arbon energie

Geschäftsbericht 11

INHALT

04 Organe

06 Gesamtfirma
Allgemeiner Überblick

12 Verwaltung
Bericht des Verwaltungsrates

21 Elektrizität
Elektrizitätsversorgung

26 Wasser
Wasserversorgung

29 Nahwärme
Nahwärme

31 Personelles
Personelles

32 Finanzen
Erfolgsrechnung und Bilanz

Organe

Verwaltungsrat

Alfred Näf
Bau-Ing. FH SIA | Arbon | Präsident

Dr. Hans Lienhard
lic. rer. pol., lic. iur., dipl. El.-Ing. | Arbon | Vizepräsident bis 28. April 2011

Hansueli Bircher
lic. iur., LL.M./RPA | Suhr

Martin Klöti
Stadtammann | Arbon | Vizepräsident ab 28. April 2011

Urs Aegerter
Betriebsökonom HWV/FH | Arbon

Reto Stäheli
Masch.-Ing. HTL, Stadtrat | Arbon

Christian Keller
Stv. Geschäftsleiter | Arbon | Sekretär

Revisionsstelle

BDO AG
Treuhand | St.Gallen

Geschäftsleitung

Jürgen Knaak
Dipl.-Ing. FH | Salmsach

Abteilungsleiter

Christian Keller
Stv. Geschäftsleiter | Finanzen/Administration | Arbon

Roger Brand
Betrieb | Arbon

v. l. n. r.

Alfred Näf
Bau-Ing. FH SIA

Jürgen Knaak
Dipl.-Ing. FH

Das Geschäftsjahr 2011 ist gekennzeichnet durch vielfältige politische Vorstösse in den Parlamenten auf allen Ebenen unseres Staates und insbesondere der Stromversorgungspolitik. Der Beschluss des Bundesrates, in Zukunft auf die Stromproduktion aus Kernkraftwerken zu verzichten, wird mittelfristig starke Veränderungen in der Strombranche bedingen und damit vielfältige Veränderungen bis zu den lokalen Versorgungsunternehmen auslösen. Damit ist auch die Arbon Energie AG gefordert, ihren Versorgungsauftrag im notwendigen Rahmen den neuen Bedingungen anzupassen.

Einmal mehr danke ich allen Mitarbeitern für ihren mustergültigen Einsatz zugunsten unserer Kunden in allen Bereichen.

Der Geschäftsbericht orientiert über die wesentlichen Tätigkeiten im Geschäftsjahr 2011.

Alfred Näf, Verwaltungsratspräsident

Nur wer mit vollem Engagement sich seinen ihm zugewiesenen Aufgaben annimmt, kann auf die Dauer die erhoffte Befriedigung in seiner Tätigkeit finden. Ich bin deshalb überzeugt, dass alle unsere Mitarbeiter sich intensiv und mit Freude für die Aufgabenerfüllung der Arbon Energie AG einsetzen. Tatsächlich nimmt nicht nur die Zahl der Aufgaben, sondern auch die Aufgabenkomplexität jährlich zu. Umso mehr freue ich mich, mit einem leistungsorientierten Team und einem aufgeschlossenen Verwaltungsrat die gestellten Aufgaben nicht nur anzugehen, sondern auch effizient und erfolgreich lösen zu können.

Jürgen Knaak, Geschäftsleitung

Allgemeiner Überblick

Energiepolitik als aktuelle Gesellschaftspolitik

«Politik» ist Ausdruck aller denkbaren Bemühungen zwecks Einflussnahme und Gestaltung menschlicher Gesellschaften sowie der Durchsetzung (auch gegen Widerstand) von Änderungsprozessen, um – wie auch immer begründete – Ziele zu erreichen, und dies sowohl in den privaten wie öffentlichen Bereichen. Gesellschaftspolitik und insbesondere Energiepolitik ist derzeit aktueller als jemals zuvor. Gesellschaftspolitik arbeitet mit einer Vielzahl von Massnahmen, die auf die Verwirklichung einer nach Werthaltungen fixierten Gesellschaft abzielen. Politische Massnahmen der Energiepolitik sind damit Ausdruck einer bestimmten Gesellschaftspolitik zwecks Realisierung einer entsprechenden Gesamtkonzeption des Zusammenlebens, z. B. die Vorstellung einer «2000-Watt Gesellschaft» oder eines offenen und jedermann zugänglichen Energiemarktes.

Energiepolitik ist Staatstätigkeit aller drei Stufen, Bund, Kantone und Gemeinden, die verbindliche Regelungen über die Produktion und die Nachfrage von Energie regeln will. Energiepolitik umfasst auch die Gesamtheit der institutionellen Rahmenbedingungen und politischen Bestrebungen, die darauf gerichtet sind, gesellschaftlich verbindliche Entscheidungen über Produktionsweisen, Transport, Verteilung und Verwendung von Energie zu treffen. Damit ist Energiepolitik sektorale Strukturpolitik und Teil der allgemeinen Wirtschaftspolitik mit Querverbindungen zur Umwelt- und Klimapolitik. Die Energiepolitik der Schweiz ist eine regulative Politik, die mittels Geboten und Verboten, eine indirekte Steuerung (zum Beispiel durch Anreize und umverteilende Fördermassnahmen) betreibt.

Demgegenüber wird die Energiepolitik auf globaler Ebene von einem zunehmenden Wettbewerb um den Zugang zu fossilen Energieträgern geprägt.

Angebots- und Nachfragesteuerung

Eine nachfrageorientierte Energiepolitik orientiert sich an der durch die Kunden vorgegebenen Nachfrage, die nicht in Frage gestellt wird; dies ist Kennzeichen einer auf offene Märkte ausgerichteten Energiepolitik. Ziele sind Kostenminimalität, ausreichendes Angebot und die Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit.

Eine angebotsorientierte Energiepolitik fokussiert auf ein diversifiziertes und insgesamt kostenminimales Angebot zur jederzeitigen Befriedigung der bestehenden Nachfrage. Aus gesellschaftspolitischen Gründen wird derzeit durch planwirtschaftliche staatliche Eingriffe in immer zunehmendem Ausmass Einfluss sowohl auf die Nachfrageseite (z.B. durch Sparappelle) und auf die Produktionsseite (z. B. durch finanzielle Förderung und Umverteilung zugunsten von «erneuerbaren Energien») genommen.

Energiepolitik der Europäischen Union

Beginnend mit dem im März 2006 vorgelegten **Grünbuch** als Diskussionspapier der Europäischen Kommission über eine «nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energieversorgung» begann die europäische Debatte um eine europäische Energiepolitik.

Im Herbst 2010 stellte die EU-Kommission den Entwurf einer erweiterten Energiestrategie vor, mit Langfristzielen bis 2050, ebenso eine Fortschreibung des Energieaktionsplans, gültig für den Zeitraum 2011–2020. Die Schwerpunkte der EU-Energiestrategie bilden die Themenbereiche Energiebinnenmarkt, Energieeffizienz, Verbraucherschutz, Forschung und Entwicklung sowie die sog. Energieaussenbeziehungen der EU, also die Energiebeschaffung aus Drittstaaten. Diese Strategieschwerpunkte wurden von den Staats- und Regierungschefs der EU am 4. Februar 2011 konkretisiert und am 28. Februar endgültig verabschiedet.

Energiepolitik in der Schweiz

Im Jahr 1990 wurde die Energiepolitik in die Verfassung eingefügt: der Energieartikel legt fest, dass sich «Bund und Kantone im Rahmen ihrer Zuständigkeiten für eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung sowie für einen sparsamen und rationellen Energieverbrauch einsetzen». Dieser Anforderungskatalog lässt unterschiedliche Interpretationen zu und veranschaulicht auch die Schwierigkeit, Lösungen für die unterschiedlichsten Präferenzen zu finden.

Dieser Energieartikel in der Bundesverfassung, das Energiegesetz, das CO_2-Gesetz, das Kernenergiegesetz und das Stromversorgungsgesetz sind damit die wesentlichsten Teile des Instrumentariums zur Realisierung einer schweizerischen Energiepolitik auf bundesstaatlicher, kantonaler und kommunaler Ebene.

Ab 1990 haben die Kantone eigene Energiegesetze und energiepolitische Vorschriften erlassen und mit der Inkraftsetzung des Energiegesetzes vom 26. Juni 1998 (EnG) und der Energieverordnung vom 7. Dezember 1998 (EnV). Am 1. Januar 1999 wurde Energiepolitik manifest.

Der Bundesrat will weiterhin eine hohe Stromversorgungssicherheit garantieren – mittelfristig jedoch ohne Kernenergie. Die bestehenden Kernkraftwerke sollen am Ende ihrer (derzeit nicht bekannten) Betriebsdauer stillgelegt und nicht durch neue Kernkraftwerke ersetzt werden. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, setzt der Bundesrat im Rahmen der «neuen Energiestrategie 2050» auf mehr Energieeffizienz, den Ausbau der Wasserkraft und der neuen erneuerbaren Energien sowie wenn nötig auf fossile Stromproduktion und Importe. Diese Haltung

des Bundesrats wird vom Parlament unterstützt. Die Schweiz besitzt mit der Wasserkraft einen traditionsreichen und wichtigen erneuerbaren Energieträger. Aber auch die «neuen erneuerbaren Energien» (NEE) Sonne, Holz, Biomasse, Wind, tiefe Geothermie und Umgebungswärmenutzung über Wärmepumpen haben einen zunehmenden Anteil an der Energieversorgung in der Schweiz.

Knapp zwei Fünftel der in der Schweiz produzierten Elektrizität stammen aus den fünf Kernkraftwerken (KKW) Mühleberg, Beznau I und II, Gösgen und Leibstadt. Nach den Geschehnissen in Fukushima im März 2011 hat der Bundesrat die laufenden Verfahren der Rahmenbewilligungsgesuche für den Ersatz der Kernkraftwerke sistiert und im Mai einen schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen. Parallel dazu hat der Bundesrat das UVEK mit der Erarbeitung neuer Energieszenarien und entsprechenden Aktions- und Massnahmenplänen beauftragt.

