Aufstellung beinhaltet nur Verfügungen und Verfahren, bei denen Swissgrid Beschwerdeführerin oder unmittelbar involvierte Partei ist. Gegen diese und andere Verfügungen und Verfahren der ElCom sind verschiedene weitere Beschwerden von Drittparteien beim Bundesverwaltungsgericht hängig, welche in der nachstehenden Aufstellung nicht aufgeführt sind. Die Beschwerden dieser Parteien können – sofern ein rechtskräftiges Gerichtsurteil vorliegt – auch einen Einfluss auf die Jahresrechnung von Swissgrid haben. Diese Sachverhalte werden jeweils in den betroffenen Bilanz- und Erfolgsrechnungspositionen ausgewiesen.

	Verfügungen/Verfahren durch ElCom	Datum	Stand* 31.12.2010	Stand* 31.12.2009
1	Verfügung Kosten und Tarife 2009 für die Netznutzung Netzebene 1 und Systemdienstleistungen	06.03.2009	d	d
2	Verfügung Kosten und Tarife 2010 für die Netznutzung Netzebene 1 und Systemdienstleistungen	04.03.2010	d	a
3	Verfügung Kosten und Tarife 2011 für die Netznutzung Netzebene 1 und Systemdienstleistungen	11.11.2010	d	–
4	Prüfbericht/Verfahren ex post Überprüfung SDL-Kosten 2009	17.12.2010	b	–

* Mit diesem Buchstaben kann nachfolgend der Stand der rechtlichen Auseinandersetzungen abgeleitet werden.

Ziffer	Verfahrensschritte/Instanzenweg
a	Verfahrenseröffnung durch ECom eingeleitet
b	Prüfbericht zugestellt und rechtliches Gehör im Verfahren wahrgenommen
c	Verfügung ECom eröffnet
d	Beschwerde beim Bundesverwaltungsgericht erhoben
e	Urteil des Bundesverwaltungsgerichtes gefällt
f	Beschwerde beim Bundesgericht erhoben
g	Urteil des Bundesgerichtes gefällt

Erläuterungen zu den vier Verfahren

Zu 1 und 4 (2009): Ein wesentlicher Punkt der Beschwerde von Swissgrid gegen die Tarifverfügung 2009 der ECom betrifft die Tarife für Systemdienstleistungen (SDL), da sich ECom vorbehält, die effektiven SDL-Kosten zu überprüfen und über deren Anrechenbarkeit zu entscheiden. Aufgrund dieses Sachverhaltes besteht das Risiko, dass ECom die im Geschäftsjahr 2009 effektiv entstandenen SDL-Kosten im Rahmen der ex post-Überprüfung nicht als anrechenbar anerkennt.

Im April 2010 wurde denn auch ein Verfahren zur Genehmigung der Kosten für die allgemeinen Systemdienstleistungen des Jahres 2009 durch ECom eröffnet. Zum Bilanzstichtag liegen der Prüfbericht und die Gewährleistung des rechtlichen Gehörs vor, welche rechtlich nicht bindend sind. Gemäss Prüfbericht vom 17. Dezember 2010 werden die Beschaffungskosten komplett genehmigt. Von den Betriebskosten von Swissgrid werden 1,8 Mio. CHF durch ECom als nicht anrechenbar qualifiziert.

Der Verwaltungsrat und die Geschäftsleitung von Swissgrid sind dezidiert der Meinung, dass alle Ausgaben im Rahmen des gesetzlichen Auftrages erfolgt sind und damit als anrechenbar qualifiziert sind. Swissgrid hat dies in ihrer Stellungnahme zum Prüfbericht detailliert erläutert. Sollte ECom gleichwohl eine Kostenkürzung verfügen, wäre Swissgrid aufgrund ihrer vorstehenden Beurteilung gezwungen, Beschwerde einzureichen. In diesem Fall dürfte ein letztinstanzliches Urteil nicht vor 2013 erfolgen.

Aufgrund dieser Einschätzung hat Swissgrid keine Wertminderungen der Unterdeckung aus reguliertem Geschäft für nicht anerkannte SDL-Kosten 2009 zulasten des Ergebnisses 2010 vorgenommen.

Zu 2 (2010): Die in 2010 tatsächlich entstandenen Betriebs- und Kapitalkosten von Swissgrid liegen im regulierten Bereich um ca. 15 Mio. CHF über der Kostenbasis des Vorjahres. Massgebend laut Gesetz und Verordnung sind die effektiven Betriebs- und Kapitalkosten von Swissgrid, welche einer allfälligen ex post-Überprüfung durch ECom unterliegen.

Es besteht daher ein Risiko, dass diese zusätzlichen Betriebs- und Kapitalkosten 2010, welche insbesondere auch in Zusammenhang mit der Vorbereitung auf die Überführung des Übertragungsnetzes sowie der Erlangung der damit verbundenen Betriebsbereitschaft angefallen sind, im Rahmen einer allfälligen ex post-Überprüfung durch ECom nicht vollumfänglich als anrechenbar anerkannt werden.

Der Verwaltungsrat und die Geschäftsleitung von Swissgrid sind dezidiert der Meinung, dass alle Ausgaben im regulierten Bereich im Rahmen des gesetzlichen Auftrages erfolgt sind und damit als anrechenbar qualifiziert sind. Sollte im Rahmen einer allfälligen ex post-Überprüfung eine Kostenkürzung verfügt werden, wäre Swissgrid aufgrund ihrer vorstehenden Beurteilung gezwungen, Beschwerde einzureichen. Ein letztinstanzliches Urteil würde aller Voraussicht nach frühestens 2013 erfolgen.

Aufgrund dieser Einschätzung hat Swissgrid alle regulierten Betriebs- und Kapitalkosten in der Jahresrechnung 2010 als anrechenbar angesetzt und damit vollumfänglich in den Unter- und Überdeckungen aus reguliertem Geschäft berücksichtigt.

Aus Sicht von Swissgrid beträgt das kumulierte Risiko für nicht anrechenbare Kosten per 31. Dezember 2010 somit 16,8 Mio. CHF (2009: 1,8 Mio. CHF, 2010: 15 Mio. CHF).

Zu 3 (2011): Auch für 2011 werden aufgrund der bevorstehenden Übernahme des Übertragungsnetzes sowie der damit verbundenen Erlangung der Betriebsbereitschaft zusätzliche Transaktions- und Vorlaufkosten anfallen. Diese erhöhte Kostenbasis floss in den vom Verwaltungsrat genehmigten Kostenrahmen für die Tarifikalkulation 2011 ein. Die Regulierungsbehörde ElCom hat in ihrer Verfügung vom 11. November 2010 die anrechenbaren Betriebs- und Kapitalkosten von Swissgrid im Bereich der Transaktions- und Aufbaukosten für 2011 ex ante um 7 Mio. CHF gekürzt.

Die Überführung des Übertragungsnetzes an Swissgrid ist im Stromversorgungsgesetz festgelegt. Dieser gesetzliche Auftrag stellt ein hochkomplexes Vorhaben dar mit einer Vielzahl an involvierten Parteien und der Notwendigkeit, den kompletten laufenden Betrieb unterbruchsfrei zu übernehmen. Das von Swissgrid gewählte gemeinsame Projektvorgehen mit den heutigen Übertragungsnetzeigentümern stellt eine pragmatische und effiziente Variante dar. Sofern Swissgrid nicht die notwendigen Mittel für die Überführung des Übertragungsnetzes einsetzt, riskiert sie, den gesetzlichen Auftrag – ein sicheres, leistungsfähiges und effizientes Netz zu betreiben – nicht fortwährend erbringen zu können. Im Weiteren könnte die im Gesetz vorgeschriebene Überführung des Übertragungsnetzes nicht in der gesetzlich festgelegten Frist erfolgen. Dies ist der Hauptgrund, weshalb Swissgrid gegen die Tarifverfügung 2011 Beschwerde beim Bundesverwaltungsgericht eingereicht hat.

Für das Geschäftsjahr 2011 dürfte sich eine ähnliche Kostensituation abzeichnen wie für das Geschäftsjahr 2010 (effektive Kosten vs. ex ante verfügte Kosten). Die entsprechenden Folgen sind vergleichbar mit den vorstehenden Erläuterungen zu den anderen laufenden Verfahren.

4. Segmentberichterstattung

Segmentbericht 2010

Mio. CHF	Total	Allgemeine Systemdienstleistungen/Ausgleichsenergie	Wirkverluste (Individuelle Systemdienstleistungen)	Blindenergie (Individuelle Systemdienstleistungen)	Netznutzung	Eliminationen	Total Regulierung	Nicht reguliert
Regulierter Nettoumsatz	790,9	333,9	85,3	3,9	377,2	-9,4	790,9	0,0
Übriger Betriebsertrag	12,4	0,9	0,0	0,0	0,5	0,0	1,4	11,0
Deckungsdifferenzen aus reguliertem Geschäft	79,9	81,4	-6,7	5,6	-0,4	0,0	79,9	0,0
Gesamtleistung	883,2	416,2	78,6	9,5	377,3	-9,4	872,2	11,0
Regulierter Beschaffungsaufwand	-771,8	-381,2	-71,8	-8,3	-319,9	9,4	-771,8	0,0
Bruttoergebnis	111,4	35,0	6,8	1,2	57,4	0,0	100,4	11,0
Betriebsaufwand inkl. Abschreibungen	-106,9	-34,4	-8,5	-1,0	-53,0	0,0	-96,9	-10,0
Ergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT)	4,5	0,6	-1,7	0,2	4,4	0,0	3,5	1,0

Segmentbericht 2009

Mio. CHF	Total	Allgemeine Systemdienstleistungen/Ausgleichsenergie	Wirkverluste (Individuelle Systemdienstleistungen)	Netznutzung	Eliminationen	Total Regulierung	Nicht reguliert
Regulierter Nettoumsatz	1 191,8	689,9	124,5	386,7	-9,3	1 191,8	0,0
Übriger Betriebsertrag	14,4	0,7	0,0	0,2	0,0	0,9	13,5
Deckungsdifferenzen aus reguliertem Geschäft	-55,6	0,0	-46,6	-9,0	0,0	-55,6	0,0
Gesamtleistung	1 150,6	690,6	77,9	377,9	-9,3	1 137,1	13,5
Regulierter Beschaffungsaufwand	-1 051,7	-655,3	-77,3	-328,4	9,3	-1 051,7	0,0
Bruttoergebnis	98,9	35,3	0,6	49,5	0,0	85,4	13,5
Betriebsaufwand inkl. Abschreibungen	-90,0	-32,0	-1,0	-44,2	0,0	-77,2	-12,8
Ergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT)	8,9	3,3	-0,4	5,3	0,0	8,2	0,7

Für die Segmentberichterstattung sind die Eigenleistungen vom Betriebsaufwand in Abzug gebracht worden und somit nicht in der Gesamtleistung enthalten. Deckungsdifferenzen: Bei Werten mit negativem Vorzeichen handelt es sich um Über-, andernfalls um Unterdeckungen.

