



Elektra Niederbuchsiten (ENI)

Geschäftsbericht 2018

**Bericht über das 3. Geschäftsjahr
der Elektra Niederbuchsiten (ENI)
vom 1. Januar bis 31. Dezember 2018**



Inhalt

- 3** Editorial: Zunehmende Regulierung
- 4** Wichtigste Neuerungen im Energierecht ab 2018
- 6** Strommarktöffnung
- 7** Systemdienstleistungen (SDL)
Einspeisevergütung/Einmalvergütung
- 8** Rücklieferungen
- 9** Vertrieb
Beschaffung
- 10** Verwaltungsrat
Geschäftsführungsmandat
Revisionsstelle
- 11** Konzessionsabgabe
Kapitalverzinsung
Jahresergebnis
- 12** Erfolgsrechnung
- 13** Bilanz
Anhang zur Jahresrechnung
- 14** Investitionsrechnung
Projekte und Investitionen
- 15** Erläuterungen
- 17** Bericht der Revisionsstelle
- 18** Organisation der Elektra Niederbuchsiten (ENI)
- 19** Verwaltungsorgane

Editorial: Zunehmende Regulierung

In Abstimmung mit der Energiestrategie 2050 hat das Bundesamt für Energie (BFE) die Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) ausgearbeitet. Mit der Teilrevision sind gemäss BFE Anpassungen in der Ausgestaltung des Strommarktes vorgesehen mit dem Ziel, langfristig die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, die wirtschaftliche Effizienz zu steigern sowie die Marktintegration der erneuerbaren Energien zu stärken. Insbesondere ist die vollständige Öffnung des Strommarktes geplant. Weiter sollen regulatorische Defizite des bestehenden Gesetzes beseitigt werden. Der Bundesrat hat am 17. Oktober 2018 die Vernehmlassung zur Revisionsvorlage eröffnet. Die Frist für die Vernehmlassung endete am 31. Januar 2019.

Die Herausforderungen an die Netzbetreiber steigen stetig. Die ENI ist konfrontiert mit sinkenden Absatzmengen (beispielsweise aufgrund von Eigenverbrauch), steigenden Kosten (Smart-Meter-Rollout und Netzverstärkungen) und weiteren Regulierungsverschärfungen.

Die regulatorischen Rahmenbedingungen sind einem ständigen Wandel unterzogen. Neue Vorgaben gibt es zum Beispiel seit anfangs 2019 bei der Gestaltung der Netznutzungstarife. Diese rechtlichen Vorgaben sind nicht ausreichend verursachergerecht, da sie vorwiegend verbrauchsabhängige Tarife vorsehen. Der wesentliche Kostenreiber bei den Stromnetzen ist jedoch die Leistung (Kilowatt), welche die Dimensionierung der Kabel und der Anlagen bestimmt. Verbrauchsorientierte Netztarife bieten Endverbrauchern somit zu wenig Anreize, sich netzdienlich zu verhalten, damit Belastungsspitzen vermieden werden. Aus diesem Grund werden diese Vorgaben mit der Revision des StromVG zu Recht bereits wieder zur Diskussion gestellt.

Es zeigt sich, dass sich die ENI ständig mit Veränderungen bei der Gesetzgebung und bei der Regulation auseinandersetzen muss. In der Branche zeichnet sich eine zunehmende gesetzliche Überregulierung ab, welche fast keinen Gestaltungsfreiraum mehr zulässt.

Die ENI kann im 2018 auf ein erfolgreiches drittes Geschäftsjahr zurückblicken. Für die grossen zukünftigen Herausforderungen ist die ENI gut aufgestellt.

Der Verwaltungsrat und die Geschäftsleitung danken sämtlichen Personen, welche wiederum einen Beitrag zum guten Ergebnis beigetragen haben. Der Dank gilt auch den Kundinnen und Kunden für die Aufträge und die guten Kontakte. Herzlichen Dank auch dem Gemeinderat sowie der Einwohnergemeinde Niederbuchsiten als Eigentümerin der ENI für das entgegengebrachte Vertrauen und die gute Zusammenarbeit.



Markus Zeltner
Präsident des Verwaltungsrates



Stefan Wobmann
Geschäftsführer

Wichtigste Neuerungen im Energierecht ab 2018

Das im Jahr 2007 eingeführte Stromversorgungsgesetz weist aus heutiger Sicht verschiedene Schwachstellen auf. Im Hinblick auf die Umsetzung der Energiestrategie 2050 und die geplante Marktöffnung schlägt der Bundesrat eine Revision vor.