Fukushima

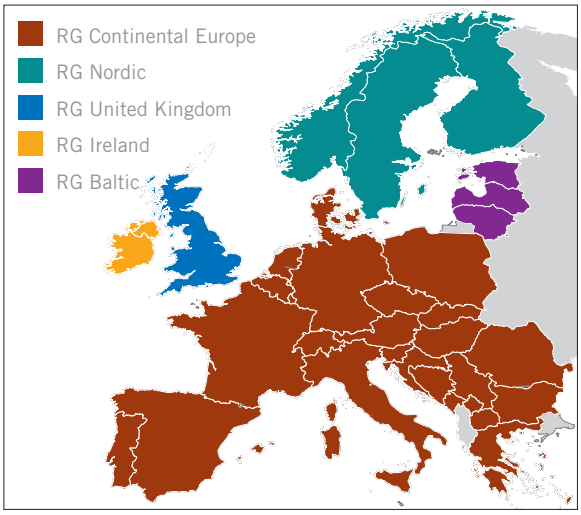
Ein ausserordentlich schweres Erdbeben der Stärke 9,0 auf der Momenten-Magnituden-Skala und einem dadurch ausgelösten Tsunami, bei dem über 11 000 Menschen ums Leben kamen und über 17 000 weitere vermisst wurden, führte am 11. März 2011 im Kernkraftwerk Fukushima zu einer Serie folgenschwerer Unfälle in vier von sechs Reaktorblöcken. Die weltweite Berichterstattung über die Katastrophe führte in vielen Ländern zu einer grösseren Skepsis oder – wie in den deutschsprachigen Ländern – zu einem Stimmungsumschwung zuungunsten der zivilen Nutzung der Kernenergie. Mehrere Länder – so auch die Schweiz – wollen die Nutzung von Kernreaktoren zur Stromerzeugung ganz aufgeben.

Der diesbezügliche Entscheid des Bundesrates vom 25. Mai 2011 wirft die konkrete Frage auf, wie in Zukunft – wenn möglich in der Schweiz – die erforderliche Produktionskapazität zur Stromproduktion bereitgestellt werden soll und kann.

Die Frage wird sein, wie unter der Prämisse ausreichender und kostengünstiger Erzeugung in einem wettbewerblich organisierten Umfeld die für den Wirtschaftsstandort Schweiz erforderliche Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann. Die vom Bundesrat vorgegebenen ambitiösen Ziele des Stromsparens sind in einem marktwirtschaftlich-freiheitlichen System ohne Zwangsmassnahmen nicht durchzusetzen, abgesehen davon, dass angesichts des anhaltend hohen Bevölkerungswachstums von gegen 80 000 Personen im Jahr nur schon das Ziel einer Stabilisierung des Stromverbrauchs reichlich unrealistisch erscheint. Die Schweiz kommt deshalb um eine weitgehende Integration in den europäischen Energiemarkt und damit ausgedehnten Importmöglichkeiten nicht herum.

Der Dualismus zentrale oder dezentrale Stromerzeugung

Die historische Entwicklung der Stromversorgung verlief von lokalen Kleinanlagen (Kleinwasserkraftwerke, thermische Motoranlagen) aus Gründen der technischen und wirtschaftlichen Effizienz zu grossen Einheiten von hunderten von MW Leistung. Diese garantierten über die Frequenzhaltung einen stabilen Netzbetrieb und auf der Grundlage der geografischen Nähe von Produktion und Nachfrage günstige Betriebsvoraussetzungen.



Europäische Verbundsysteme, farblich markiert die Verbundnetze. Der räumliche Bereich des UCTE-Netzes – dem auch die Schweiz angehört – ist braun angelegt.

Durch die Abschaltung von leistungsstarken Einheiten (Kernkraftwerke, Kohle- und Ölkraftwerke) und den Aufbau einer Vielzahl von lokalen Kleineinheiten sowie weit entfernten on- oder offshore Windparks werden nun sehr kostenintensive neue Netzerweiterungen auf allen Spannungsebenen zum Transport erforderlich.

So hat der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) – der die Übertragung grosser Mengen elektrischer Energie innerhalb des europäischen Verbundnetzes betreibt – für die Erstellung der notwendigen Hochspannungsleitungen allein auf der obersten Transportnetzebene von 400 kV zusätzlich erforderliche Investitionen von gegen 200 Mrd. € geschätzt.

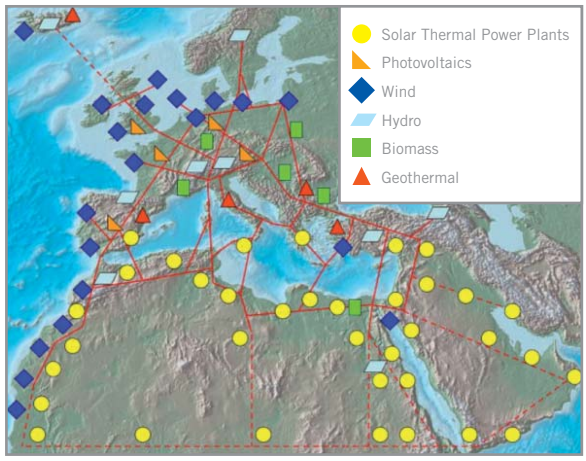
Im Jahr 2009 legte die ENTSO-E Pläne für einen insgesamt 42 100 neue Leitungskilometer umfassenden Netzausbau in Europa vor. Die entsprechenden Trassen sollen bis circa 2020 gebaut werden. Dies ist aus Gründen der Finanzierung, der Bewilligungsverfahren, des Widerstandes in der betroffenen Bevölkerung und des Zeitplanes jedoch nicht möglich mit dem Resultat, dass immer mehr kritische Engpässe in den Netzen entstehen.

Die wichtigsten Verbundnetze sind das zentraleuropäische Verbundnetz UCTE, das skandinavische Verbundnetz NORDEL und das russische Verbundnetz IPS/UPS, das aus technischen Gründen nicht direkt zusammengeschaltet werden kann und deshalb asynchron ist. Elektrische Energie zwischen den verschiedenen Verbundnetzen kann nur mittels Gleichstrom in HGÜ-Kurzkupplungen (GKK) oder Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen (HGÜ) in vergleichsweise geringem Umfang ausgetauscht werden.

Mit dem Begriff «Supergrid» wird ein grossräumiges Hochspannungsnetz hoher Kapazität bezeichnet, das z. B. zur Anbindung der Offshore-Windkraft in der Nordsee in die Hauptverbrauchszentren in Mitteleuropa dienen soll, also insbesondere zum Austausch von fluktuierenden, erneuerbaren Energien über weite Entfernungen. Damit soll es dazu beitragen die regional wetterbedingt unterschiedliche Erzeugung europaweit auszugleichen.

Zukunftsvision

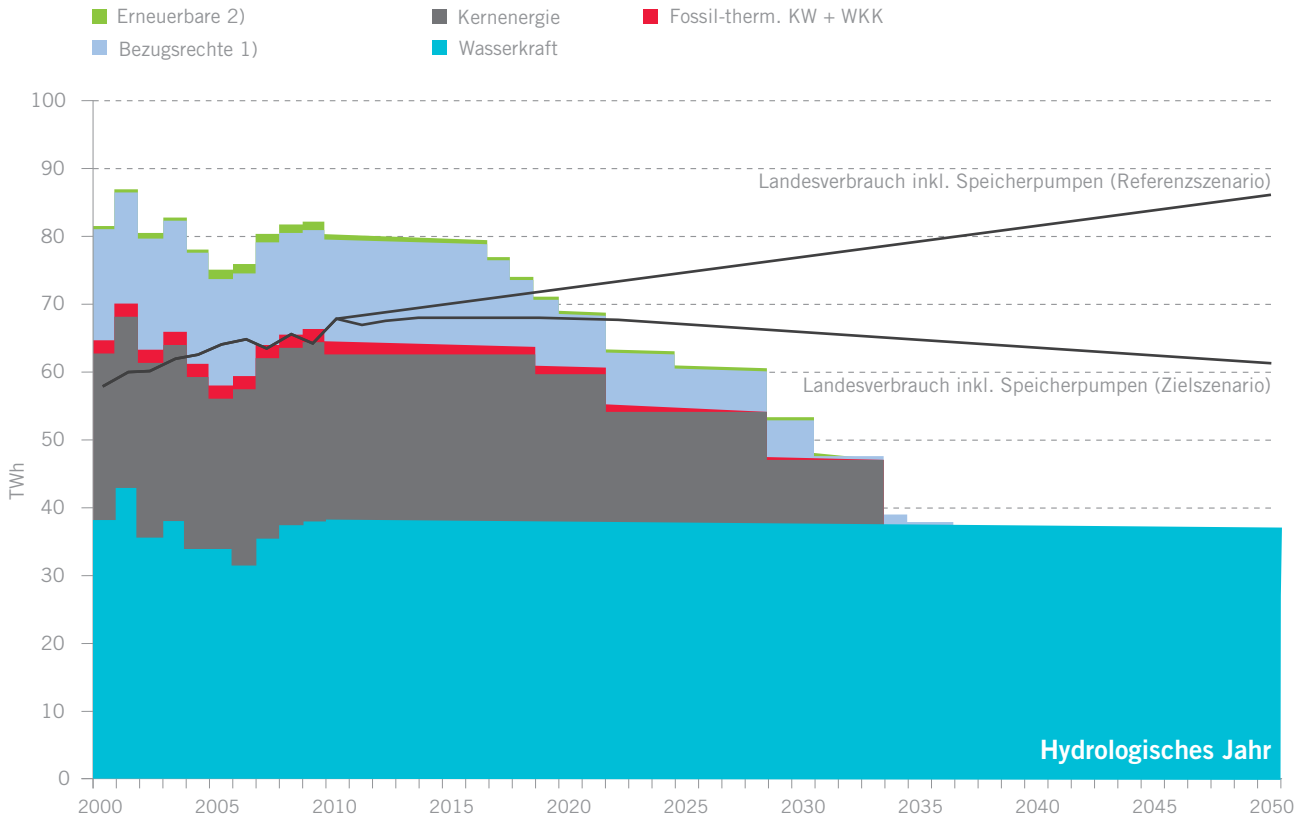
Die Desertec-Foundation, ist eine Stiftung, die sich weltweit für ein Konzept zur Erzeugung von Ökostrom durch Sonnenwärmekraftwerke, Windkraftanlagen oder Photovoltaik in Wüsten und zur Übertragung zu den weit entfernten Verbrauchszentren einsetzt.



Konzeptplanung eines fiktiven Supergrids zur Verknüpfung der Erzeugungsregionen erneuerbarer Energien in Nordafrika mit den Verbrauchsstellen in Europa.