Die gesetzliche Basis für die Anrechnung von Kapitalkosten im regulierten Geschäftsbereich wird in Anmerkung 1 auf Seite 49 erläutert. Der Gewinn vor Zinsen und Steuern (EBIT) im regulierten Geschäftsbereich entspricht den Kapitalkosten plus Steuern auf dem investierten betriebsnotwendigen Vermögen pro Segment. Die den vier regulierten Segmenten zuzuordnenden einzelnen Ertrags- und Beschaffungsaufwandpositionen sind in Anmerkung 5 auf Seite 59 aufgeführt.

Allgemeine Systemdienstleistungen/Ausgleichsenergie: Der grösste Aufwandsposten dieses Segmentes ist die Regelleistungsvorhaltung, d.h. die Vorhaltung von Kraftwerkskapazitäten, um Energieverbrauch und -einspeisung im Gleichgewicht zu halten. Weiter sind Aufwendungen und Erträge für Regelleistungs- und Ausgleichsenergie, die in gegenseitigem Zusammenhang zueinander stehen, ein Bestandteil dieses Segmentes. Ebenso enthalten sind die Aufwendungen für Spannungshaltung, Blindenergie (in 2010 anteilsweise, in 2009 vollständig), Schwarzstart-/Inselbetriebsfähigkeit sowie der Aufwand und Ertrag aus ungewolltem Austausch. Seit dem Geschäftsjahr 2010 wird den Produzenten zudem ein Aufwand für Netzverstärkungen vergütet, der ebenfalls Teil dieses Segmentes ist.

Im Geschäftsjahr 2009 war der Aufwand für allgemeine Systemdienstleistungen (SDL) weitgehend durch Tarifeinnahmen und durch Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung von mindestens 50 MW finanziert worden. Im Segment entstand für 2009 keine Über- oder Unterdeckung, da sämtliche nicht durch Tarifeinnahmen gedeckten Aufwendungen durch Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung von mindestens 50 MW getragen wurden.

In 2010 haben sich insbesondere auf der Ertragsseite Änderungen ergeben: Mehrere Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung von mindestens 50 MW haben gegen die Tarifverfügungen 2009 und 2010 der ElCom Beschwerde beim Bundesverwaltungsgericht eingereicht, da ihnen gemäss Art. 31b, Abs. 2 StromVV die Kosten für allgemeine Systemdienstleistungen, welche 0,40 Rp./kWh übersteigen, angelastet werden. Im Juli 2010 hat das Bundesverwaltungsgericht die erste Beschwerde eines Kraftwerkes gutgeheissen und den entsprechenden Verordnungsartikel als gesetzeswidrig eingestuft. Dieses Urteil und die Tarifverfügung 2011, welche dieses Urteil berücksichtigt, haben folgende Auswirkungen auf die Jahresrechnung 2010 von Swissgrid:

- Von den Restkosten 2009 von 346 Mio. CHF wurden 87,7 Mio. CHF von Kraftwerken getragen, welche Beschwerde eingereicht haben. Dieser Betrag wird laut Tarifverfügung 2011 der ElCom mit 4,25% verzinst, so dass den Kraftwerken ein Total von 91,5 Mio. CHF rückerstattet wird. Als Folge entsteht in diesem Umfang eine Deckungsdifferenz (Unterdeckung), welche in das Jahr 2011 vorgetragen und mittels einem höheren Allgemeinen SDL-Tarif zurückgeführt wird. Für Kraftwerke, welche keine Beschwerde eingereicht haben, gilt die Tarifverfügung 2009 unverändert, d.h. sie erhalten keine Rückerstattung der geleisteten Restkostenzahlungen.

- Für 2010 sind die Auswirkungen identisch: Die gesamten Restkosten betragen 56,5 Mio. CHF. Die beschwerdeführenden Kraftwerke werden ihre bisher geleisteten Akontozahlungen nach erfolgten Urteilen vollumfänglich zurückerhalten. Ihr Anteil an den Restkosten beträgt ca. 14,3 Mio. CHF und wird in zukünftige Tarifperioden vorgetragen. Der Anteil der nicht beschwerdeführenden Kraftwerke an den Restkosten beträgt ca. 42,2 Mio. CHF. Für die nicht beschwerdeführenden Kraftwerke gilt die Tarifverfügung 2010 unverändert, d.h. sie müssen ihren Anteil an den Restkosten vollumfänglich tragen.
- Für beschwerdeführende Kraftwerke, welche gleichzeitig Netzbetreiber sind und welche sowohl gegen Abs. 2 und Abs. 3 der Tarifverfügungen 2009 und 2010 geklagt haben, gilt für die Jahre 2009 und 2010 ein Allgemeiner SDL-Tarif von 0,77 bzw. 0,76 Rp./kWh und nicht wie bis anhin 0,40 Rp./kWh. Als Folge wird ihnen die Tariffdifferenz auf der abgegebenen Endverbrauchermenge nachbelastet. Daraus resultieren kumuliert 24,4 Mio. CHF an Allgemeinen SDL-Tariferträgen aus Nachverrechnungen, welche ebenfalls als Deckungsdifferenz auf zukünftige Tarifperioden vorgetragen werden (12,6 Mio. CHF inkl. 4,25% Zins für 2009 und 11,8 Mio. CHF für 2010).
- Kumuliert ergibt sich damit eine Deckungsdifferenz von 81,4 Mio. CHF im Segment Allgemeine Systemdienstleistungen (91,5 Mio. CHF für 2009 und 14,3 Mio. CHF für 2010, abzüglich Nachverrechnungen von 12,6 Mio. CHF bzw. 11,8 Mio. CHF).

Wirkverluste (Individuelle Systemdienstleistungen): In diesem Segment sind die Aufwendungen und Erträge für Wirkverluste im Übertragungsnetz ausgewiesen. Die Erträge stammen aus Tarifeinnahmen und Abgelungen für internationale Transitflüsse (ITC). Seit 2010 erfolgt zudem eine kompensierende individuelle Verrechnung an die Halter von langfristigen Lieferverträgen mit dem Ausland (LTC). Ein Teil dieser Erlöse fliesst ebenfalls in dieses Segment. Die Beschaffung von Wirkverlusten erfolgt am Spotmarkt und mittels Ausschreibungen.

Im Geschäftsjahr resultierte eine Überdeckung des Beschaffungsaufwands von insgesamt 6,7 Mio. CHF (Vorjahr 46,6 Mio. CHF Überdeckung).

Blindenergie (Individuelle Systemdienstleistungen): Die Lieferung von Blindenergie zur Einhaltung der erforderlichen Betriebsspannung ist durch vertragliche Vereinbarungen mit mehreren Kraftwerken sichergestellt. Seit dem 1. Januar 2010 wird der Beschaffungsaufwand nicht mehr ausschliesslich durch den allgemeinen SDL-Tarif, sondern auch durch einen individuellen Tarif für Blindenergie gedeckt.

Im Geschäftsjahr resultierte eine Unterdeckung des Beschaffungsaufwands von 5,6 Mio. CHF.

Netznutzung: Im Bereich Netznutzung werden die Aufwendungen für die Betriebs- und Kapitalkosten des Übertragungsnetzes ausgewiesen, die durch Tarifeinnahmen, Auktionserlöse aus Versteigerung von Engpasskapazitäten an den Grenzen und Abgeltungen für internationale Transitflüsse (ITC) finanziert werden. Ebenso fliesst seit 2010 ein Teil der LTC-Erlöse in dieses Segment (vergleiche dazu obenstehende Bemerkungen im Segment Wirkverluste).

Der Beschaffungsaufwand von 319,9 Mio. CHF (Vorjahr 328,4 Mio. CHF) entspricht der vom Regulator verfügbaren Abgeltung an die Übertragungsnetzeigentümer für die Betriebs- und Kapitalkosten des Übertragungsnetzes. Im Geschäftsjahr resultierte im Segment Netznutzung eine Überdeckung von 0,4 Mio. CHF (Vorjahr 9,0 Mio. CHF Überdeckung).

5. Regulierter Nettoumsatz und regulierter Beschaffungsaufwand

Mio. CHF	Segment	2010	2009
Tarifertrag Allgemeine Systemdienstleistungen (SDL) und Ertrag ungewollter Austausch	A	277,7	233,1
davon ordentlich		253,3	233,1
davon Nachverrechnungen		24,4	0,0
Verrechnung Restkosten an Kraftwerke \geq 50 MW	A	-49,3	346,0
davon ordentlich		42,2	346,0
davon Rückerstattung aus 2009		-91,5	0,0
Ertrag SDL-Energie und Bilanzgruppen-Ausgleichsenergie	A	105,5	110,8
Tarifertrag Wirkverluste	B	63,6	102,0
Tarifertrag Blindenergie	C	3,9	0,0
Tarifertrag Netznutzung	D	325,7	290,8
Erlöse ITC netto	B/D	18,8	88,4
Erlöse von LTC-Haltern	B/D	14,4	0,0
Auktionserlöse	D	40,0	30,0
Eliminationen		-9,4	-9,3
Regulierter Nettoumsatz		790,9	1 191,8
SDL-Regelleistungsvorhaltungsaufwand und Aufwand ungewollter Austausch	A	272,3	540,5
Aufwand Schwarzstart-/Inselbetriebsfähigkeit und Aufwand Netzverstärkung	A	1,4	1,1
Aufwand SDL-Energie und Bilanzgruppen-Ausgleichsenergie	A	90,7	87,3
Aufwand Kompensation Wirkverluste	B	71,8	77,3
Aufwand Blindenergie/Spannungshaltung	A/C	25,1	26,4
Betriebsaufwand Übertragungsnetz	D	170,8	186,8
Kapitalaufwand Übertragungsnetz	D	149,1	141,6
Eliminationen		-9,4	-9,3
Regulierter Beschaffungsaufwand		771,8	1 051,7

Verwendete Buchstaben für die Segmentzuteilung:

- A = Allgemeine Systemdienstleistungen/Ausgleichsenergie
- B = Wirkverluste (Individuelle Systemdienstleistungen)
- C = Blindenergie (Individuelle Systemdienstleistungen)
- D = Netznutzung

Die Segmentberichterstattung befindet sich in Anmerkung 4 ab Seite 55.

Die ITC-Erlöse setzen sich wie folgt zusammen:

- Abgeltung Wirkverluste (B) 13,5 Mio. CHF (Vorjahr 22,5 Mio. CHF)
- Abgeltung Netznutzung (D) 5,3 Mio. CHF (Vorjahr 65,9 Mio. CHF)

Die Abgeltung für Netznutzung entspricht dem Nettoertrag. Vom Bruttoertrag von 7,7 Mio. CHF (Vorjahr 67,6 Mio. CHF) werden die Aufsichtsabgaben an die ElCom und an das Bundesamt für Energie (BFE) in der Höhe von 2,4 Mio. CHF (Vorjahr 1,7 Mio. CHF) abgezogen.