Grundversorgung bleibt

Gemäss dem Revisionsvorschlag ist weiterhin eine Grundversorgung zu gewährleisten, welche kleinere Endverbraucher angemessen vor Preismissbrauch schützt und in die man immer wieder zurückwechseln kann. Zudem soll die Ausgestaltung der Grundversorgung zusätzlich die Umsetzung der Energiestrategie 2050 marktnah stützen. So ist vorgesehen, dass der Standardvertrag in der Grundversorgung auf einem Schweizer Strommix beruht, der bezüglich Erneuerbaren-Anteil mindestens die Anforderungen der Energiestrategie 2050 abbildet. Dies soll die heimische Produktion auch über einen Wertgewinn der Herkunftsnachweise stärken.

Das derzeitige Marktmodell, bei dem nur tatsächlich gelieferte Energiemengen vergütet werden ("Energy only"), soll weiterhin bestehen bleiben und die Basis für langfristige Investitionsentscheide sowie kurzfristige Einsatzentscheide bilden. Marktmechanismen wie etwa flexiblere Endverbrauchertarife, welche durch die Strommarktöffnung ermöglicht werden, werden in der Revision gestärkt. In Bezug auf die Versorgungssicherheit zeigen mehrere Studien, dass diese durch Schweizer Erzeugungskapazitäten und eine Anbindung an die benachbarten Strommärkte sogar ohne Stromabkommen marktbasierend gewährleistet werden kann. Für zusätzliche Sicherheit soll eine Speicherreserve im Sinne einer Versicherung sorgen. Diese ist so zu konzipieren, dass sie Energie für unvorhergesehene Situationen ausserhalb des Marktes vorhält.

Netzregulierung wird effizienter

Verbesserungen in der Netzregulierung betreffen zunächst eine Korrektur der ungenügenden Verursachergerechtigkeit bei den Netznutzungsentgelten. Obwohl die Leistung (Kilowatt) der hauptsächliche Dimensionierungsfaktor für den Kabelquerschnitt ist und somit den wesentlichen Kostentreiber bei den Stromnetzen darstellt, orientieren sich die Tarife für die Endverbraucher mehrheitlich an der bezogenen Energie (Kilowattstunden). Dies soll durch Möglichkeiten einer (innovativen) Leistungstarifizierung korrigiert werden, damit die Netznutzung durch die ökonomischen Knappheiten mehr gesteuert wird und implizite Verteilungseffekte begrenzt werden.

Das Regulierungssystem bleibt kostenbasiert. Gleichzeitig wird es durch ein umfassendes Transparenzinstrument ("Sunshine-Regulierung") verbessert: Zukünftig kann die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) umfassende Effizienz- und Qualitätsindikatoren für die Netzbetreiber veröffentlichen und somit "milde" Anreize zur Verbesserung in der Leistungserbringung setzen. Eine weiterführende Anreizregulierung, welche explizite finanzielle Anreize setzt, soll im Rahmen einer weiteren Revision eingeführt werden, wenn sich bei der Netzkostenentwicklung auf der Verteilnetzebene keine genügende Steigerung der Effizienz ergibt.

Um einen effizienten Netzausbau in den Verteilnetzen zu stärken und neue netznahe Märkte zu entwickeln, bedarf es einer besseren Nutzung vor allem netzdienlicher Flexibilitäten wie des Einspeisemanagements und der Nutzung flexibler Lasten (beispielsweise Wärmepumpen, dezentrale Speicher, Ladung von Elektromobilen). Diese können mittelfristig als Ersatz für den

konventionellen Netzausbau dienen. Zudem werden attraktive Geschäftsmodelle gefördert wie virtuelle Kraftwerke und Aggregatoren, die auf der effektiven Nutzung vorhandener Flexibilität in der Last und der Erzeugung beruhen.

Im Messwesen sollen grössere Endverbraucher sowie die Betreiber von grösseren Elektrizitätserzeugungsanlagen und Speichern ein gesetzliches Recht erhalten, ihren Anbieter im Bereich der Verrechnungsmessung zu wählen. Auch weitere Massnahmen haben zum Ziel, die Regulierung zu verbessern. So sind die Leitplanken für Massnahmen zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs zu schärfen. Weiter wird detailliert geregelt, wie man sicherstellt, dass die Übertragungsnetzbetreiberin Swissgrid in Schweizer Hand bleibt. Zudem sollen die Regulierungsbefugnisse der ElCom gestärkt werden.