Bundesrat will «Neue Energiestrategie» – eine zukunftsoffene Energiepolitik

Der Bundesrat will in der Schweiz zwar weiterhin eine hohe Stromversorgungssicherheit garantieren – allerdings mittelfristig ohne Kernenergienutzung im Inland. Die bestehenden Kernkraftwerke sollen am Ende ihrer Betriebsdauer stillgelegt und nicht ersetzt werden.
Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, setzt der Bundesrat im Rahmen der neuen Energiestrategie 2050 auf verstärkte Einsparungen (Energieeffizienz), den Ausbau der Wasserkraft und der neuen erneuerbaren Energien, allenfalls auch auf fossile Stromproduktion (Wärmekraftkopplungsanlagen, Gaskombikraftwerke) und Importe. Zudem sollen die Stromnetze rasch ausgebaut und die Energieforschung verstärkt werden. Der Bundesrat geht bei den bestehenden Kernkraftwerken von einer sicherheitstechnischen Betriebsdauer von voraussichtlich 50 Jahren aus. Damit müssten das Kernkraftwerk Beznau I 2019, Beznau II und Mühleberg 2022, Gösgen 2029 und Leibstadt im Jahr 2034 stillgelegt werden.
Derzeit tragen die Wasserkraft rund 56%, die Kernkraft 39% und die konventionell-thermischen sowie andere Anlagen rund 5% zur Stromproduktion bei.
Um Vorschläge, wie die durch den Verzicht auf den Ersatz von Kernkraftwerken fehlende elektrische Energie im In- oder Ausland zu produzieren oder sonst



1) Saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0 2) gekoppelt und ungekoppelt

wie zu beschaffen wäre, werden derzeit vielfältige Prognosen, Szenarien und Vorschläge publiziert. Dies veranschaulicht die Grafik (Prognose 2011), die zeigt wie bedeutend die Vorstellungen über die mittel- und langfristige Entwicklung der zu deckenden Energienachfrage auseinandergehen.

Festzustellen ist jedoch, das Wunsch- und Planvorstellungen über eine weit entfernte Zukunft oft wenig mit der sich sukzessive ergebenden Realität gemeinsam haben. Zu viele derzeit klaren Fakten – allein etwa die ebenfalls prognostizierte schweizerische Bevölkerungszunahme um bis zu 2 Millionen im Betrachtungszeitraum – lassen nicht darauf schliessen, dass die Nachfrage eklatant abnehmen wird. Und wenn die Strompreise stark steigen werden, so wird deren Auswirkung – mindestens im Privatbereich – durch den Indexmechanismus – teilweise kompensiert werden. Zwangsmassnahmen des Staates dürften jedoch kaum zur Akzeptanz von einschränkenden Sparmassnahmen führen.

Damit bleibt die dringende Zukunftsaufgabe, rechtzeitig genügende Produktionskapazitäten oder vertraglich abgesicherte Importmengen sicherzustellen. Jedenfalls ist die Schweiz in ein volkswirtschaftlich relevantes Energieversorgungsexperiment eingebunden.

Hohe schweizerische Netzinvestitionen erforderlich

Für die künftigen inländischen Produktionsinfrastrukturen und den Stromimport, ist ein rascher Ausbau der Stromübertragungsnetze 400/220 kV und ein Umbau der Verteilnetze zu «Smart Grids» zwingend nötig. Diese «intelligenten» Netze ermöglichen die direkte Interaktion zwischen Verbrauchern, Netz und Stromproduktion und bergen ein grosses Potenzial zur Optimierung des Stromsystems, zu Einsparungen im Verbrauch und zur Kostensenkung. Dabei verändern sich aufgrund von Einspeisungen verschiedenster Produktionsanlagen sowohl die Richtungen der pendelnden Energieflüsse als auch die Kostenstruktur. Zum Betrieb derartiger «Pendelnetze» ist eine hochkomplexe IT-Technik erforderlich, die nicht nur Überwachungs- und Steuermassnahmen umfasst, sondern einfache oder gar mehrfach überlagerte Regelsysteme erforderlich macht. Dies sind noch weitgehend zu erledigende – und auch kostspielige – Zukunftsaufgaben. Das veranschaulicht die obenstehende Grafik.

Swissgrid als schweizerische Übertragungsnetzbetreiberin

Die **Swissgrid** mit Sitz in Laufenburg untersteht der Aufsicht der Eidgenössischen Elektrizitätskommission ElCom. Sie übernimmt gemäss gesetzlichen Vorgaben das Höchstspannungs-Stromübertragungsnetz von den bisherigen Eigentümern mit einer Länge von 6700 Kilometern einschliesslich der grenzüberschreitenden Übertragungs- und Leitungskapazitäten zum Ausland. Swissgrid ist für den Betrieb des Übertragungsnetzes zuständig.

Zentrale Aufgabe von Swissgrid ist es, die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung sicherzustellen und dafür zu sorgen, dass die bestellten Strommengen in der gewünschten Qualität letztlich an die Kunden geliefert werden. Bei sich abzeichnenden Engpässen müssen die nötigen Massnahmen rechtzeitig ergriffen werden, um Ausfälle zu verhindern und den reibungslosen Stromtransport zu gewährleisten. Swissgrid ist dabei in den europäischen Verbundbetrieb der UCTE eingebunden. Aufgabe dieser Organisation ist es, die Aktivitäten im europäischen Übertragungsnetz zu koordinieren. Swissgrid hat dabei die Funktion des schweizerischen «Transmission System Operator» (TSO) inne.

Bericht des Verwaltungsrates

Der Verwaltungsrat hat sich auch in diesem Berichtsjahr mit den Zukunftsperspektiven als auch mit den Aspekten eines geordneten laufenden Betriebes befasst. In zunehmendem Ausmass traten Fragen der Investitionsfinanzierung, der Auswirkungen der gesetzlichen Regulierung und der durch die ElCom erlassenen Weisungen in den Vordergrund. Im Zusammenhang mit der Energiepolitik und insbesondere des «Fukushima-Effekts» und seinen Folgen traten Fragen der mittel- und langfristigen Energiebeschaffung in den Vordergrund.

Produktion und Nachfrage nach erneuerbarer Energie

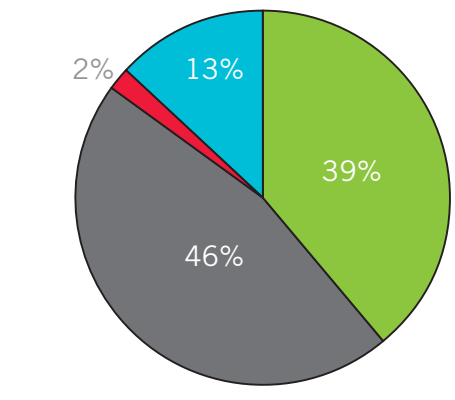
Arbon Energie AG offeriert seinen Kunden verschiedene Kategorien von erneuerbaren Stromprodukten. Diese können jederzeit bestellt werden. Die Verkaufspreise spiegeln schwach die effektiven Produktionskosten. Nach dem Reaktorunfall in Fukushima hat AE im April sämtliche Kunden angeschrieben und sie gezielt auf die Möglichkeiten des Bezugs von ökologisch ausgerichteten Stromprodukten aufmerksam gemacht. Die Reaktionen nach dem von den Medien inszenierten «Schock» waren für AE jedoch ernüchternd: Von 8 455 angeschriebenen Kunden sind 479 Rückmeldungen (= 5,7%) erfolgt; davon haben 187 von den Ökoangeboten in geringem oder grösseren Ausmass Gebrauch gemacht, entsprechend insgesamt 2,2%. Der gesamthaft bestellte «Ökostrom» von rund 0,38 GWh entspricht rund 0,35% des Stromumsatzes der AE. Dieses Resultat lässt nur die Schlussfolgerung zu, dass zwischen verbalen Beteuerungen und der tatsächlichen Bereitschaft etwas mehr für elektrische Energie zu bezahlen, ein deutlicher Unterschied besteht!

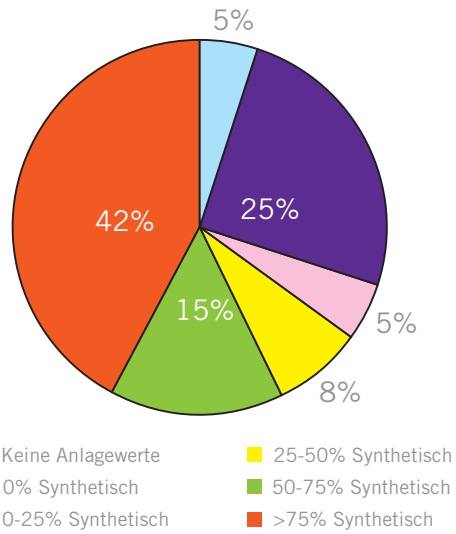
Um die Diversifikation im Beschaffungsbereich zu erhöhen, hat sich unser Energielieferant, die SN Energie AG, durch den Bau von Kleinwasserkraftwerken, aber insbesondere durch ihr Engagement, sich an in- und ausländischen Windparks zu beteiligen im Geschäftsjahr sehr bemüht. Dabei hat sich herausgestellt, dass Beteiligungen an bestehenden oder im Planstadium befindlichen Windparks – speziell auch im nahen Ausland – nicht nur kostspielig sind, sondern auch viele behördliche und anwohnerbedingte Hürden überwinden müssen.

Elektrizitätskommission ElCom

Die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) ist die staatliche Regulierungsbehörde im Elektrizitätsbereich. Sie überwacht die Einhaltung des Stromversorgungs- und Energiegesetzes, trifft die dazu nötigen Entscheide und erlässt Verfügungen. Seit 2008 sind dies 107. Sie überwacht die Strompreise und entscheidet als richterliche Behörde bei Differenzen betreffend den Netzzugang oder die Auszahlung der kostendeckenden Einspeisevergütung für erneuerbare Energien. Sie überwacht zudem die Versorgungssicherheit im Strombereich und regelt Fragen betreffend den internationalen Stromtransport und -handel.

Sie veröffentlicht auch interessante Auswertungen der von den EVU's zu meldenden Kostenrechnungen. So zeigt beispielsweise die nachstehende Figur die durchschnittliche Zusammensetzung der Netzkosten und die folgende, in welcher Weise die Anlagekosten in den Netzen der Verteilunternehmen berechnet werden. Dabei hat die Festlegung der Art der Kapitalwertermittlung einen grossen Einfluss auf die Höhe der Kostengeltendmachung. AE rechnet ausschliesslich mit günstigeren historischen Werten.