Der Erlös von LTC-Haltern setzt sich wie folgt zusammen:

- Abgeltung Wirkverluste (B) 8,2 Mio. CHF (Vorjahr 0 CHF)
- Abgeltung Netznutzung (D) 6,2 Mio. CHF (Vorjahr 0 CHF)

Der Aufwand für Blindenergie/Spannungshaltung setzt sich wie folgt zusammen:

- Allgemeine SDL (A): 16,8 Mio. CHF (Vorjahr 26,4 Mio. CHF)
- Blindenergie (C): 8,3 Mio. CHF (Vorjahr 0 CHF)

Eliminationen: Wirkverluste stellen eine eigene interne Bilanzgruppe dar. Als Folge resultieren zwischen den beiden Segmenten Allgemeine Systemdienstleistungen/Ausgleichsenergie und Wirkverluste interne Transaktionen.

6. Übriger Betriebsertrag

Mio. CHF	2010	2009
Abwicklung Energiegesetz	3,8	4,8
Abwicklung Auktionen	5,4	6,3
Ausstellung Herkunftsnachweise erneuerbare Energien	1,0	1,1
Sonstiges	2,2	2,2
	12,4	14,4

Der Posten Sonstiges enthält Ertrag von assoziierten Gesellschaften in der Höhe von 0,3 Mio. CHF (Vorjahr 0,6 Mio. CHF).

7. Material und Fremdleistungen

Mio. CHF	2010	2009
Projekt-, Beratungs- und Unterhaltsleistungen	23,0	18,6
Wartung Hard- und Software	6,1	5,0
	29,1	23,6

In der Position Material und Fremdleistungen sind Aufwendungen für strategische Projekte in der Höhe von 14,7 Mio. CHF (Vorjahr 7,2 Mio. CHF) enthalten. Davon betreffen 7,0 Mio. CHF den Aufbau des Geschäftsbereichs Asset Management und die Vorbereitung der Überführung des Übertragungsnetzes.

Der Posten Projekt-, Beratungs- und Unterhaltsleistungen enthält Aufwand zugunsten von assoziierten Gesellschaften in der Höhe von 0,6 Mio. CHF (Vorjahr 0,8 Mio. CHF).

8. Personal

Mio. CHF	2010	2009
Gehälter, Boni, Zulagen	38,2	32,2
Personalversicherungen	5,7	5,0
Sonstiger Personalaufwand	4,9	4,6
	48,8	41,8
Mitarbeitende Jahresendbestand (31.12.)		
Personen	327	256
Vollzeitstellen	318,7	248,2

Der sonstige Personalaufwand beinhaltet insbesondere Kosten für Rekrutierung, Arbeitsleistungen Dritter (temporärer Ersatz), Mitarbeiterspesen sowie Aus- und Weiterbildung.

Vergütungen an die Geschäftsleitung

Mio. CHF	2010	2009
Fixe Vergütungen (inkl. Pauschalspesen)	2,29	1,74
Variable Vergütungen	0,47	0,37
Sachleistungen ¹	0,03	0,02
Vorsorgeleistungen ²	0,38	0,41
Total Vergütungen an die Geschäftsleitung	3,17	2,54
Davon an das höchstverdienende Mitglied der Geschäftsleitung		
Fixe Vergütungen (inkl. Pauschalspesen)	0,51	0,51
Variable Vergütungen	0,12	0,08
Vorsorgeleistungen ²	0,08	0,07
Total Vergütungen an das höchstverdienende Mitglied der Geschäftsleitung	0,71	0,66

¹ Die Sachleistungen beinhalten die Privatbenützung von Geschäftsfahrzeugen.

² Die Vorsorgeleistungen enthalten Arbeitgeberbeiträge an Sozialversicherungen und Personalvorsorge.

Vergütungen an Geschäftsleitungsmitglieder ad interim sind in der Aufstellung nicht enthalten. Weitere Angaben zu den Mitgliedern der Geschäftsleitung befinden sich im Bericht zur Corporate Governance auf Seite 84.

9. Übriger Betriebsaufwand

Mio. CHF	2010	2009
Miet- und Raumaufwand	4,0	3,7
Miete von Kommunikationseinrichtungen/Telekommunikationsaufwand	2,2	2,1
VR-Honorare und -Spesen inklusive Sozialleistungen	1,1	1,0
Übriger Verwaltungsaufwand	6,1	3,3
	13,4	10,1

VR-Honorare und -Spesen stellen fixe Bruttovergütungen dar, welche in Form von Barmitteln ausbezahlt werden (exkl. Arbeitgeberbeiträge für Sozialversicherungen bzw. Mehrwertsteuer bei Auszahlung an den Arbeitgeber). Die Vergütung an den Verwaltungsratspräsidenten betrug 254000 CHF inkl. Spesen (Vorjahr 250000 CHF). Die weiteren Verwaltungsratsmitglieder erhielten in den Jahren 2009 und 2010 je eine Vergütung zwischen 55000 CHF und 60000 CHF inkl. Spesen. Ein Mitglied wurde im Jahr 2010 für den Vorsitz des Steuerungsausschusses der Überführung des Übertragungsnetzes zusätzlich mit rund 17000 CHF entschädigt.

Weitere Angaben zu den Mitgliedern des Verwaltungsrates befinden sich im Bericht zur Corporate Governance auf Seite 80.

10. Finanzertrag

Mio. CHF	2010	2009
Zinsertrag	0,1	0,1
Veränderung Wiederbeschaffungswerte von Derivaten	0,1	0,0
	0,2	0,1

11. Finanzaufwand

Mio. CHF	2010	2009
Zinsaufwand	1,4	2,3
Veränderung Wiederbeschaffungswerte von Derivaten	0,0	0,1
Aktivierte Fremdkapitalzinsen	0,0	-0,1
Übriger Finanzaufwand	0,0	0,1
	1,4	2,4

12. Anlagevermögen

Anlagespiegel Sachanlagen 2010

Mio. CHF	Anzahlungen und Anlagen im Bau	Betriebs- und Geschäfts- ausstattung	Betriebs- und Verwaltungs- gebäude	Total
Anschaffungswert 1.1.2010	8,4	33,0	3,7	45,1
Zugänge	12,2	3,7	2,3	18,2
Abgänge	-0,1	-17,5	0,0	-17,6
Umklassierung	-12,8	9,6	3,2	0,0
Anschaffungswert 31.12.2010	7,7	28,8	9,2	45,7
Kum. Abschreibungen 1.1.2010	0,1	25,4	2,3	27,8
Abschreibungen	0,0	4,7	1,1	5,8
Wertminderungen	0,0	0,0	0,0	0,0
Abgänge	-0,1	-17,5	0,0	-17,6
Kum. Abschreibungen 31.12.2010	0,0	12,6	3,4	16,0
Nettobuchwert 1.1.2010	8,3	7,6	1,4	17,3
Nettobuchwert 31.12.2010	7,7	16,2	5,8	29,7

Anlagespiegel Sachanlagen 2009

Mio. CHF	Anzahlungen und Anlagen im Bau	Betriebs- und Geschäfts- ausstattung	Betriebs- und Verwaltungs- gebäude	Total
Anschaffungswert 1.1.2009	4,0	27,8	3,7	35,5
Zugänge	7,0	3,1	0,1	10,2
Abgänge	0,0	-0,5	-0,1	-0,6
Umklassierung	-2,6	2,6	0,0	0,0
Anschaffungswert 31.12.2009	8,4	33,0	3,7	45,1
Kum. Abschreibungen 1.1.2009	0,1	22,7	1,7	24,5
Abschreibungen	0,0	3,2	0,6	3,8
Wertminderungen	0,0	0,0	0,0	0,0
Abgänge	0,0	-0,5	0,0	-0,5
Kum. Abschreibungen 31.12.2009	0,1	25,4	2,3	27,8
Nettobuchwert 1.1.2009	3,9	5,1	2,0	11,0
Nettobuchwert 31.12.2009	8,3	7,6	1,4	17,3

Von Nahestehenden wurden Informatikanlagen für 0,5 Mio. CHF (Vorjahr 1,2 Mio. CHF) und Bauleistungen im Umfang von 1,2 Mio. CHF (Vorjahr 0,8 Mio. CHF) bezogen.

Die Brandversicherungswerte betragen am 31. Dezember 2010 37,5 Mio. CHF (Vorjahr 56,0 Mio. CHF).

Anlagespiegel Immaterielle Anlagen 2010

Mio. CHF	Software			Technische Regelwerke		
	Erworbene	Selbst erarbeitete	Total	Erworbene	Selbst erarbeitete	Total
Anschaffungswert 1.1.2010	45,9	6,9	52,8	5,7	2,3	8,0
Zugänge	1,5	0,0	1,5	0,0	0,0	0,0
Abgänge	-10,3	0,0	-10,3	0,0	0,0	0,0
Umklassierung	5,5	1,0	6,5	0,0	0,0	0,0
Anschaffungswert 31.12.2010	42,6	7,9	50,5	5,7	2,3	8,0
Kum. Abschreibungen 1.1.2010	30,5	2,1	32,6	1,8	0,7	2,5
Abschreibungen	8,7	2,4	11,1	1,8	0,6	2,4
Wertminderungen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Abgänge	-10,3	0,0	-10,3	0,0	0,0	0,0
Kum. Abschreibungen 31.12.2010	28,9	4,5	33,4	3,6	1,3	4,9
Nettobuchwert 1.1.2010	15,4	4,8	20,2	3,9	1,6	5,5
Nettobuchwert 31.12.2010	13,7	3,4	17,1	2,1	1,0	3,1

Anlagespiegel Immaterielle Anlagen 2009

Mio. CHF	Software			Technische Regelwerke		
	Erworbene	Selbst erarbeitete	Total	Erworbene	Selbst erarbeitete	Total
Anschaffungswert 1.1.2009	34,2	0,5	34,7	0,2	0,7	0,9
Zugänge	2,2		2,2	0,0	0,0	0,0
Abgänge	-0,6	0,0	-0,6	0,0	0,0	0,0
Umklassierung	10,1	6,4	16,5	5,5	1,6	7,1
Anschaffungswert 31.12.2009	45,9	6,9	52,8	5,7	2,3	8,0
Kum. Abschreibungen 1.1.2009	23,0	0,1	23,1	0,0	0,1	0,1
Abschreibungen	8,1	2,0	10,1	1,8	0,6	2,4
Wertminderungen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Abgänge	-0,6	0,0	-0,6	0,0	0,0	0,0
Kum. Abschreibungen 31.12.2009	30,5	2,1	32,6	1,8	0,7	2,5
Nettobuchwert 1.1.2009	11,2	0,4	11,6	0,2	0,6	0,8
Nettobuchwert 31.12.2009	15,4	4,8	20,2	3,9	1,6	5,5

Die Überprüfung der Werthaltigkeit von Anlagen im Entwicklungsprozess sowie von bestehenden Anlagen erfolgt jährlich durch die Projekt- bzw. Anlageverantwortlichen und wird durch den Finanzbereich koordiniert. Im Berichtsjahr mussten keine Wertminderungen erfasst werden (Vorjahr 0,4 Mio. CHF).