Quelle: Die Volkswirtschaft 12/2018, Den Schweizer Strommarkt zukunftstauglich machen

Stellungnahme Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE)

Der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) äussert gegenüber der Vorlage gewichtige Vorbehalte. Für die Marktliberalisierung gibt es aus der Sicht des VSE Gründe dafür und dawider. Entscheidend sei die Ausgestaltung. Im Fall einer vollständigen Marktöffnung braucht es gemäss Medienmitteilung des VSE keine Grundversorgung. Auf eine Preis- wie auch auf eine Produktregulierung sollte verzichtet werden. Der Absatz in der Grundversorgung wird zudem zu klein und zu unsicher sein, um die erhofften Signale für Investitionen in einheimische, erneuerbare Energien zu bewirken.

Bei der Netztarifierung ist der VSE der Ansicht, dass die vorgeschlagenen rigiden Vorgaben auf Gesetzesstufe abzulehnen sind, da sie der Dynamik und Komplexität des Elektrizitätsmarktes und der Netztarifierung nicht gerecht werden. Bei der Netztarifierung muss eine verursachergerechte Netzkostentragung sichergestellt werden. Der Leistungsbedarf muss stärker gewichtet werden.

Quelle: Medienmitteilung VSE vom 24. Januar 2019 und Zeitungsartikel BZ vom 24. Januar 2019

Stellungnahme Dachverband Schweizer Verteilnetzbetreiber (DSV)

Der Dachverband Schweizer Verteilnetzbetreiber (DSV) weist die vorgesehene Revision des StromVG zur Überarbeitung zurück. Der Vernehmlassungsentwurf des Bundes weist gemäss Medienmitteilung des DSV eine Reihe von Schwächen auf. Zugleich schlägt er ein neues Marktdesign vor, das im Einklang mit den Zielen der Energiestrategie 2050 steht. Eine vollständige Öffnung des Strommarktes darf aus Sicht des DSV nur unter den Bedingungen erfolgen, dass die Versorgungssicherheit sowie die Gesamtökologie der Schweizer Stromversorgung nicht verschlechtert wird. Mit dem vorliegenden Gesetzesentwurf würden Schweizer Anbieter jedoch ungeschützt dem EU-Strommarkt ausgesetzt, wodurch der Anreiz für Investitionen in hiesige erneuerbare Energie dazu auf null sinken würde.

Der DSV erachtet zudem die in der Vorlage vorgesehene Grundversorgung für Endkunden, die ihren Strom nicht im freien Markt beziehen wollen, als überflüssig. Die Verpflichtung des örtlichen Netzbetreibers zur Belieferung von Endkunden, die im freien Markt keinen Stromlieferanten finden, genügt vollauf (sogenannte Ersatzversorgung). Soll der Markt wirklich wie vorgesehen spielen, ist auf marktverzerrende Elemente, wie etwa Vorgaben an die Stromqualität, zu verzichten – zumal das anvisierte Ziel, die Stärkung der hiesigen Wasserkraft, mit diesem Vorgehen ohnehin verfehlt wird.

Quelle: Medienmitteilung DSV vom 18. Januar 2019

Strommarktöffnung

Der Schweizer Strommarkt ist seit 2009 teilliberalisiert: Grosskunden mit einem Jahresverbrauch ab 100'000 Kilowattstunden können ihren Stromlieferanten selber wählen. Der Bundesrat will den Markt nun auch für kleinere Betriebe und Haushalte öffnen – gleichzeitig soll die gegenwärtige Preisregulierung aufgehoben werden, die den Stromanbietern kostendeckende Grundversorgungstarife zusichert. Im Oktober hat er eine entsprechende Gesetzesrevision in die Vernehmlassung gegeben.

Ein Einfamilienhausbesitzer mit Wärmepumpe mit einem Jahresverbrauch von 13'000 Kilowattstunden bezahlt dieses Jahr bei der ENI 15.44 Rappen pro Kilowattstunde. Im Preis sind auch Netzgebühren und Abgaben enthalten, die gut zwei Drittel der Kosten ausmachen. Auf die Energiekosten entfällt mit 4.68 Rappen etwas weniger als ein Drittel des Gesamttarifs. Dieser Teil des Gesamtpreises soll dem freien Markt ausgesetzt werden.

Seit der Umsetzung der Teilmarktöffnung veröffentlicht die Eidgenössische Elektrizitätskommission (EiCom) jährlich Indikatoren zur Wechselbereitschaft der freien Grossverbraucher. Dabei zeigt sich: Viele Grosskunden präferieren nach wie vor ihren ursprünglichen Lieferanten, entscheiden sich aber für ein Marktprodukt. Während in den Anfangsjahren vor allem preis-sensitive Grossverbraucher vom Markteintritt Gebrauch machten, sind es danach zusehends auch Unternehmen, bei denen Strom ein weniger bedeutender Produktionsfaktor darstellt.