Strompreisüberwachung

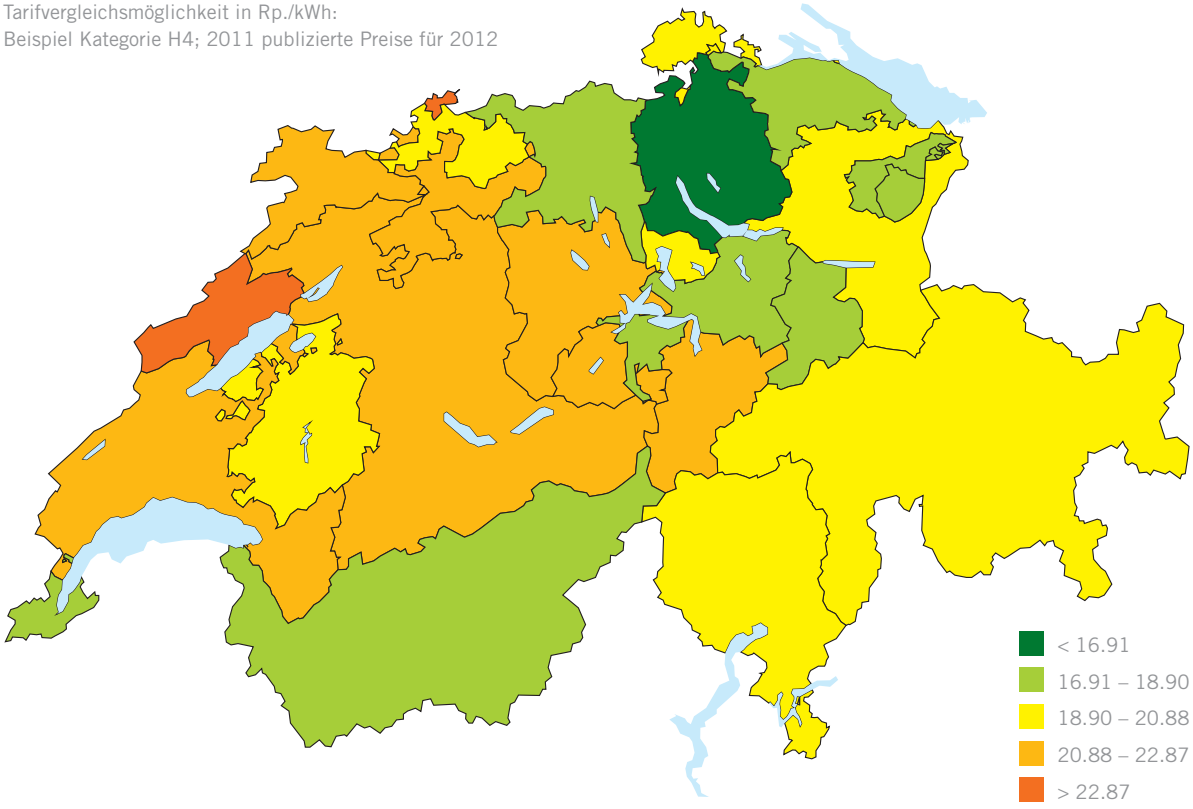
Die ElCom ist auch «Preisüberwacher» im Elektrizitätsbereich. Die Kommission hat dazu umfassende Kompetenzen erhalten: Sie kann ungerechtfertigte Strompreiserhöhungen untersagen oder zu hohe Preise rückwirkend absenken. Solche Entscheide werden per Verfügung erlassen.

Für Konsumenten, die bis zur völligen Marktöffnung keine Möglichkeit haben, ihren Stromlieferanten auszuwählen, überwacht die ElCom die Elektrizitätstarife. Die EVU's müssen auf der Stromrechnung einzeln ausweisen, wie hoch die Kosten für die Energie, die Benutzung des Stromnetzes sowie Abgaben, Gebühren und Steuern sind.

Konsumenten mit einem Verbrauch von mehr als 100 MWh pro Jahr und Verbrauchsstätte können seit 1. Januar 2009 ihren Stromlieferanten frei wählen. Dann allerdings wird der Elektrizitätstarif durch die ElCom nicht mehr geprüft, da der Konsument die Wahl hat, bei einem zu hohen Preis den Anbieter wieder zu wechseln. Die ElCom überprüft aber weiterhin die Netznutzungsentgelte aller Anbieter.

Die ElCom wird entweder von sich aus (von Amtes wegen) oder aufgrund von Meldungen oder Klagen aktiv. Sie ermöglicht zudem einen Vergleich der Strompreise.

Tarifvergleichsmöglichkeit in Rp./kWh:
Beispiel Kategorie H4; 2011 publizierte Preise für 2012



Revision des Stromversorgungsgesetzes

Da die Auswirkungen der bisherigen Stromversorgungsgesetzgebung in mancherlei Hinsicht die Vorstellungen verschiedenster Anspruchsgruppen nicht erfüllt haben, plant der Bund eine grundlegende Revision der Gesetzesgrundlagen. Da die Ansprüche weit auseinandergehen, sind derzeit vielfältige Kommissionen, Ausschüsse, Interessen und Lobbygruppen damit beschäftigt, Vorschläge zu erarbeiten. Für die EVU's besteht die besondere Gefahr, dass von der gültigen Kostenorientierung der Strompreise auf eine sog. «Anreizregulierung» umgestellt wird. Diese hätte zur Folge, dass im Sinne der Tiefhaltung der Kosten eine «Kosteneinsparrunde» die andere jagen würde und damit die Investitionen in die Netze und deren Finanzierung unter das langfristig erforderliche Mass gedrückt würden. Eine Abnahme der Versorgungssicherheit wäre die unausweichliche Folge.

Smart Grid-Aufbau

Im Geschäftsjahr wurde die Zählerumrüstung auf «Smart Meters» systematisch vorangetrieben. Am Jahresende waren insgesamt 4 225 Einheiten zur Messung des Elektrizitätsverbrauchs und 325 Einheiten für die Wasserverbrauchsmessung installiert. Damit konnte bereits teilweise auf die Fernablesung und die automatisierte Verrechnung übergegangen werden. Alle Transformatorenstationen sind zwischenzeitlich auch mit den für den Datenverkehr erforderlichen Übertragungseinheiten ausgerüstet worden.

Der Verwaltungsrat legt grossen Wert auf die zukunftsausgerichtete Ertüchtigung des gesamten Verteilnetzes, damit auch die technischen Problemstellungen, die sich aus den immer zahlreicher werdenden lokalen Einspeisungen ergeben, gemeistert werden können. Ein wirkungsfähiges «Smart Grid» ist die technische und wirtschaftliche Voraussetzung für eine auch in Zukunft hohe Versorgungssicherheit, um die fluktuierenden, erneuerbaren Energien ins Netz integrieren zu können.

Risikomanagement in erweitertem Umfeld

Gemäss der gesetzlichen Grundlage von Artikel 663b, Ziff. 12 OR hat der Verwaltungsrat einer Aktiengesellschaft in jedem Geschäftsjahr eine Risikobeurteilung durchzuführen. Das Ergebnis ist im Anhang der Jahresrechnung offenzulegen.

Die Beurteilung strategischer Risiken ist primäre Aufgabe des Verwaltungsrates ebenso wie die Einschätzung von Reputationsrisiken und deren möglichen Folgen. Zusammen mit der Geschäftsführung hat der Verwaltungsrat auch die wesentlichen operativen Risiken des Geschäftsganges zu analysieren und bestmöglich zu quantifizieren. Basis der Risikodurchführung bildet das Grundlagenpapier «Risikomanagement der Arbon Energie AG» vom 17. Januar 2009, das vom Verwaltungsrat an seiner Sitzung vom 17. Februar 2009 genehmigt wurde.

Die Risikomatrix beinhaltet grundsätzlich zwei miteinander verknüpfte Bereiche: die «unternehmensinternen» Risiken, die sich im Wesentlichen auf den «Cashflow at Risk», also die unmittelbaren finanziellen Folgen von Schadenfällen aller Art beziehen. Daneben treten heute immer stärker Risiken in Erscheinung, die konstitutioneller und energiepolitischer Art sind: Externe Unternehmenseingriffe über Gesetzesänderungen, Geschäftsgangbeeinflussungen über sog. «Lenkungsabgaben», energiepolitische Umverteilungen innerhalb der Versorgungsunternehmen und generell politische Einflussnahmen, die das Risikoprofil und damit die Struktur und langfristige Stabilität eines EVU beeinträchtigen können.

Im ersten Bereich kann das EVU entscheiden, welches Risiko es selber zu tragen bereit und fähig ist, so sind die Risiken zweiter Art weitgehend fremdbestimmt. Arbon Energie AG hat deshalb eine Risikomanagement-Strategie zu entwickeln, welche sich auf die Gesamtrisikosituation abstützt. Organisatorische Massnahmen in der Planung und Umsetzung der Risikostrategie sind deshalb zwingend. Angesichts der Auswirkungen eines guten Risikomanagements auf den Unternehmenserfolg muss die Gestaltung des Governance-Prozesses vom Verwaltungsrat ausgehen.

Verkauf von neuen erneuerbaren Energien (NEE)

Unser **Standard-Stromprodukt** ist CO_2-arm und wird zum grossen Teil durch Kernenergie und Wasserkraft sowie Kehrichtenergie erzeugt und mit Strom aus dem Energiehandel ergänzt. Der Strommix gemäss Stromkennzeichnung beinhaltet im Thurgauer Vergleich einen überdurchschnittlichen Anteil an erneuerbarer Energien.

Aquapower ist zertifizierter Strom aus Schweizer Wasserkraftwerken und kostet 2 Rappen pro kWh mehr. Davon fliessen rund ⅔ in den Aquapower-Fonds zur Förderung der Schweizer Wasserkraft. Die Kunden können wählen, wie viel Aquapower sie beziehen möchten, um die Schweizer Wasserkraft zu fördern. Die Stadt Arbon bezieht für ihre Liegenschaften 100% Strom aus Wasserkraft.

Windpower ist Strom aus Windkraftwerken. Die Windenergie stammt aus Windkraftwerken im windreichen Norden Europas. Der Mehrpreis beträgt 7 Rappen pro kWh.