Im Geschäftsjahr 2010 wurde Software von Nahestehenden in der Höhe von 0,4 Mio. CHF (Vorjahr 0,4 CHF) beschafft.

Immaterielle Anlagen in Entwicklung			Total Immaterielle Anlagen		
Erworbene	Selbst erarbeitete	Total	Erworbene	Selbst erarbeitete	Gesamttotal
3,3	0,4	3,7	54,9	9,6	64,5
10,7	2,9	13,6	12,2	2,9	15,1
0,0	0,0	0,0	-10,3	0,0	-10,3
-5,5	-1,0	-6,5	0,0	0,0	0,0
8,5	2,3	10,8	56,8	12,5	69,3
0,0	0,0	0,0	32,3	2,8	35,1
0,0	0,0	0,0	10,5	3,0	13,5
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	-10,3	0,0	-10,3
0,0	0,0	0,0	32,5	5,8	38,3
3,3	0,4	3,7	22,6	6,8	29,4
8,5	2,3	10,8	24,3	6,7	31,0

Immaterielle Anlagen in Entwicklung			Total Immaterielle Anlagen		
Erworbene	Selbst erarbeitete	Total	Erworbene	Selbst erarbeitete	Gesamttotal
14,7	7,3	22,0	49,1	8,5	57,6
5,4	1,3	6,7	7,6	1,3	8,9
-1,2	-0,2	-1,4	-1,8	-0,2	-2,0
-15,6	-8,0	-23,6	0,0	0,0	0,0
3,3	0,4	3,7	54,9	9,6	64,5
1,0	0,0	1,0	24,0	0,2	24,2
0,0	0,0	0,0	9,9	2,6	12,5
0,2	0,2	0,4	0,2	0,2	0,4
-1,2	-0,2	-1,4	-1,8	-0,2	-2,0
0,0	0,0	0,0	32,3	2,8	35,1
13,7	7,3	21,0	25,1	8,3	33,4
3,3	0,4	3,7	22,6	6,8	29,4

13. Finanzanlagen

Swissgrid verfügt über folgende Beteiligungen, die als Finanzanlagen bilanziert sind:

		Aktienkapital in Mio.	Währung	Anteil in %
CESOC AG	Laufenburg	0,1	CHF	50,0
Capacity Allocation Service Company.eu S.A. (CASC.EU)	Luxemburg (Lux)	3,4	EUR	8,3

Per Bilanzstichtag sind beide Gesellschaften zum Anschaffungswert erfasst.

14. Deckungsdifferenzen

Mio. CHF	Allgemeine System- dienstleis- tungen/ Ausgleichs- energie	Wirkver- luste (In- dividuelle System- dienstleis- tungen)	Blindener- gie (Indi- viduelle System- dienstleis- tungen)	Netz- nutzung	Gesamte Deckungs- differenzen netto	davon Über- deckungen	davon Unter- deckungen
Bestand 31.12.2008	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Veränderung 2009	0,0	-46,6	0,0	-9,0	-55,6	-55,6	0,0
Bestand 31.12.2009	0,0	-46,6	0,0	-9,0	-55,6	-55,6	0,0
davon kurzfristig	0,0	-46,6	0,0	-9,0	-55,6	-55,6	0,0
Veränderung 2010	81,4	-6,7	5,6	-0,4	79,9	-7,1	87,0
Bestand 31.12.2010	81,4	-53,3	5,6	-9,4	24,3	-62,7	87,0
davon kurzfristig	81,4	0,0	0,0	0,0	81,4	0,0	81,4
davon langfristig	0,0	-53,3	5,6	-9,4	-57,1	-62,7	5,6

Bei Werten mit negativen Vorzeichen handelt es sich um Über-, andernfalls um Unterdeckungen. Weitere Angaben zu den Deckungsdifferenzen (Funktionsweise, Schätzungsunsicherheiten, laufende rechtliche Verfahren) sind in den Anmerkungen 1, 2 und 3 ab Seite 48 enthalten.

Per 31. Dezember 2009 wurden alle Deckungsdifferenzen aus Vorsichtsgründen im kurzfristigen Fremdkapital ausgewiesen, weil die Tarifverfügung für das Folgejahr zum Zeitpunkt der Berichterstellung noch nicht vorlag. Als Folge war eine adäquate Aufteilung der Fristigkeit nicht möglich.

15. Treuhänderisch gehaltene Positionen

Treuhänderisch gehaltene Aktiven 2010

Mio. CHF	Auktionen	ITC	Mehrkosten- finanzierung	Total
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	2,7	0,0	0,0	2,7
Andere Forderungen	1,2	0,0	0,0	1,2
Flüssige Mittel	101,2	0,0	0,0	101,2
Total	105,1	0,0	0,0	105,1

Treuhänderisch gehaltene Passiven 2010

Mio. CHF	Auktionen	ITC	Mehrkosten- finanzierung	Total
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	0,6	0,0	0,0	0,6
Andere Verbindlichkeiten	2,7	0,0	0,0	2,7
Passive Rechnungsabgrenzungen	101,8	0,0	0,0	101,8
Total	105,1	0,0	0,0	105,1

Treuhänderisch gehaltene Aktiven 2009

Mio. CHF	Auktionen	ITC	Mehrkosten- finanzierung	Total
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	5,9	0,3	0,1	6,3
Andere Forderungen	0,4	1,4	0,0	1,8
Aktive Rechnungsabgrenzungen	0,0	0,0	0,0	0,0
Flüssige Mittel	58,4	0,3	0,2	58,9
Total	64,7	2,0	0,3	67,0

Treuhänderisch gehaltene Passiven 2009

Mio. CHF	Auktionen	ITC	Mehrkosten- finanzierung	Total
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	0,7	0,0	0,0	0,7
Andere Verbindlichkeiten	4,8	0,1	0,3	5,2
Passive Rechnungsabgrenzungen	59,2	1,9	0,0	61,1
Total	64,7	2,0	0,3	67,0

Auktionen

Swissgrid koordiniert die Auktionierung von Netzengpässen bei grenzüberschreitenden Lieferungen und führt im Rahmen dieser Tätigkeit treuhänderisch Bücher und Bankkonten. Die Verwendung der Auktionserlöse ist in Art. 17 Abs. 5 StromVG definiert. Laut Verfügungen der ElCom vom 4. März 2010 bzw. vom 6. März 2009 ist der Erlös wie folgt zu verwenden:

Mio. CHF	2010	2009
Erlösanteil Schweiz	82,7	87,7
Aufwand Auktionsbetrieb Swissgrid und Dritte	-5,8	-6,6
Nettoerlös	76,9	81,1
Reduktion der anrechenbaren Kosten des Übertragungsnetzes	-40,0	-30,0
Unverteilter Resterlös – Verwendung durch ElCom zu bestimmen	36,9	51,1

ITC

Der Bereich ITC (Inter-Transmission System Operator Compensation) ist Bestandteil der regulierten Geschäftstätigkeit von Swissgrid und wird seit 1. Januar 2009 vollständig in den eigenen Büchern abgewickelt. Bei den für 2009 ausgewiesenen ITC-Positionen handelt es sich um unverteilte Restbestände aus dem Jahr 2008, die 2010 abschliessend verteilt wurden.

Mehrkostenfinanzierung

Die Förderung von erneuerbaren Energien erfolgt bei Anlagen, die vor dem 1. Januar 2006 in Betrieb genommen wurden, durch die Mehrkostenfinanzierung (MKF). Seit 1. Januar 2009 wird die Mehrkostenfinanzierung in der Stiftung Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) abgewickelt. Zuvor waren die Bücher und Bankkonten treuhänderisch durch Swissgrid geführt worden. Bei den für 2009 ausgewiesenen MKF-Positionen handelt es sich um unverteilte Restbestände aus dem Jahr 2007, die 2010 abschliessend verteilt wurden.

16. Übrige Forderungen

Mio. CHF	31.12.2010	31.12.2009
Sicherheitsleistungen auf Sperrkonti	1,4	2,0
Mehrwertsteuer	1,7	0,0
gegenüber Treuhandmandanten	0,0	4,0
Sonstige	0,1	0,2
	3,2	6,2

17. Aktive Rechnungsabgrenzungen

Mio. CHF	31.12.2010	31.12.2009
Unverrechnete, bereits erbrachte Leistungen	60,6	109,1
Sonstige	0,3	1,5
	60,9	110,6

18. Rückstellungen

Mio. CHF	Mitarbeiter-treueplan
Buchwert langfristige Rückstellungen am 31. Dezember 2009	0,0
Bildung 2010	0,6
Buchwert langfristige Rückstellungen am 31. Dezember 2010	0,6

19. Kurzfristige Finanzverbindlichkeiten

Mio. CHF	31.12.2010	31.12.2009
Bankdarlehen	50,0	77,0
	50,0	77,0

Swissgrid verfügt über einen Kreditrahmen in der Höhe von 300 Mio. CHF (committed credit line). Der Rahmenvertrag kann jeweils auf Ende Jahr beidseitig gekündigt werden; andernfalls verlängert er sich um ein weiteres Jahr.

20. Übrige Verbindlichkeiten

Mio. CHF	31.12.2010	31.12.2009
Sozialversicherungen und Mehrwertsteuer	0,0	1,0
Sicherheitsleistungen auf Sperrkonti	0,9	1,7
Negative Wiederbeschaffungswerte von Derivaten gegenüber Vorsorgeeinrichtungen	0,0	0,1
Sonstige	0,0	0,2
	0,9	3,2

21. Passive Rechnungsabgrenzungen

Mio. CHF	31.12.2010	31.12.2009
Unverrechnete, bereits erbrachte Leistungen	152,9	66,1
davon Rückerstattung Restkosten an Kraftwerke \geq 50 MW aus 2009	91,4	0,0
Personal und Personalversicherungen	7,3	7,4
Steuern	1,2	1,0
	161,4	74,5

22. Derivative Finanzinstrumente

Mio. CHF	Kontraktwert		Aktiver Wert		Passiver Wert	
	31.12.2010	31.12.2009	31.12.2010	31.12.2009	31.12.2010	31.12.2009
Zins-Swaps	0,0	139,5	0,0	0,0	0,0	0,1
Devisen-Swaps	0,0	78,6	0,0	0,0	0,0	0,0
	0,0	218,1	0,0	0,0	0,0	0,1

Die Termingeschäfte werden zur Absicherung der Zinsen für Bankkredite (Zins-Swaps) bzw. im Rahmen des laufenden Cash-Managements (Devisen-Swaps) getätigt.

23. Weitere, nicht zu bilanzierende Verpflichtungen

Feste Übernahme- und Betriebsverpflichtungen

Übertragungsnetz:

Swissgrid betreibt gemäss Art. 20 Abs. 2 lit. a StromVG seit 1. Januar 2009 das schweizerische Höchstspannungsnetz. Spätestens per 31. Dezember 2012 ist nach Art. 33 Abs. 4 StromVG das Übertragungsnetz durch die heutigen Eigentümer auf Swissgrid zu überführen. Bis zum Zeitpunkt der Übertragung hat Swissgrid den Eigentümern deren anrechenbare Kosten (Art. 15 StromVG) abzugelten.

Die Kosten der Eigentümer werden durch die Regulierungsbehörde El-Com festgelegt. Die Verfügungen der Regulierungsbehörde ElCom für die Jahre 2009 bis 2011 wurden von mehreren Verfahrensbeteiligten an das Bundesverwaltungsgericht weitergezogen. Aus diesem Grund lassen sich zum Bilanzstichtag noch keine definitiven Kostenangaben vornehmen. Swissgrid hat in der Jahresrechnung jeweils die verfügbaren Netzkosten erfasst. Die nachfolgende Übersicht zeigt die eingereichten Kosten durch die Übertragungsnetzeigentümer und die verfügbaren Werte des Regulators.

Mio. CHF	Eingereichte Kosten	Verfügte Kosten
2009	417,4	328,4
2010	398,5	318,9
2011	341,6	292,3
	1 157,5	939,6

Allfällige nachträgliche Änderungen der Abgeltungshöhe werden bei der jährlichen Tarifikalkulation berücksichtigt und sind in der darauffolgenden Rechnungsperiode kostenwirksam. Auf das Ergebnis von Swissgrid haben sie keinen Einfluss.

CASC.EU:

Swissgrid ist als Aktionärin der CASC.EU vertraglich verpflichtet, die anteiligen Jahreskosten zu tragen.

Langfristige Mietverträge

Es bestehen mit mehreren Parteien langjährige Mietverträge mit fest vereinbarten Laufzeiten. Daraus resultieren folgende Verpflichtungen:

Mio. CHF	1. Jahr	2.-5. Jahr	Total
31.12.2010	3,1	6,0	9,1
31.12.2009	2,5	7,6	10,1

Verpflichtungen aus nicht bilanzierten Leasingverbindlichkeiten

Es bestehen folgende nicht bilanzierte Leasingverbindlichkeiten für Fahrzeuge und Bürogeräte:

Mio. CHF	1. Jahr	2.-4. Jahr	Total
31.12.2010	0,2	0,4	0,6
31.12.2009	0,2	0,3	0,5

24. Personalvorsorge

Wirtschaftlicher Nutzen/ wirtschaftliche Verpflichtung und Vorsorgeaufwand	Über-/Unter- deckung	Wirtschaftlicher Anteil der Organisation		Veränderung zum VJ bzw. erfolgs- wirksam im Gj	Auf die Periode abgegrenzte Beträge	Vorsorgeaufwand im Personalaufwand	
		31.12.2010	31.12.2009			2010	2009
Mio. CHF							
Patronale Vorsorge- einrichtung (Personalvorsorge- stiftung)	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Vorsorge- einrichtung ohne Über-/Unterdeckung (PKE)	0,0	0,0	0,0	0,0	2,7	2,7	2,4
Total	0,3	0,0	0,0	0,0	2,7	2,7	2,4

Der auf den 31. Dezember 2010 fortgeschriebene Deckungsgrad der Sammeleinrichtung Pensionskasse Energie (PKE) beträgt 107,9% (Vorjahr 106,9%). Die Einrichtung verfügt damit über ein sogenanntes Reserve-defizit, weshalb in der oben stehenden Darstellung weder eine Über- noch eine Unterdeckung auszuweisen ist. In den Jahren 2009 und 2010 bestanden keine Arbeitgeberbeitragsreserven.

25. Transaktionen mit Nahestehenden

Transaktionen mit Nahestehenden in Mio. CHF	2010	2009
Gesamtleistung		
Regulierter Nettoumsatz	475,4	528,7
davon Allgemeine Systemdienstleistungen/Ausgleichsenergie	153,4	218,6
davon Wirkverluste (Individuelle Systemdienstleistungen)	61,7	84,4
davon Blindenergie (Individuelle Systemdienstleistungen)	2,5	0,0
davon Netznutzung	257,8	225,7
Nicht regulierter Betriebsertrag	1,1	2,8
Betriebsaufwand		
Regulierter Beschaffungsaufwand	711,2	958,5
davon Allgemeine Systemdienstleistungen/Ausgleichsenergie	362,9	604,8
davon Wirkverluste (Individuelle Systemdienstleistungen)	57,5	61,9
davon Blindenergie (Individuelle Systemdienstleistungen)	6,9	0,0
davon Netznutzung	283,9	291,8
Material und Fremdleistungen	0,8	1,4
Übriger Betriebsaufwand	3,0	3,6
Finanzergebnis		
Finanzaufwand	0,7	0,8
Am Bilanzstichtag offene Positionen mit Nahestehenden in Mio. CHF	2010	2009
Aktiven		
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	102,3	95,1
davon gegenüber Aktionären gemäss OR Art. 663a	35,3	33,3
Andere Forderungen	0,0	0,2
Aktive Rechnungsabgrenzungen	42,3	19,0
Passiven		
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	73,1	108,5
davon gegenüber Aktionären gemäss OR Art. 663a	17,4	31,5
Andere Verbindlichkeiten	0,0	0,2
Passive Rechnungsabgrenzungen	58,5	18,1

Die Bedingungen der Beziehungen zu Nahestehenden werden in Anmerkung 1 ab Seite 51 erläutert.

26. Risikobeurteilung

Im Rahmen eines mehrstufigen, periodisch wiederkehrenden Prozesses werden die unternehmensweiten Risiken der swissgrid ag identifiziert, die Entwicklung bereits überwachter Risiken neu evaluiert und die Resultate von früher getroffenen Massnahmen ermittelt. Auf dieser Grundlage werden die aktuell vorliegenden Risiken auf ihre Eintrittswahrscheinlichkeit und deren Auswirkung bewertet. Die als wesentlich beurteilten Risiken werden – mit entsprechenden vom Verwaltungsrat beschlossenen Massnahmen – vermieden, vermindert oder abgesichert.

27. Ereignisse nach Bilanzstichtag

Der Verwaltungsrat von Swissgrid hat die vorliegende Jahresrechnung am 30. März 2011 genehmigt. Bis zu diesem Zeitpunkt sind keine ausweis-pflichtigen Ereignisse eingetreten.

Antrag über die Verwendung des Bilanzgewinnes

Der Verwaltungsrat beantragt der Generalversammlung, den Bilanzgewinn 2010 wie folgt zu verwenden:

CHF	2010	2009
Vortrag vom Vorjahr	8 039 422,34	3 703 761,35
Jahresgewinn	2 736 911,80	5 283 160,99
Bilanzgewinn	10 776 334,14	8 986 922,34
Zuweisung an die Allgemeine Reserve	137 000,00	265 000,00
Ausrichtung von Dividenden	682 500,00	682 500,00
Vortrag auf neue Rechnung	9 956 834,14	8 039 422,34
Total Verwendung	10 776 334,14	8 986 922,34

Die Dividende von 4,55% entspricht dem Kapitalkostensatz für die betriebsnotwendigen Vermögenswerte für das Jahr 2010, der nach den gesetzlichen Vorgaben festgelegt wurde (Vorjahr 4,55%).

Namens des Verwaltungsrates
Der Präsident:

Peter Grüschow

Bericht der Revisionsstelle

Bericht der Revisionsstelle zur Jahresrechnung an die Generalversammlung der

swissgrid ag, Laufenburg

Als Revisionsstelle haben wir die auf den Seiten 44 bis 75 wiedergegebene Jahresrechnung der swissgrid ag, bestehend aus Erfolgsrechnung, Bilanz, Geldflussrechnung, Entwicklung des Eigenkapitals und Anhang für das am 31. Dezember 2010 abgeschlossene Geschäftsjahr geprüft.

Verantwortung des Verwaltungsrates

Der Verwaltungsrat ist für die Aufstellung der Jahresrechnung in Übereinstimmung mit Swiss GAAP FER, den gesetzlichen Vorschriften und den Statuten verantwortlich. Diese Verantwortung beinhaltet die Ausgestaltung, Implementierung und Aufrechterhaltung eines internen Kontrollsystems mit Bezug auf die Aufstellung einer Jahresrechnung, die frei von wesentlichen falschen Angaben als Folge von Verstössen oder Irrtümern ist. Darüber hinaus ist der Verwaltungsrat für die Auswahl und die Anwendung sachgemässer Rechnungslegungsmethoden sowie die Vornahme angemessener Schätzungen verantwortlich.

Verantwortung der Revisionsstelle

Unsere Verantwortung ist es, aufgrund unserer Prüfung ein Prüfungsurteil über die Jahresrechnung abzugeben. Wir haben unsere Prüfung in Übereinstimmung mit dem schweizerischen Gesetz und den Schweizer Prüfungsstandards vorgenommen. Nach diesen Standards haben wir die Prüfung so zu planen und durchzuführen, dass wir hinreichende Sicherheit gewinnen, ob die Jahresrechnung frei von wesentlichen falschen Angaben ist.

Eine Prüfung beinhaltet die Durchführung von Prüfungshandlungen zur Erlangung von Prüfungsnachweisen für die in der Jahresrechnung enthaltenen Wertansätze und sonstigen Angaben. Die Auswahl der Prüfungshandlungen liegt im pflichtgemässen Ermessen des Prüfers. Dies schliesst eine Beurteilung der Risiken wesentlicher falscher Angaben in der Jahresrechnung als Folge von Verstössen oder Irrtümern ein. Bei der Beurteilung dieser Risiken berücksichtigt der Prüfer das interne Kontrollsystem, soweit es für die Aufstellung der Jahresrechnung von Bedeutung ist, um die den Umständen entsprechenden Prüfungshandlungen festzulegen, nicht aber um ein Prüfungsurteil über die Wirksamkeit des internen Kontrollsystems abzugeben. Die Prüfung umfasst zudem die Beurteilung der Angemessenheit der angewandten Rechnungslegungsmethoden, der Plausibilität der vorgenommenen Schätzungen sowie eine Würdigung der Gesamtdarstellung der Jahresrechnung. Wir sind der Auffassung, dass die von uns erlangten Prüfungsnachweise eine ausreichende und angemessene Grundlage für unser Prüfungsurteil bilden.

Prüfungsurteil

Nach unserer Beurteilung vermittelt die Jahresrechnung für das am 31. Dezember 2010 abgeschlossene Geschäftsjahr ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage in Übereinstimmung mit den Swiss GAAP FER und entspricht dem schweizerischen Gesetz und den Statuten.

Ohne unser Prüfungsurteil einzuschränken, machen wir auf Anmerkung 3 (Seite 52 bis 54) im Anhang der Jahresrechnung aufmerksam, wo eine wesentliche Unsicherheit in der Bewertung der Über- und Unterdeckungen aus reguliertem Geschäft dargelegt ist.

Berichterstattung aufgrund weiterer gesetzlicher Vorschriften

Wir bestätigen, dass wir die gesetzlichen Anforderungen an die Zulassung gemäss Revisionsaufsichtsgesetz (RAG) und die Unabhängigkeit (Art. 728 OR) erfüllen und keine mit unserer Unabhängigkeit nicht vereinbaren Sachverhalte vorliegen.