Solarpower ist umweltfreundlicher Strom aus Schweizer Photovoltaikanlagen. Mit Solarpower wird der Bau weiterer Photovoltaikanlagen gefördert. Für Solarpower beträgt der Zuschlag 60 Rappen pro kWh.

Erneuerbare Energien haben in der öffentlichen Diskussion einen hohen Stellenwert; die praktische Nutzung durch Kunden ist jedoch noch sehr gering, obwohl die Preisaufschläge nur einen Deckungsbeitrag an die wahren Mehrkosten liefern.

Der Anteil neuer erneuerbarer Energien der gemäss Angebot bei der AE geordneten Bezugsmengen beträgt im Geschäftsjahr lediglich rund 1,8% entsprechend 2 023 468 kWh.

Jahr	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Energieankauf	98 685 685	100 575 242	101 015 390	104 416 748	102 228 689	109 049 806	110 915 508
Davon neue erneuerbare Energie:							
Aquapower	137 871	792 371	1 294 925	1 242 218	1 117 473	1 246 440	1 952 678
Solarstrom	7 075	8 725	12 663	14 796	15 039	17 979	20 171
Windstrom					2 929	9 594	50 619
Total neue erneuerbare Energie	144 946	801 096	1 307 588	1 257 014	1 135 441	1 274 013	2 023 468
%-Anteil am Energieverkauf	0.15%	0.80%	1.29%	1.20%	1.11%	1.17%	1.82%

Leistungen der AE an die Politische Gemeinde Arbon

Die AE erbringt unter verschiedenen Titeln direkte und indirekte Leistungen an die Stadt wie folgt:

- Konzessionsgebühren CHF 150 000; davon 100 000 für die Elektrizitäts- und 50 000 für die Wasserversorgung (ohne Wasserversorgung Stachen)
- Beteiligung Energieberatungsstelle CHF 50 000
- Leistungen für energiepolitische Massnahmen gem. Energiekonzept der Stadt Arbon CHF 134 638
- Konzession Öffentliche Beleuchtung CHF 355 977
- Aufwand für Veranstaltungen mit gemeinwirtschaftlichem Charakter CHF 89 121
- Vorgeschlagene Dividende von 6% auf dem AK CHF 300 000

Damit betragen die direkten Leistungen an die Stadt im Berichtsjahr CHF 1 079 736. Zudem kommen noch indirekte Leistungen in natura wie etwa die Wasserlieferungen für öffentliche Brunnen, Strassenreinigung und die Feuerwehr.

Dazu kommen Unternehmenssteuern von CHF 70 703.

Im Überblick zeigt sich in 1000 CHF folgendes Bild:

Jahr	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Konzessionsgebühren [1]	150	150	150	150	150	150	150
Öffentliche Beleuchtung [2]	258	279	159	284	276	255	356
Energieberatungsstelle	0	0	0	0	25	50	50
Energiepol. Massnahmen	0	0	0	0	0	0	134
Gemeinwirtschaft [3]	105	90	78	106	92	106	89
Dividende	300	300	300	300	300	300	300
Sonstiges	81	0	0	0	0	0	0
Total	894	819	687	840	843	861	1 079
Dazu kommen							
Unternehmenssteuern	123	97	76	76	144 [4]	72	70

[1] Sondernutzung von städtischem Grundeigentum für Leitungszwecke (Elektrizität und Wasser)
[2] Konzession öffentliche Beleuchtung
[3] Aufwand der Arbon Energie AG zugunsten gemeinwirtschaftlicher Veranstaltungen der Stadt
[4] Steuer-Nachbelastung im Berichtsjahr aus dem Geschäftsjahr 2006

Umsatzentwicklung

Insgesamt hat der Stromeinkauf im Geschäftsjahr um 1,7% zugenommen, von 109,0 GWh auf 110,9 GWh. Die Wasserförderung hat um 2,3% auf 3,6 Mio. m^3 abgenommen. Der Wärmeabsatz hat von 2,2 GWh auf 2,1 GWh abgenommen.

In den letzten Jahren wurden folgende Neuanschlüsse realisiert:

Jahr	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Gebäude	24	31	24	15	17	11	19
Wohn- bzw. Betriebseinheit					31	68	147

Die wichtigsten umsatzbezogenen Kenndaten der AE seit dem Jahr 2006 zeigt die folgende Tabelle:

Jahr	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Stromumsatz (GWh)	104	104	107	102	109	111
Anrechenbare Bezugsleistung (MW)	18.9	19.2	19.7	20.4	20.2	20.9
Benutzungsdauer (h)	5 503	5 430	5 432	5 022	5 391	5 310
Wasserproduktion (Mio. m^3)	3.5	3.3	3.3	3.3	3.7	3.6
Wärmeabgabe (GWh)	2.1	1.4	2.0	2.1	2.2	2.1

Wichtigste Investitionen im Geschäftsjahr

Neben dem normalen Geschäftsbetrieb wurden Geschäftsführung und Personal durch die Durchführung von grösseren Investitionsvorhaben stark gefordert. Es sind dies u. a.:

	in kCHF
Niederspannungsnetz	505
Neubau Trafostation	441
Messwesen	665
Wasserleitungsnetz	924
Total	2 535

GATE 24
BAUER
LOUISVILLE

Elektrizitäts-versorgung

Energiebeschaffung, Verkauf und Verbrauch

Energiebeschaffung und -verkauf haben im Geschäftsjahr um 4.2% zugenommen. Der Energiebezug erhöhte sich von 104 687 041 kWh im Jahr 2010 auf 109 099 324 kWh im Jahr 2011. Das anrechenbare Maximum reduzierte sich um 658 kW auf 20 888 kW.

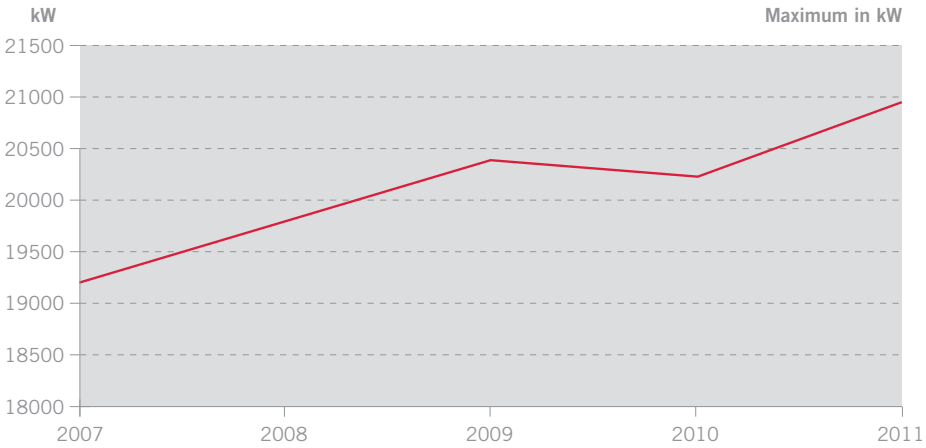
Betrieb und Unterhalt

Es wurden in mehreren Erschliessungsgebieten insgesamt 21 Neuanschlüsse erstellt, 11 bestehende Anschlüsse saniert und 2 Anschlüsse demontiert.

Die Summe der Hausanschlüsse hat Ende Jahr die Zahl von 2109 erreicht. Insgesamt wurden dazu 1 219 m neue Kabel verlegt.

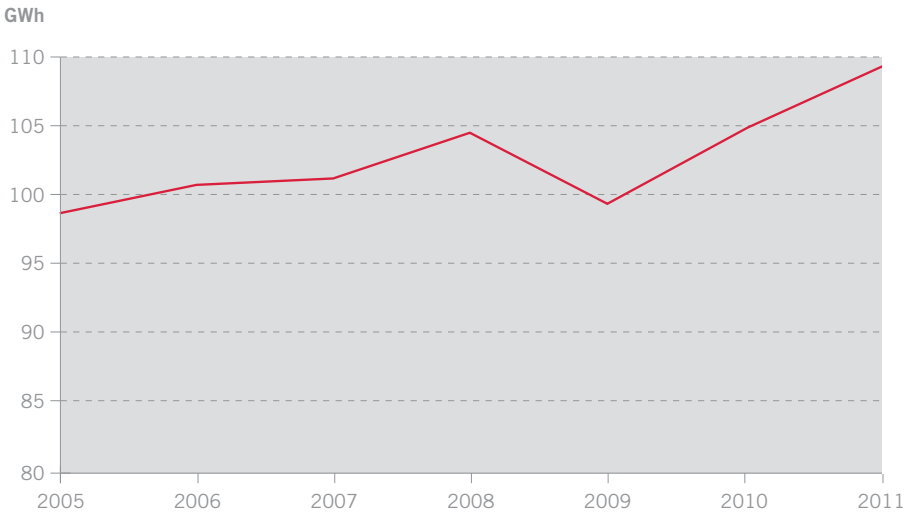
Im Mittelspannungsnetz trat 1 Störung auf. Wegen Defekten im Niederspannungsnetz traten 2 lokale Versorgungsunterbrüche auf, welche ausnahmslos innert weniger Stunden behoben werden konnten. Im Weiteren traten 6 Störungen in der Strassenbeleuchtung auf.

Das nachstehende Diagramm zeigt die angerechneten Maxima der Leistungsinanspruchnahme beim Energiebezug seit 2007:



Die Energieabgabe zeigt die nachstehende Tabelle in kWh:

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
98 685 685	100 575 242	101 015 390	104 416 748	99 186 700	104 687 041	109 099 324



Insgesamt wurden verlegt: 1,1 km Mittelspannungs- und 3,2 km Niederspannungskabel sowie 1,6 km Kabel für die öffentliche Beleuchtung. Derzeit werden 2109 Hausanschlüsse bedient und es bestehen 1661 Lampenstellen der öffentlichen Beleuchtung.

Die Gesamtlänge der Mittelspannungskabel beträgt 46,6 km, die der Niederspannungskabel 162,7 km. Dazu kommen 155,7 km für die Signalübertragung und die öffentliche Beleuchtung sowie 49,7 km Glasfaserkabel.

Seewasserwerk Arbon

Wasserversorgung

Wasserbeschaffung und -verkauf

Die Wasserproduktion reduzierte sich von 3 668 263 m^3 im Jahr 2010 auf 3 584 003 m^3 im Jahr 2011.
Der Wasserverkauf reduzierte sich von 3 354 587 m^3 im Jahr 2010 auf 3 067 053 m^3 im Jahr 2011.