In Übereinstimmung mit Art. 728a Abs. 1 Ziff. 3 OR und dem Schweizer Prüfungsstandard 890 bestätigen wir, dass ein gemäss den Vorgaben des Verwaltungsrates ausgestaltetes internes Kontrollsystem für die Aufstellung der Jahresrechnung existiert.

Ferner bestätigen wir, dass der Antrag über die Verwendung des Bilanzgewinnes dem schweizerischen Gesetz und den Statuten entspricht und empfehlen, die vorliegende Jahresrechnung zu genehmigen.

KPMG AG

Orlando Lanfranchi
Zugelassener
Revisionsexperte
Leitender Revisor

Patricia Chanton Ryffel
Zugelassene
Revisionsexpertin

Basel, 30. März 2011

Corporate Governance

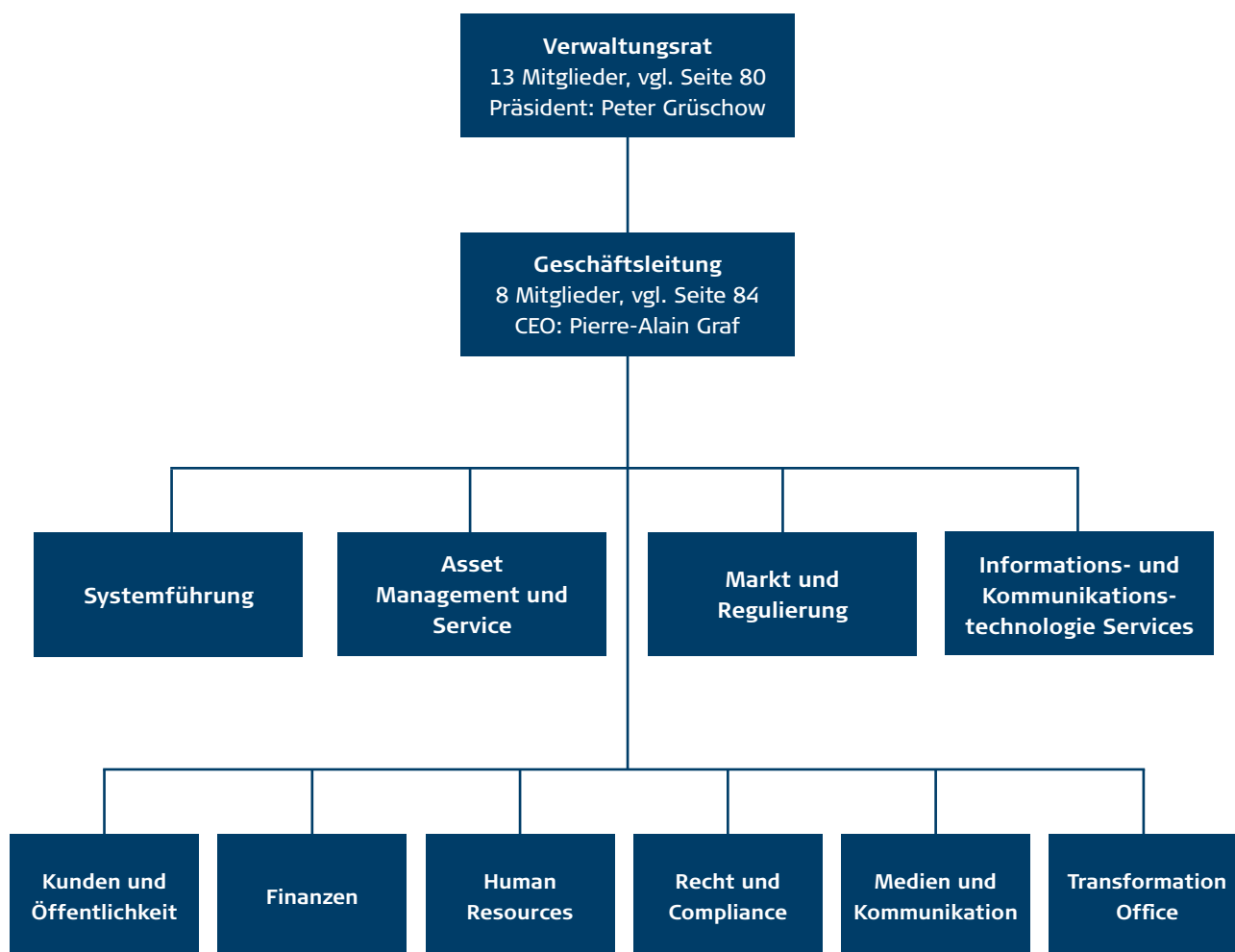
Verwaltungsrat und Geschäftsleitung der swissgrid ag (im Folgenden: Swissgrid) messen einer guten Unternehmensführung (Corporate Governance) eine hohe Bedeutung bei. Die nachfolgenden Ausführungen ori-

entieren sich am «Swiss Code of Best Practice for Corporate Governance». Alle Angaben beziehen sich auf das Stichtatum 31. Dezember 2010, sofern nicht anders vermerkt.

1 Unternehmensstruktur und Aktionariat

1.1 Unternehmensstruktur

Die operative Struktur von Swissgrid stellt sich wie folgt dar:

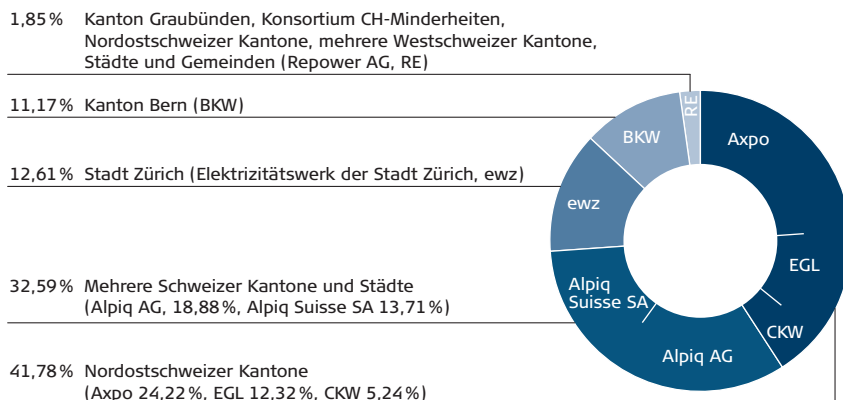


Die Beteiligungen von Swissgrid sind im Anhang der Jahresrechnung auf Seite 66 aufgeführt.

1.2 Aktionäre

Die Schweizer Elektrizitätsunternehmen Alpiq AG, Alpiq Suisse SA, Axpo AG (Axpo), BKW FMB Energie AG (BKW), Centralschweizerische Kraftwerke AG (CKW), Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg AG (EGL), Elektrizitäts-

werk der Stadt Zürich (ewz) und Repower AG (RE) halten zusammen 100 % des Swissgrid-Aktienkapitals. Sie befinden sich im direkten oder indirekten Mehrheitsbesitz der Kantone und Gemeinden.



1.3 Kreuzbeteiligungen

Es bestehen keine Kreuzbeteiligungen.

2 Kapitalstruktur

2.1 Kapital und Beschränkung der Übertragbarkeit

Das Aktienkapital der Gesellschaft beträgt 15 000 000 CHF (fünfzehn Millionen Schweizer Franken) und ist eingeteilt in 15 000 000 (fünfzehn Millionen) Namenaktien mit einem Nennwert von je 1 CHF (ein Schweizer Franken). Die Aktien sind vollständig liberiert. Es besteht weder genehmigtes noch bedingtes Kapital. Die Aktien der Gesellschaft dürfen laut Art. 18 Abs. 5 StromVG nicht an einer Börse kotiert werden. Der Verwaltungsrat führt ein Aktienbuch, in welches die Eigentümer und Nutzniesser mit Namen und Adresse eingetragen werden. Im Verhältnis zur Gesellschaft wird als Aktionär oder als Nutzniesser nur anerkannt und kann die Aktionärsrechte nur ausüben, wer im Aktienbuch eingetragen ist. Für die Bestimmung der Teilnahme- und Vertretungsberechtigung an der Generalversammlung ist der Stand der Eintragungen im Aktienbuch am 20. Tag vor der Generalversammlung massgebend. Das Aktienkapital und die damit verbundenen Stimmrechte müssen laut Art. 18 Abs. 3 StromVG mehrheitlich direkt oder indirekt den Kantonen und Gemeinden gehören. Bei

Aktienübertragungen (Verkauf, Schenkung, Ausübung von Vorkaufsrechten und Bezugsrechten etc.) müssen diese Mehrheiten gewahrt werden. Sollte eine vorgesehene Transaktion eines dieser Mehrheitserfordernisse verletzen, ist die Zustimmung durch den Verwaltungsrat zwingend zu verweigern.

Es existieren weder Partizipations- noch Genussscheine, ausserdem hat die Gesellschaft keine Wandelanleihen ausstehend und es wurden keine Optionen ausgegeben.

2.2 Kapitalveränderungen

Weitere Informationen über das Aktienkapital und die Kapitalveränderungen der letzten zwei Jahre finden sich in der Übersicht zur Entwicklung des Eigenkapitals auf Seite 47.



Vordere Reihe, v.l.n.r.: Thomas Burgener, Conrad Ammann, Doris Russi Schurter, Peter Grüşchow, Conrad Wyder, Otto E. Nägeli
 Hintere Reihe, v.l.n.r.: Kurt Rohrbach, Adrian Bult, Michael Wider, Dieter Reichelt, Fadri Ramming, Herbert Niklaus, Heinz Karrer

3 Verwaltungsrat

3.1 Mitglieder des Verwaltungsrates, weitere Tätigkeiten und Interessenbindungen

Name, Nationalität, Funktion, Ausbildung	Erstwahl in den Verwaltungsrat	Berufliche Erfahrungen, Werdegang	Weitere Tätigkeiten und eventuelle Interessenbindungen	Mitglied in Ausschüssen
Peter Grüşchow (1944, CH) Präsident, unabhängiges Mitglied Dipl. Ing.	4. Dezember 2008	Mitglied der Geschäftsleitung von Siemens Schweiz (1991 bis 2005), ab 1996 als CEO	Stiftungsratspräsident Swisscontact, Präsident des Verwaltungsrates Albis Technologies AG, Präsident Stiftung KEV	Vorsitz Strategieausschuss
Conrad Wyder (1957, CH) Vizepräsident, unabhängiges Mitglied Master of Business Administration (MBA)	14. Dezember 2006	Direktor IBM Schweiz AG (seit 1998); zuvor in leitender Position für Hewlett-Packard tätig	Verwaltungsrat H.K. Schibli AG und Robert Fuchs AG	Mitglied Personal- und Entschädigungsausschuss
Dr. Conrad Ammann (1959, CH) Verwaltungsrat, Branchenvertreter Dr. sc. techn., Dipl. El. Ing. ETH	14. Dezember 2006	Seit 1999 Direktor des Elektrizitätswerkes der Stadt Zürich (ewz); zuvor Mitglied der Geschäftsleitung von Elektra Birseck Münchenstein AG (EBM)	Mitglied in Verwaltungsräten von Wasser- (Blenio Kraftwerke, Maggia Kraftwerke, Kraftwerke Oberhasli) und Kernkraftwerken (Kernkraftwerk Gösgen KKG, AG für Kernenergiebeteiligungen AKEB)	Mitglied Finanz- und Prüfungsausschuss
Adrian Bult (1959, CH) Verwaltungsrat, unabhängiges Mitglied Lic. oec.	14. Dezember 2006	COO Avaloq Evolution AG (seit 2007); zuvor CEO Swisscom Mobile AG und CEO Swisscom Fixnet AG sowie Mitglied der Geschäftsleitung von IBM Schweiz	Mitglied im Verwaltungsrat der Swissquote Holding AG und der Versatel Holding GmbH; Vorstand Gesellschaft für Marketing	Mitglied Strategieausschuss, Vorsitzender des Steuerungsausschusses Projekt GO (Überführung Übertragungsnetz)
Thomas Burgener (1954, CH) Verwaltungsrat, Kantonsvertreter Lic. iur., Rechtsanwalt und Notar	14. Dezember 2006	Büro für politische und juristische Beratung (seit Mai 2009), zuvor Staatsrat Kanton Wallis, Nationalrat sowie selbständiger Anwalt und Notar	Vorstandsmitglied Verein Alpeninitiative	Vorsitz Personal- und Entschädigungsausschuss

Name, Nationalität, Funktion, Ausbildung	Erstwahl in den Verwaltungsrat	Berufliche Erfahrungen, Werdegang	Weitere Tätigkeiten und eventuelle Interessenbindungen	Mitglied in Ausschüssen
Heinz Karrer (1959, CH) Verwaltungsrat, Branchenvertreter Dipl. Kaufmann	14. Dezember 2006	Seit 2002 CEO der Axpo Holding AG; davor Mitglied der Konzernleitung der Swisscom AG, Mitglied der Konzernleitung der Ringier AG sowie Geschäftsleiter der Intersport Holding AG.	Mitglied in diversen Verwaltungsräten von Gesellschaften der Axpo Gruppe und in den Verwaltungsräten der Resun AG und der Kuoni Reisen Holding AG; Vorstandsmitglied von Swisselectric und economiesuisse.	Mitglied Strategieausschusses
Otto E. Nägeli (1949, CH) Verwaltungsrat, unabhängiges Mitglied Dipl. Bankfachmann	11. Dezember 2007	Partner OEN Consulting Nägeli & Partner (seit 2003); zuvor in der Geschäftsleitung der Privatbank Rüd, Blass & Cie., der Eurex AG und der Soffex AG tätig	Verwaltungsratspräsident der CME Clearing Europe Ltd., London	Mitglied Finanz- und Prüfungsausschuss
Herbert Niklaus (1955, CH) Verwaltungsrat, Branchenvertreter Dipl. El. Ing. ETH	14. Dezember 2006	Leiter Geschäftsbereich Energie Service Alpiq Holding AG, Mitglied der Geschäftsleitung (seit 2005); zuvor in leitender Stellung innerhalb der heutigen Alpiq Gruppe, bei der Zellweger Uster AG und der Oerlikon Bühler Gruppe tätig	keine	Mitglied Finanz- und Prüfungsausschuss
Fadri Ramming (1962, CH) Verwaltungsrat, Kantonsvertreter Lic. iur., Rechtsanwalt und Notar	14. Dezember 2006	Rechtsanwalt und Notar mit eigener Kanzlei, Geschäftsführer Konferenz Kantonalen Energiedirektoren EnDK (Teilmandat)	Mitglied der schweizerischen Verhandlungsdelegation für ein Abkommen Schweiz-EU im Strombereich (Vertreter der Kantone); Mitglied der EnEKommission des Fürstentums Liechtenstein; Präsident des Verwaltungsrates der Psychiatrischen Dienste Graubünden; diverse Stiftungsratsmandate.	Mitglied Strategieausschuss
Dr. Dieter Reichelt (1961, CH) Verwaltungsrat, Branchenvertreter Dr. sc. techn. ETH, Exec. MBA HSG	11. Mai 2010	Leiter Division Netze und Mitglied der Geschäftsleitung Axpo AG (seit 2008); davor Direktor Technische Betriebe Kreuzlingen	Verwaltungsrat Nordostschweizerische Kraftwerke Grid AG, Elektrizitätswerk des Kantons Schaffhausen AG, Etrans AG, EKT AG und EKT Holding AG; Dozent an der ETH Zürich.	Mitglied Personal- und Entschädigungsausschuss
Kurt Rohrbach (1955, CH) Verwaltungsrat, Branchenvertreter Dipl. El. Ing. ETH	14. Dezember 2006	Vorsitzender der Unternehmensleitung BKW FMB Energie AG, Mitglied der Unternehmensleitung seit 1992	Präsident Verband schweizerischer Elektrizitätsunternehmen	Mitglied Personal- und Entschädigungsausschuss
Doris Russi Schurter (1956, CH) Verwaltungsrätin, unabhängiges Mitglied Lic. iur., Rechtsanwältin	11. Dezember 2007	Rechtsanwältin mit eigener Praxis, Anwaltskanzlei Burger & Müller (seit 2005); zuvor Partnerin bei KPMG Schweiz und Leiterin von KPMG Luzern	Verwaltungsrätin der Helvetia Holding AG, der Luzerner Kantonalbank AG, der LZ Medien Holding AG sowie kleinerer Gesellschaften; diverse Mandate bei Stiftungen; Präsidentin der Schiedskommission der Zentralschweizerischen Handelskammer	Vorsitz Finanz- und Prüfungsausschuss
Michael Wider (1961, CH) Verwaltungsrat, Branchenvertreter Lic. iur., MBA	30. Juni 2009	Leiter Energie Schweiz, Stv. CEO Alpiq Holding AG (seit 2009); zuvor in verschiedenen Funktionen der Geschäftsleitung der heutigen Alpiq Gruppe tätig	Präsident oder Mitglied des Verwaltungsrates verschiedener Stromerzeugungsunternehmen	Mitglied Strategieausschuss

Austritte in der Berichtsperiode

Dr. Andrew Walo (CKW), per 11. Mai 2010

3.2 Wahl und Amtszeit

Der Verwaltungsrat besteht aus mindestens drei gewählten Mitgliedern. Die Mehrheit der Mitglieder und der Präsident müssen die Unabhängigkeitsvoraussetzungen gemäss Art. 18 Absatz 7 StromVG erfüllen. Der Verwaltungsrat wird in der Regel an der ordentlichen Generalversammlung und jeweils für die Dauer von einem Jahr gewählt. Die Amtsdauer der Mitglieder des Verwaltungsrates endet mit dem Tag der nächsten ordentlichen Generalversammlung. Allen Kantonen zusammen steht das Recht zu, zwei Mitglieder in den Verwaltungsrat der Gesellschaft abzuordnen und abzurufen (Art. 18 Abs. 8 StromVG). Die Mitglieder des Verwaltungsrates sind jederzeit wieder wählbar. Der Verwaltungsrat konstituiert sich selbst. Er bezeichnet seinen Präsidenten, seinen Vizepräsidenten und den Sekretär, der nicht Mitglied des Verwaltungsrates sein muss.

3.3 Interne Organisation

Dem Verwaltungsrat obliegen die oberste Leitung der Gesellschaft und die Überwachung der Geschäftsführung. Er vertritt die Gesellschaft nach aussen und besorgt alle Angelegenheiten, die nicht nach Gesetz, Statuten oder Reglement einem anderen Organ der Gesellschaft übertragen sind. Der Verwaltungsrat kann unter Wahrung der gesetzlichen Vorgaben zur Unabhängigkeit (Art. 18 Abs. 7 StromVG) die Geschäftsführung oder einzelne Teile derselben sowie die Vertretung der Gesellschaft an eine oder mehrere Personen, Mitglieder des Verwaltungsrates oder Dritte, die nicht Aktionäre sein müssen, übertragen. Er erlässt das Organisationsreglement und ordnet die entsprechenden Vertragsverhältnisse. Die Kompetenzen von Verwaltungsrat und Geschäftsleitung sind im Organisationsreglement festgelegt. Die Mitglieder nehmen innerhalb Swissgrid keine Exekutivfunktion wahr. Der Verwaltungsrat traf sich im abgelaufenen Geschäftsjahr zu sechs Sitzungen und bestritt zwei Telefonkonferenzen.

3.4 Verwaltungsratsausschüsse

Um das Fachwissen und die breit gefächerten Erfahrungen der einzelnen Mitglieder gezielt in die Entscheidungsfindung einfließen oder zur Wahrung seiner Aufsichtspflicht Bericht erstatten zu lassen, hat der Verwaltungsrat aus seiner Mitte drei Ausschüsse gebildet, die ihn bei seinen Führungs- und Kontrolltätigkeiten in enger Zusammenarbeit mit der Geschäftsleitung unterstützen: den Strategieausschuss, den Finanz- und Prüfungsausschuss sowie den Personal- und Entschädigungsausschuss. Die Aufgaben und Kompetenzen der Verwaltungsratsausschüsse sind im Organisationsreglement detailliert geregelt.

Strategieausschuss

Der Strategieausschuss unterstützt den Verwaltungsrat im Strategieprozess. Er berät die strategischen Grundlagen im Auftrag des Verwaltungsrates und überprüft regelmässig die Strategie zuhanden des Verwaltungsrates. Der Ausschuss nimmt Stellung zu Anträgen, die strategische Fragen betreffen. Der Strategieausschuss traf sich im abgelaufenen Geschäftsjahr zu drei Sitzungen.

Finanz- und Prüfungsausschuss

Der Finanz- und Prüfungsausschuss unterstützt den Verwaltungsrat in seiner Oberaufsichtsfunktion, namentlich bezüglich der Vollständigkeit der Abschlüsse, der Erfüllung der rechtlichen Vorschriften, der Befähigung sowie der Leistungen der externen Revisionsstelle. Der Finanz- und Prüfungsausschuss beurteilt die Zweckmässigkeit der Finanzberichterstattung, des internen Kontrollsystems und der allgemeinen Überwachung von geschäftlichen Risiken. Er stellt die laufende Kommunikation zur externen Revisionsstelle bezüglich Finanzlage und Geschäftsgang sicher. Er trifft die erforderlichen Vorbereitungen im Zusammenhang mit der Wahl oder der Abberufung der Revisionsstelle. Der Finanz- und Prüfungsausschuss traf sich im abgelaufenen Geschäftsjahr zu vier Sitzungen und bestritt eine Telefonkonferenz.