Betrieb und Unterhalt

Die Gesamtlänge der Guss- und Eternitrohre beträgt 41,7 km, die der Stahlrohre 20,2 km und die der PE-Rohre 61,5 km. Im Weiteren sind 3 320 Schieber sowie 437 Hydranten im Netz eingebaut.

Insgesamt traten im Geschäftsjahr 23 (27) Defekte an Hauptleitungen und 7 (9) Schäden an Hauszuleitungen auf. Mit 0,25 Defekten pro Kilometer und Jahr liegt die AE im schweizerischen Durchschnitt von ebenfalls 0,25 Defekten pro Kilometer und Jahr. Die Erneuerung des Leitungsnetzes beträgt im Geschäftsjahr 3 192 m oder 3,0 %.

Gravierend wirken sich arbeits- und kostenmässig die Rohrbrüche in unserem Wasserleitungsnetz aus. Die nachstehende Tabelle zeigt die Entwicklung während der letzten Jahre:

Rohrbrüche:

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
28	45	38	42	27	36	31

Qualitätssicherung

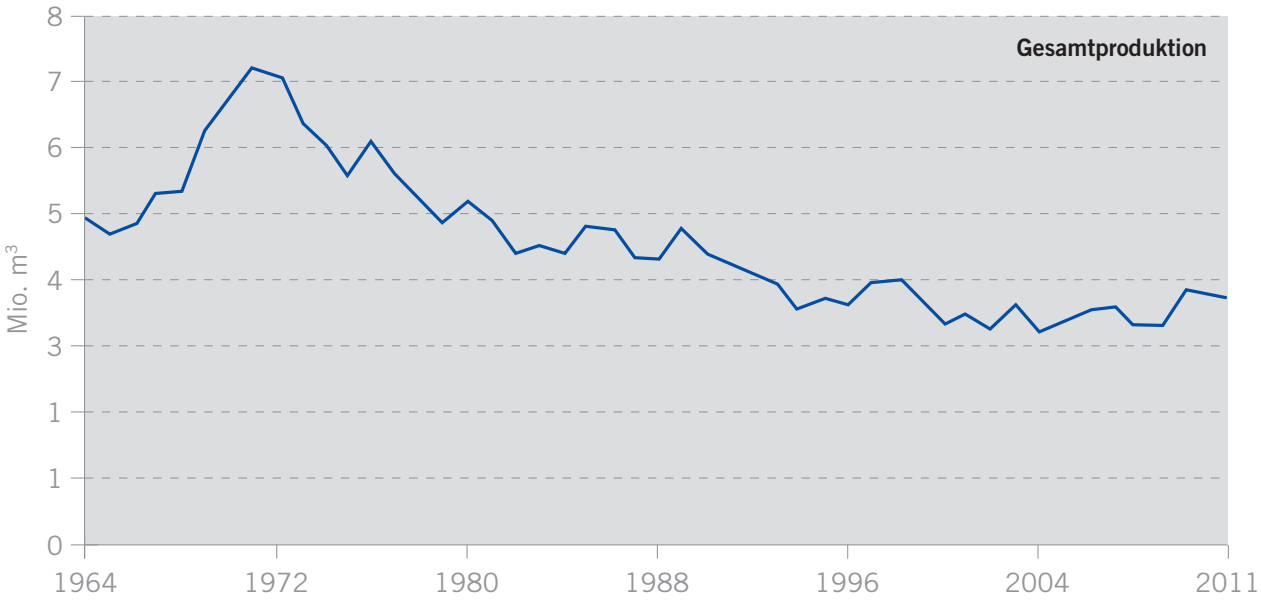
Die im Rahmen der Selbstkontrollen und der amtlichen Kontrollen erhobenen Wasserproben attestieren eine sehr gute Wasserqualität und ergaben folgendes Bild:

Analyse	Anzahl Proben	Befund	Limite
Enterokokken	total 96	NN	NN/100 ml
Escherichia coli	total 96	NN	NN/100 ml
Ärobe, mesophile Keime	total 96		300/ml
	davon 16	NN	300/ml
	davon 57	1 – 10 NB	300/ml
	davon 18	11 – 80 NB	300/ml
	davon 5	81 – 300 NB	300/ml

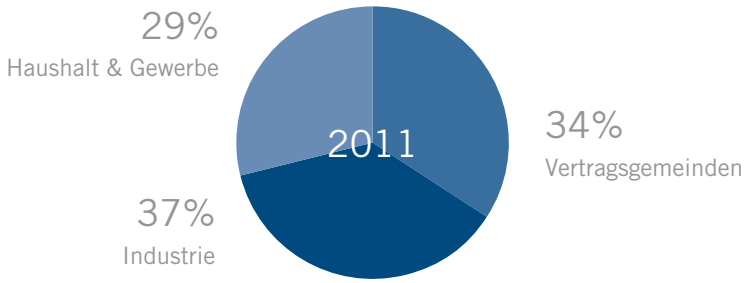
NN = Nicht nachweisbar
NB = Nicht beanstandet

Wasserabgabe

Die Entwicklung seit dem Jahr 1964 zeigt folgendes Bild:



Die Aufteilung auf die einzelnen Verbrauchsgruppen im Jahr 2010 und 2011 zeigt die nachstehende Grafik und Tabelle:



Vertragsgemeinden		Industrie		Haushalt & Gewerbe	
2011	2010	2011	2010	2011	2010
m³	m³	m³	m³	m³	m³
1 055 084	1 299 920	1 127 616	1 173 517	884 353	881 150

Heizzentrale Salwiese/Bleiche

Nahwärme

Die Heizgradtage gestatten Rückschlüsse auf den Heizenergieverbrauch und den einzelnen Monaten und im Jahr. Definitionsgemäss wird an jedem Heiztag – einem Tag mit einer Tagesmitteltemperatur von weniger als 12 Grad Celsius – erhoben, um wie viel die gemessene Aussenlufttemperatur von der angestrebten Innenlufttemperatur von 20 Grad Celsius abweicht. Diese Werte hängen naturgemäss stark vom Standort der Messung ab. Die monatlichen Heiztage sind die Summe der Differenzen zwischen Aussenlufttemperatur und angestrebter Innenlufttemperatur für alle Heiztage des Monats.

Im Kanton Thurgau steht als Referenzwert nur die Messstelle Tänikon in Aadorf zur Verfügung. Der Mittelwert für den Zeitraum 1991 bis 2000 beträgt 3 435, für das Jahr 2010: 3 360 und für 2011: 3 171. Die Zunahme der Wärmeabgabe beruht also im Wesentlichen auf der intensiveren Nutzung der Nahwärme durch die Kunden. Im Berichtsjahr wurden zwei neue Kunden mit einer Wärmeleistung von insgesamt 190 kW an die Nahwärmenetze angeschlossen.

Der Wärmeabsatz reduzierte sich im Geschäftsjahr um markante 3,5 % auf 2 146 554 kWh.

Wärmeenergieverkauf in GWh:

2006	2007	2008	2009	2010	2011
2.1	1.4	2.0	2.1	2.2	2.1

Personelles

Der Personalbestand betrug Ende 2011 insgesamt 22 Personen.

Per 31. Juli 2011 trat Adrian Schmid nach erfolgreichem Lehrabschluss bei der AE aus.

Per 1. April 2011 trat Herr Gilberto Turro als Elektromonteur und am 1. Oktober 2011 Jochen Eggers als Sanitärmonteur bei der AE ein.

Insgesamt war die Beschäftigungsintensität und damit die Beanspruchung des gesamten Personals intensiv und insbesondere die von der Geschäftsleitung zu bewältigenden Aufgaben sehr anspruchsvoll. Der Verwaltungsrat dankt allen Mitarbeitern für die geleistete Arbeit und ihren stetigen Einsatz, dem Management besonders für ihre umsichtige und zukunftsorientierte Geschäftsführung.

Finanzen

Allgemeines

Die geschäftspolitisch erforderlichen Rückstellungen wurden erfolgsrelevant um CHF 726 419 erhöht.

Eigenkapital

Das Aktienkapital von CHF 5 Mio. besteht aus 5000 voll liberierten Namenaktien mit einem Nennwert von je CHF 1000. Mit Ausnahme der Pflichtaktien der Verwaltungsräte besitzt die Stadt Arbon das gesamte Aktienpaket.

Die Entwicklung des Eigenkapitals stellt sich wie folgt dar:

	Aktienkapital CHF	Reserven CHF	Eigenkapital CHF
Stand per 1.01.2011	5 000 000	6 375 663	11 375 663
Reingewinn	–	337 663	337 663
Dividende	–	-300 000	-300 000
Stand per 31.12.2011	5 000 000	6 413 326	11 413 326

Erfolgsrechnung

	Erläuterungen	Rechnung 2011 CHF	Rechnung 2010 CHF
Ertrag Elektrizität Netznutzung	1	8 703 033	8 695 951
Ertrag Elektrizität Energie	1	6 702 779	5 454 535
Ertrag Wasser		3 898 178	3 639 692
Ertrag Nahwärme		443 485	287 876
Ertrag Übrige		1 723 466	1 912 297
Handelsertrag		**21 470 941**	**19 990 351**
Vorliegernetze / Energie-Einkauf	2	-9 437 943	-8 326 655
Unterhalt Betrieb Netze	3	-4 092 662	-3 126 549
Bruttoergebnis 1		**7 940 336**	**8 537 147**
Personalaufwand inkl. Sozialaufwand		**-2 959 872**	**-2 798 785**
Bruttoergebnis 2		**4 980 464**	**5 738 362**
Konzessionsabgaben		-200 000	-200 000
Konzessionsabgaben öffentl. Beleuchtung		-355 977	-215 373
Total Konzessionsabgaben	4	**-555 977**	**-415 373**
Übriger Betriebsaufwand		**-1 583 504**	**-1 367 071**
Finanz-Ertrag		89 892	90 570
Finanz-Aufwand		-177 742	-183 439
Finanz-Erfolg		**-87 850**	**-92 869**
Abschreibungen	5	**-2 344 767**	**-3 458 724**
Betriebsergebnis 1		**408 366**	**404 325**
Gesellschaftssteuern		-70 703	-72 154
Jahresgewinn		**337 663**	**332 171**

Bilanz

Aktiven	Erläuterungen	31.12.2011 CHF	31.12.2010 CHF
Umlaufvermögen		**4 262 675**	**3 953 683**
Flüssige Mittel		664 883	605 134
Forderungen		3 540 214	3 332 120
Vorräte und angefangene Arbeiten		50 338	16 429
Aktive Rechnungsabgrenzung		7 240	–
Anlagevermögen		**21 451 154**	**21 358 782**
Finanzanlagen	6	1 931 745	2 063 313
Mobile Sachanlagen		51 210	30 129
Immobile Sachanlagen	7	18 271 600	17 450 550
Projekte in Arbeit		1 196 599	1 814 790
Total Aktiven		**25 713 829**	**25 312 465**

Passiven			
Kurzfristiges Fremdkapital		**2 959 814**	**2 822 532**
Kurzfristige Verbindlichkeiten aus Lieferungen/Leist. ggü. Dritten		766 941	616 695
Kurzfristige Verbindlichkeiten aus Lieferungen/Leist. ggü. Nahest.		939 534	811 796
Übrige kurzfristige Verbindlichkeiten		1 110 259	777 361
Passive Rechnungsabgrenzung		143 080	616 680
Langfristiges Fremdkapital		**11 340 689**	**11 114 270**
Langfristige Verbindlichkeiten	8	5 000 000	5 500 000
Rückstellungen	9	6 340 689	5 614 270
Eigenkapital		**11 413 326**	**11 375 663**
Aktienkapital		5 000 000	5 000 000
Gesetzliche Reserven		43 900	43 900
Privilegierte Kapitalreserven		5 769 000	5 769 000
Freie Reserven		200 000	200 000
Gewinnvortrag		62 763	30 592
Jahresgewinn		337 663	332 171
Total Passiven		**25 713 829**	**25 312 465**

Erläuterungen zu Erfolgsrechnung und Bilanz

01 Gemäss Stromversorgungsgesetz (StromVG) Art. 12 Abs. 1 sind die Netzbetreiber verpflichtet, die Jahressummen der Netznutzungsentgelte und der Elektrizitätstarife zu veröffentlichen.

02 Neben den Netznutzungskosten der Vorliegernetze und dem Kauf von elektrischer Energie von der SN Energie AG wurden auch für CHF 20 474 Öko-Stromprodukte zum Weiterverkauf erworben. Zudem wurden für die Nahwärmeerzeugung CHF 142 129 an Energiekosten aufgewendet.

03 Nebst den Aufwendungen für den Netzunterhalt aller Sparten, sind in dieser Position auch die Aufwendungen für die Dienstleistungen enthalten.

04 In dieser Position sind als Konzessionsabgaben an die Politische Gemeinde Arbon für die Sparte Wasser und Elektrizität CHF 150 000 sowie für die Beteiligung an der Energieberatungsstelle CHF 50 000 und für die als Konzessionsauflage von der AE zu tragende öffentliche Beleuchtung CHF 355 977 enthalten.

05 Die Abschreibungen basieren durchwegs in allen Sparten auf branchenüblichen Ansätzen.

06 Die Arbon Energie AG ist nominal mit CHF 1 715 000 an der SN Energie AG beteiligt. An verschiedenen Kraftwerksgesellschaften werden Aktien im Wert CHF 73 845 gehalten. An der elog Energielogistik AG ist die Arbon Energie AG mit CHF 30 000 und an der Abonax AG mit CHF 59 400 beteiligt. Zudem bestehen Darlehensforderungen gegenüber Dritten von CHF 53 500.

07 In den immobilen Sachanlagen sind u.a. enthalten: Der Werkhof, das Mittel- und Niederspannungsnetz der Elektrizitätsversorgung, das Transport- und Versorgungsnetz der Wasserversorgung einschliesslich Reservoir und Seewasserwerk, sowie die Heizzentralen und die Wärmeleitungen der Nahwärmeversorgung. Zudem sind die Transformatorenstationen, die Anlagen der öffentlichen Beleuchtung sowie die Zähler-, Schalt- und Tarifapparate enthalten.

08 Die langfristigen Finanzverbindlichkeiten bestehen aus einem Darlehen der TKB von 5,0 Mio. CHF.

09 Für die Erneuerungen und Anpassungen in den Netzen wurden Rückstellungen gebildet.

Segmentberichterstattung Verteilnetz 2011

Vorbemerkungen

Die Arbon Energie AG ist als vertikal integriertes Unternehmen in den Bereichen Stromverteilnetz, Stromvertrieb, Wasserversorgung, Nahwärmeversorgung und Dienstleistungen tätig. Gemäss den Vorgaben von Art. 10 Abs. 3 StromVG ist der Verteilnetzbereich mindestens buchhalterisch von den übrigen Tätigkeiten zu trennen. Nach Art. 11 Abs. 1 StromVG hat die Arbon Energie AG als Netzbetreiberin über das integrierte Segment Verteilnetz finanzielle Rechenschaft abzulegen.

Das Segment Verteilnetz unterliegt der Aufsicht durch die Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom. Die Arbon Energie AG reicht der ElCom jährlich eine detaillierte Kostenrechnung des Segmentes Verteilnetz zum Nachweis der Angemessenheit der Netznutzungsentgelte ein. Zusammen mit der Veröffentlichung dieses Segmentberichts kommt die Arbon Energie AG somit den Anforderungen von Art. 11 Abs. 1 StromVG nach.

Segmentabgrenzung

Das Segment Verteilnetz umfasst sämtliche Aktivitäten der konzessionierten Elektrizitätsverteilung in der Gemeinde Arbon und Teile der Gemeinde Roggwil. Dies sind insbesondere die Leistungen in den Bereichen Bau, Betrieb und Instandhaltung des Mittel- und Niederspannungsnetzes sowie Anschlüssen, die hoheitliche Installationskontrolle, die Kundenmessung sowie der Vertrieb und die Verwaltung des Netzbereichs. Die wesentlichen Erträge des Segmentes Verteilnetz sind die Netznutzungserträge der angeschlossenen Kunden im Netzgebiet.

Alle übrigen Tätigkeiten, insbesondere der Stromvertrieb, die Wasserversorgung, Nahwärmeversorgung sowie übrige Dienstleistungen für Dritte, sind vom Verteilnetzbereich buchhalterisch getrennt.

Rechnungslegungs- und Bewertungsgrundsätze

Die Rechnungslegung und Bewertung erfolgt im Grundsatz nach den für den Jahresabschluss der Arbon Energie AG massgeblichen Rechnungslegungs- und Bewertungsvorschriften des Schweizerischen Obligationenrechts (Art. 662ff. OR).

Grundsätze der Segmentberichterstattung

Der Erfolgsrechnung des Segments Verteilnetz wurden sämtliche Erträge und Aufwendungen zugewiesen, welche entweder in direktem Zusammenhang mit der Elektrizitätsverteilung stehen oder auf einer vernünftigen Grundlage zugeordnet werden konnten. Als Grundlage der Allokation diente die Kostenstellenrechnung.

Aktiven und Passiven, welche ihre direkte Verursachung auf der Ebene des Verteilnetzes haben, werden als Segmentvermögen und Segmentverbindlichkeiten des Verteilnetzes ausgewiesen. Auf die Segmentierung von übergreifend genutzten Aktiven und übergreifend begründeten Passiven wurde verzichtet.

Segmentrechnung 2011

	Erläuterungen	2011 CHF	2010 CHF
Segmentsertrag		**9 534 457**	**9 556 154**
Ertrag Netznutzung inkl. Abgaben	1	9 381 574	9 335 928
Aktivierte Eigenleistungen	2	152 883	220 226
Anteiliger Segmentsaufwand		**-7 516 739**	**-7 662 126**
Beschaffungs- und Materialaufwand	3	-4 318 926	-4 609 481
Personalaufwand	4	-1 347 480	-1 622 308
Konzessionsabgaben	5	-714 981	-510 691
Übriger Betriebsaufwand		-1 135 352	-919 646
EBITDA Betriebsergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschr.		**2 017 718**	**1 894 028**
Abschreibungen	6	-1 500 051	-1 348 003
EBIT Betriebsergebnis vor Zinsen und Steuern		**517 667**	**546 025**
Steuern		-70 703	-72 154
Segmentergebnis vor Zinsen	7	**446 964**	**473 871**

		31.12.2011 CHF	31.12.2010 CHF
Segmentiertes Anlagevermögen	8	**12 056 293**	**12 078 295**
Verteilnetzanlagen		10 597 804	10 626 436
Mess- und Leittechnik		845 167	629 722
Anlagen im Bau		613 322	822 137
Segment-Investition (brutto)		2 081 553	1 532 420
Erhaltene Netzkostenbeiträge		-295 190	-222 013
Segment-Investitionen (netto)		**1 786 363**	**1 310 407**

Überleitung Segmentergebnis

	Erläuterungen	2011 CHF	2010 CHF
Segmentergebnis vor Zinsen	7	**446 964**	**473 871**
Ergebnisbeitrag übriger Segmente vor Abschreibungen		823 265	2 061 890
Abschreibungen übrige Segmente		-844 716	-2 110 721
Ausserordentliches Ergebnis		0	0
Finanzergebnis		-87 850	-92 869
Diverses		0	0
Jahresgewinn AG		**337 663**	**332 171**

		31.12.2011 CHF	31.12.2010 CHF
Segmentiertes Anlagevermögen	8	**12 056 293**	**12 078 295**
Übriges Sachanlagevermögen		7 463 116	7 217 174
Anlagevermögen AG		**19 519 409**	**19 295 469**

Erläuterungen zur Segmentrechnung Netz 2011

1 Ertrag Netznutzung inkl. Abgaben

Der Ertrag des Netzes besteht aus dem regulierten Netznutzungsertrag sowie den vereinnahmten Abgaben. Der Netznutzungsertrag ist gemäss den Vorschriften von Art. 15 StromVG auf Basis von kalkulatorischen Netzkosten berechnet. Die Abgaben beinhalten die kommunalen Konzessionsabgaben.

2011	in CHF
Netznutzungsertrag	8 703 033
Abgaben	678 541
Total Ertrag Netznutzung	**9 381 574**

2 Aktivierte Eigenleistungen

Die Aktivierung von Eigenleistungen erfolgt auf der Grundlage der Zeiterfassung der Mitarbeitenden im Zusammenhang mit aktivierbaren Leistungen im Rahmen von Investitionsprojekten im Netz. Die Leistungen werden zum Personalkostensatz bewertet.