Personal- und Entschädigungsausschuss

Der Personal- und Entschädigungsausschuss erarbeitet Grundsätze für die Entschädigungen (alle Entschädigungsbestandteile eingeschlossen) der Mitglieder des Verwaltungsrates, des CEO sowie der Geschäftsbereichsleiter und stellt dem Verwaltungsrat entsprechend Antrag. Der Ausschuss legt die Entschädigungen des CEO und der Mitglieder der Geschäftsleitung fest, die Basis dazu bildet das vom Verwaltungsrat genehmigte Kompensationskonzept. Der Ausschuss nimmt Stellung zu den auf Antrag des CEO zu nominierenden Kandidaten. Zudem befasst er sich mit der Sicherstellung der Nachfolgeplanung auf Stufe Verwaltungsrat und Geschäftsleitung. Der Personal- und Entschädigungsausschuss traf sich im abgelaufenen Geschäftsjahr zu vier Sitzungen.

3.5 Informations- und Kontrollinstrumente gegenüber der Geschäftsleitung

Informations- und Kontrollinstrumente

Der Verwaltungsrat verfügt hauptsächlich über folgende Instrumente zur Überwachung und Kontrolle der Geschäftsleitung:

- Die Berichterstattung an den Verwaltungsrat (VR-Reporting) enthält wichtige Kennzahlen zum Geschäftsverlauf, versehen mit Kommentaren der Geschäftsleitung. Das VR-Reporting wird quartalsweise erstellt und sämtlichen Verwaltungsräten schriftlich zugestellt.
- An den Verwaltungsratssitzungen präsentiert und kommentiert die Geschäftsleitung den Geschäftsgang und legt alle wichtigen Themen vor.
- Die externe Revisionsstelle erstellt jährlich einen schriftlichen Bericht zuhanden des Verwaltungsrates (vgl. dazu auch die Ausführungen in Kapitel 7.2 auf Seite 85).

mit entsprechenden, vom Verwaltungsrat beschlossenen Massnahmen – vermieden, vermindert oder abgesichert.

Internes Kontrollsystem

Das interne Kontrollsystem (IKS) hat eine wichtige Bedeutung als Teil der Unternehmenssteuerung und -überwachung und beinhaltet alle vom Verwaltungsrat und der Geschäftsleitung angeordneten Vorgänge, Methoden und Massnahmen, die dazu dienen, einen ordnungsgemässen Ablauf des Geschäftsbetriebs bei Swissgrid sicherzustellen. Als übergeordnete Massnahme hat der Verwaltungsrat 2010 beispielsweise einen Verhaltenscodex für alle Swissgrid Mitarbeitenden erlassen. Die operativen internen Kontrollen sind in die Betriebsabläufe integriert, das heisst, sie erfolgen arbeitsbegleitend oder sind dem Arbeitsvollzug unmittelbar vor- oder nachgelagert. Interne Kontrollen werden nicht in einer separaten IKS-Funktion zusammengefasst, sondern sind vielmehr ein integrierter Bestandteil der Prozesse. Das IKS bei Swissgrid, welches sich konsequent auf Schlüsselrisiken und -kontrollen konzentriert, wird auf allen Organisationsstufen betrieben und bedingt ein hohes Mass an Eigenverantwortung der Mitarbeitenden.

Risikomanagement

Im Rahmen eines mehrstufigen, periodisch wiederkehrenden Prozesses werden die unternehmensweiten Risiken von Swissgrid identifiziert, die Entwicklung bereits überwachter Risiken neu evaluiert und die Resultate von früher getroffenen Massnahmen ermittelt. Auf dieser Grundlage werden die aktuell vorliegenden Risiken auf ihre Eintrittswahrscheinlichkeit und deren Auswirkung bewertet. Die als wesentlich beurteilten Risiken werden –



V.l.n.r.: Andreas John, Luca Baroni, Wolfgang Hechler, Bettina von Kupsch, Pierre-Alain Graf, Christine Dreher, Thomas Tillwicks, Andy Mülheim

4 Geschäftsleitung

4.1 Mitglieder der Geschäftsleitung, weitere Tätigkeiten und Interessenbindungen

Name, Nationalität, Funktion, Ausbildung	Mitglied der GL seit	Berufliche Erfahrungen, Werdegang	Weitere Tätigkeiten und eventuelle Interessenbindungen
Pierre-Alain Graf (1962, CH) CEO Lic. iur, lic. oec. HSG	1. Februar 2009	General Manager Cisco Systems Schweiz AG (2006 bis 2008); zuvor für Colt Telecom Group Ltd. tätig	Verwaltungsrat Cesoc AG
Luca Baroni (1971, CH und I) Finanzen Betriebsökonom FH	15. Dezember 2006	CFO Etrans AG (2005 bis 2006); zuvor CFO Energiedienst Holding AG sowie für EGL AG, WATT AG und Migros-Genossenschaftsbund tätig	Keine
Christine Dreher (1963, CH) Human Resources Berufsmittelschule/Personalwesen	1. September 2009	Human Resources Director bei CSC Schweiz GmbH (2004 bis 2008); davor für Sunrise AG und Jelmoli AG tätig	Keine
Wolfgang Hechler (1967, D) Asset Management und Service Dipl. Elektroingenieur	1. März 2010	Vattenfall Europe Distribution GmbH (2002 bis 2010), zuletzt als Leiter Netzstrategie; davor für Hamburgische Electricitäts-Werke AG tätig	Keine
Andreas John (1970, D) Systemführung Dipl. Ing. Elektrische Energietechnik	1. März 2010	Seit 2007 bei Swissgrid, zuletzt als Leiter Netzbetrieb; davor für ABB Gruppe, Siemens Gruppe, Enermet Gruppe und CKW AG tätig	Keine
Bettina von Kupsch (1963, D) Kunden und Öffentlichkeit Dipl.-Kaufmann, Magister Artium	1. April 2010	Swisscom Schweiz AG als Leiterin Markenführung & Transfer (2008 bis 2009), vorher in leitender Position für Swisscom Mobile, Cap Gemini Ernst & Young und Gemini Consulting tätig	Keine

Name, Nationalität, Funktion, Ausbildung	Mitglied der GL seit	Berufliche Erfahrungen, Werdegang	Weitere Tätigkeiten und eventuelle Interessenbindungen
Andy Mühlheim (1968, CH) Informations- & Kommunikations- technologie Services Dipl. Elektroingenieur HTL, Dipl. Wirtschaftsingenieur STV/FH, Lorange Executive MBA	1. März 2009	IT Director Alstom Schweiz AG (2004 bis 2009); zuvor für Swisscom AG, Sunrise AG und Siemens Schweiz AG tätig	Keine
Thomas Tillwicks (1952, CH/D) Markt und Regulierung Dipl. Ing. Elektrotechnik	15. Dezember 2006	Leiter Netzwirtschaft Etrans AG (2005 bis 2006); zuvor für Atel AG und in der Stromversorgung von Berlin tätig	Verwaltungsrat der Capacity Alloca- tion Service Company.eu S.A., Luxem- burg, Internationale Gremientätigkeit im europäischen Verband der Über- tragungsnetzbetreiber ENTSO-E

5 Entschädigungen

Die Mitglieder des Verwaltungsrates erhalten eine feste Entschädigung (Honorar und Spesen), deren Höhe für den Präsidenten und die weiteren Verwaltungsräte abgestuft ist. Die Entschädigung für die Mitglieder der Geschäftsleitung besteht aus Grundgehältern (inkl. Pauschalspesen) sowie variablen Lohnanteilen, die von der Erreichung von Unternehmens- und persönlichen Zielen abhängig sind. Die Höhe der Entschädigung für die Mitglieder der Geschäftsleitung wird durch den Personal- und Entschädigungsausschuss festgelegt. Die Vergütungen an Geschäftsleitung und Verwaltungsrat sind im Anhang der Jahresrechnung auf den Seiten 61 und 62 offengelegt.

6 Mitwirkungsrechte

Die Vermögens- und Mitwirkungsrechte der Aktionäre sind im Gesetz und in den Statuten geregelt. Es bestehen keine statutarischen Regelungen, welche vom Gesetz abweichen.

7 Externe Revision

7.1 Mandat und Honorare

KPMG AG, Basel, ist die gesetzliche Revisionsstelle der swissgrid ag. Das Revisionsmandat wurde der KPMG erstmals für das Geschäftsjahr 2005/2006 (Langjahr) erteilt. Der leitende Revisor, Orlando Lanfranchi, übt seine Funktion seit dem Geschäftsjahr 2005/2006 aus. Die Revisionsstelle wird für eine einjährige Amtsdauer von der Generalversammlung gewählt. Für die Tätigkeit als Revisionsstelle erhielt KPMG im abgelaufenen Geschäftsjahr eine Entschädigung von 170 000 CHF. Wei-

tere revisionsnahe Tätigkeiten, Leistungen im Zusammenhang mit der bevorstehenden Überführung des Übertragungsnetzes (steuerliche Due Diligence) sowie im IT-Bereich wurden mit insgesamt 366 000 CHF entschädigt.

7.2 Informationsinstrumente

Der Finanz- und Prüfungsausschuss beurteilt jährlich die Wirksamkeit der externen Revision. Zu deren Beurteilung nutzen die Mitglieder des Ausschusses ihre Kenntnisse und Erfahrungen, über die sie aufgrund ähnlicher Aufgaben in anderen Unternehmen verfügen. Weiter stützen sie sich auf die von der externen Revisionsstelle erstellten Dokumente wie den umfassenden Bericht sowie die mündlichen und schriftlichen Stellungnahmen zu Einzelaspekten im Zusammenhang mit der Rechnungslegung, dem internen Kontrollsystem und der Revision.

Impressum

Der Geschäftsbericht erscheint in deutscher und französischer Sprache. Rechtsverbindlich ist der Geschäftsbericht in deutscher Sprache.

Weitere Informationen über Swissgrid finden Sie auf www.swissgrid.ch

Herausgeberin

swissgrid ag
Werkstrasse 12
CH-5080 Laufenburg
www.swissgrid.ch

Fotos

Björn Allemann, www.bjoernallemann.com
Stefan Bohrer, www.stefanbohrer.com
Ennio Leanza, www.ennio.leanza.ch
Derek Li Wan Po, www.liwanpo.net
Rémy Steinegger, www.pixsil.com
Dr. Andreas Walker, www.meteobild.ch
IStockphoto

Druck

Neidhart + Schön Group, Zürich

Diese Ausgabe wurde auf FSC-zertifiziertem Papier gedruckt. FSC steht für «Forest Stewardship Council». Zentrales Ziel dieser Organisation ist die Förderung verantwortungsvoller Waldwirtschaft – Wald soll nachhaltig bewirtschaftet werden, damit er für zukünftige Generationen in ähnlicher Weise zur Verfügung steht wie heute. Die Vervielfältigung oder der Nachdruck ohne Einverständnis der Herausgeberin ist verboten.



swissgrid ag

Dammstrasse 3
Postfach 22
CH-5070 Frick

Werkstrasse 12
CH-5080 Laufenburg

Telefon +41 58 580 21 11
Fax +41 58 580 21 21
info@swissgrid.ch

www.swissgrid.ch