3 Beschaffungs- und Materialaufwand

2011	in CHF
Netzkosten Vorliegernetze	-2 678 681
Anteiliger Materialaufwand und Fremdleistungen	-1 640 245
Total Beschaffungs- und Materialaufwand	**-4 318 926**

4 Personalaufwand

Die Zuteilung des Personalaufwandes zum Verteilnetz erfolgt auf der Grundlage der Zeiterfassung der Mitarbeitenden sowie auf einer Umlage der anteiligen Leistungen im Bereich Verwaltung und Vertrieb.

5 Konzessionsabgaben

Nach Vorgabe von Art. 10 StromVV erfolgt der Ausweis der gesamten Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen. Die Konzessionsabgabe erfolgte gemäss Konzessionsvertrag mit der Gemeinde Arbon für die Nutzung des öffentlichen Grund und Bodens, der Beteiligung der Energieberatungsstelle, den Aufwendungen der öffentlichen Beleuchtung sowie den Leistungen mit gemeinwirtschaftlichem Charakter.

6 Abschreibungen

Die Abschreibungen erfolgen auf den Restbuchwerten. Dies im Gegensatz zu den kalkulatorischen Abschreibungen, welche linear aufgrund der wirtschaftlichen Nutzungsdauer und in Übereinstimmung mit den Vorgaben von StromVG und StromVV für die Netznutzungspreise erfolgen.

7 Segmentergebnis vor Zinsen

Als Segmentergebnis dient der operative Gewinn vor Zinsen. Mit diesem operativen Ergebnis trägt das Segment Verteilnetz zum Unternehmensergebnis und somit zur Finanzierung von Investitionen und Kapitalkosten bei. Ausserordentliche Effekte sind darin nicht enthalten. Der Entscheid über die Verwendung des nach den Vorschriften des OR ermittelten Reingewinns nach Zinsen und Steuern obliegt der Generalversammlung der Gesellschaft.

8 Segmentiertes Anlagevermögen

Das segmentierte Anlagevermögen besteht aus den dem Verteilnetz direkt zuordenbaren Anlagen. Auf die Zuordnung des übrigen Sachanlagevermögens, welches dem Netz intern anteilig weiterbelastet wird, wurde verzichtet.

Anhang zur Jahresrechnung

	CHF
01. Sicherungsverpflichtungen zugunsten Dritter	
keine	–
02. Eigentumsbeschränkungen für eigene Verpflichtungen	
keine	–
03. Nichtbilanzierte Verbindlichkeiten	
keine	–
04. Brandversicherungswerte der Sachanlagen	
Technik Seewasserwerk & Reservoir sowie Mobiliar Neuwert	15 000 000
Liegenschaften Neuwert	20 435 000
05. Verbindlichkeiten gegenüber Vorsorgeeinrichtungen	
keine	–
06. Ausstehende Anleihensobligationen	
keine	–
07. Wesentliche Beteiligungen	
SN Energie AG (Quote 8,7 %) Nominalwert/Buchwert	1 715 000
Zweck: Kraftwerk- und Übertragungsgesellschaft	
elog Energielogistik AG (Quote 26.67 %) Nominalwert	120 000
Zweck: Dienstleistungen im Bereich der Informationslogistik für Energieversorger; Buchwert	30 000
Abonax AG (Quote 5.94 %) Nominalwert	59 400
Zweck: Entwicklung von Produkten und Anbieten von Dienstleistungen im Energiebereich; Buchwert	59 400
08. Ergebnisverbesserung durch Auflösung stiller Reserven	
keine	–
09. Aufwertungen	
keine	–
10. Eigene Aktien	
keine	–
11. Genehmigtes bzw. bedingtes Kapital	
keine	–
12. Übrige Angaben	
Keine	–

13. Risikomanagement

Die Unternehmung verfügt über ein für ihre Grösse und Tätigkeit adäquates Risikomanagement. Der Verwaltungsrat hat sich im Verlaufe des Geschäftsjahres mit möglichen technischen, finanziellen sowie strukturellen und politischen Risiken auseinandergesetzt und ist der Auffassung, dass das vorhandene Risikopotential aufgrund der Korrekturmöglichkeiten und der derzeitigen finanziellen Situation der AE beherrschbar ist.

Verwendung des Bilanzgewinns

Der Verwaltungsrat beantragt der Generalversammlung, den Bilanzgewinn von CHF 337 663 wie folgt zu verwenden:

	2011 CHF	2010 CHF
Vortrag 01.01.	62 763	30 592
Ergebnis Geschäftsjahr	337 663	332 171
Bilanzgewinn 31.12.	400 426	362 763
Entnahme aus den freien Reserven	-200 000	0
Zuweisung an die gesetzlichen Reserven	200 000	0
Ausrichtung einer Dividende von 6% auf dem Aktienkapital von CHF 5'000'000	-300 000	-300 000
Vortrag auf die neue Rechnung	100 426	62 763

COSSONAY

BDO

Tel. 071/228 62 00
Fax 071/228 62 62
www.bdo.ch

BDO AG
Vadianstrasse 59
9001 St. Gallen

Bericht der Revisionsstelle zur Eingeschränkten Revision
an die Generalversammlung der

Arbon Energie AG, Arbon

Als Revisionsstelle haben wir die Jahresrechnung (Bilanz, Erfolgsrechnung und Anhang) der Arbon Energie AG für das am 31. Dezember 2011 abgeschlossene Geschäftsjahr geprüft.

Für die Jahresrechnung ist der Verwaltungsrat verantwortlich, während unsere Aufgabe darin besteht, diese zu prüfen. Wir bestätigen, dass wir die gesetzlichen Anforderungen hinsichtlich Zulassung und Unabhängigkeit erfüllen.

Unsere Revision erfolgte nach dem Schweizer Standard zur Eingeschränkten Revision. Danach ist diese Revision so zu planen und durchzuführen, dass wesentliche Fehlaussagen in der Jahresrechnung erkannt werden. Eine Eingeschränkte Revision umfasst hauptsächlich Befragungen und analytische Prüfungshandlungen sowie den Umständen angemessene Detailprüfungen der beim geprüften Unternehmen vorhandenen Unterlagen. Dagegen sind Prüfungen der betrieblichen Abläufe und des internen Kontrollsystems sowie Befragungen und weitere Prüfungshandlungen zur Aufdeckung deliktischer Handlungen oder anderer Gesetzesverstösse nicht Bestandteil dieser Revision.

Bei unserer Revision sind wir nicht auf Sachverhalte gestossen, aus denen wir schliessen müssten, dass die Jahresrechnung sowie der Antrag über die Verwendung des Bilanzgewinnes nicht Gesetz und Statuten entsprechen.

St. Gallen, 6. März 2012

BDO AG

Gianmarco Zanolari
Leitender Revisor
Zugelassener Revisionsexperte

Marion Schuchert
Zugelassene Revisionsexpertin

mobile energie
arbonenergie
30
1202
1to1

Die üblichen Masseinheiten und Abkürzungen bedeuten:

Energieeinheiten				Leistungseinheiten			
1 kWh	=		(1 Kilowattstunde)				
1 MWh	=	1'000 kWh	(1 Megawattstunde)	1 kW	=		(1 Kilowatt)
1 GWh	=	1 Mio. kWh	(1 Gigawattstunde)	1 MW	=	1'000 kW	(1 Megawatt)
1 TWh	=	1 Mrd. kWh	(1 Terawattstunde)	1 GW	=	1 Mio. kW	(1 Gigawatt)

Masseinheiten

1 m^3	=	1'000 l
1 l	=	1'000 ml

Umrechnungsfaktoren

1 SKE (Steinkohleeinheit) = 29,307 MJ (Megajoule) = 8,141 kWh
1 TJ (Terajoule) = 277,778 GWh
1 TOE (Öleinheit) = 41,87 MJ
1 Mrd. m^3 Erdgas = 35,169 PJ = 9,7692 TWh

Abkürzungen

TA Salwiese 110/17 kV - Transformation
SS Schaltstation
MS Messstation
LS Leitstelle
TS Transformationsstation 17/0,4/0,23 kV
n-1 Konzept, welches den sicheren Netzbetrieb auch dann gewährleistet, wenn ein einzelnes beliebiges Element des Systems ausgefallen ist.

Teile und Vielfache von Einheiten

Vorsatz	Zeichen	Faktor
Tera	T	10^{12}
Giga	G	10^{9}
Mega	M	10^{6}
Kilo	k	10^{3}
Milli	m	10^{-3}
Mikro	µ	10^{-6}
Nano	n	10^{-9}

Begriffe der Energiewirtschaft

Begriff	Bedeutung	Beispiel
Energieträger	Stoffe mit nutzbarer gespeicherter Energie	Kohle, Uran, Stauseewasser
Primärenergie	Energie, die keiner vom Menschen verursachten und beabsichtigten Umwandlung unterworfen wurde	Sonnenenergie, chemische Energie von Kohle
Primärenergieträger	Energieträger, die keiner vom Menschen verursachten und beabsichtigten Umwandlung unterworfen wurden Umwandlung bedeutet dabei eine Änderung der Energieform oder der chemischen Zusammensetzung oder des nuklearen Aufbaus des Energieträgers	Kohle, Erdöl, Uran, Holz
Sekundärenergie	Energie, die durch eine vom Menschen verursachte und beabsichtigte Umwandlung bereitgestellt wurde	Fernwärme, elektr. Energie, Energiealkohole
Sekundärenergieträger	Energieträger, die durch eine vom Menschen verursachte und beabsichtigte Umwandlung bzw. Veredelung gewonnen wurden	Benzin, Heizöl
Endenergie	Energie, die dem Endnutzer vorliegt	Fernwärme, elektr. Arbeit
Endenergieträger	Energieträger, die dem Energienutzer zur Verfügung stehen	Heizöl, Holz, Gase
Nutzenergie	Energie, die beim Energienutzer für die gewünschte Energiedienstleistung zur Verfügung steht	Mechanische Arbeit, Wärme oder Kälte, Licht, Schall
Energieverbrauch	gebräuchliche, allerdings aus physikalischen Gründen falsche Bezeichnung für Energieeinsatz, Energienutzung, Energiegebrauch, Energieanwendung	Energie kann im physikalischen Sinne nicht verbraucht, sondern nur umgewandelt werden (Erhaltungssatz)

Arbon Energie AG
Salwiesenstrasse 1
9320 Arbon

Telefon 071 447 62 62
Fax 071 447 62 86