Wie wirkt sich eine vollständige Marktöffnung aus? Für die Kunden werden die Preise volatil, und es wird schwierig, sie auf längere Zeit vorherzusagen. Dadurch ist derzeit kaum abschätzbar, ob die Endkundenpreise zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der Marktöffnung – zum Beispiel 2023 – kurzfristig eher steigen oder sinken werden.

Quelle: Die Volkswirtschaft 12/2018

Die ENI bezieht die Energie am freien Markt und kann deshalb bereits heute ihren Endkunden sehr attraktive und marktorientierte Energiepreise anbieten.

Systemdienstleistungen (SDL)

Die von Swissgrid erhobenen Tarife decken jene Kosten, welche für Systemdienstleistungen (SDL) anfallen. Die SDL-Kosten fallen vor allem für die Beschaffung von sogenannter Regelleistung an, mit der Swissgrid die Differenz zwischen Produktion und Verbrauch ausgleicht. Damit wird die Wechselstrom-Frequenz immer exakt bei 50 Hertz gehalten.

Der allgemeine Systemdienstleistungstarif nimmt im 2019 gegenüber 2018 um 25 Prozent ab. Der Endverbraucher zahlt 2019 noch 0.24 Rappen (2018: 0.32 Rappen) pro Kilowattstunde verbrauchten Stroms. Der sinkende SDL-Tarif ist auf prognostizierte abnehmende Betriebskosten sowie tiefere Kosten für die Regelleistungsvorhaltung zurückzuführen. Swissgrid hat in den vergangenen Jahren durch die laufende Weiterentwicklung der Regelleistungprodukte die Liquidität und damit den Wettbewerb im Regelleistungsmarkt erhöht. Die tieferen Kosten haben bereits in den Vorjahren eine Überdeckung verursacht. Deren Abbau wirkt sich zusätzlich tarifsenkend aus.

Im 2018 hat die ENI Systemdienstleistungen im Namen der Swissgrid in der Höhe von CHF 20'690.- (Vorjahr CHF 25'141.-) eingezogen.

Einspeisevergütung/Einmalvergütung

Die gesetzlichen Abgaben zur Förderung der erneuerbaren Energien gemäss Energiegesetz (EnG) wird neu unter dem Begriff "Netzzuschlag gemäss EnG" auf der Rechnung aufgeführt. Der Preisansatz im Jahr 2018 wie auch im 2019 beträgt 2.3 Rp./kWh.

Mit dem neuen Energiegesetz, welches die Schweizer Stimmbevölkerung am 21. Mai 2017 angenommen hat, stehen mehr Fördermittel für erneuerbare Produktionsanlagen zur Verfügung. Diese reichen aber nicht aus, um die Warteliste vollständig abzubauen und alle Anlagen in das Einspeisevergütungssystem (KEV) aufzunehmen. Die Einspeisevergütung läuft Ende 2022 aus: Ab dann werden keine neuen Anlagen mehr in das Fördersystem aufgenommen.

Für Photovoltaikanlagen (auch für grosse) stehen aber ab dem 1. Januar 2018 Einmalvergütungen zur Verfügung, für gewisse Kleinwasserkraftwerke sowie gewisse Biomasse-Kraftwerke gibt es neu Investitionsbeiträge.

Die Liquidität des Netzzuschlagsfonds erlaubte es, die Warteliste für Einmalvergütungen für kleine Anlagen (KLEIV) im Jahr 2018 wesentlich abzubauen:

- bis Ende 2018 sollten die KLEIV für alle Anlagen ausbezahlt sein, welche bis Mitte September 2015 in Betrieb gegangen sind. Das betrifft rund 6'600 Anlagen.
- 2019 wird die KLEIV voraussichtlich für alle Anlagen ausbezahlt, welche bis Ende 2017 in Betrieb gegangen sind. Das betrifft rund 5'800 Anlagen.
- Anlagen, die erst 2018 in Betrieb gegangen sind, müssen rund zwei Jahre auf die Auszahlung der KLEIV warten.

Für Einmalvergütungen für grosse Anlagen (GREIV) stehen 2018 20 Millionen Franken zur Verfügung. Damit werden rund 40 MW Leistung gefördert. Die Wartezeit für Neuanmeldungen beträgt voraussichtlich mindestens sechs Jahre, weil zuerst die Anlagen auf der bestehenden Warteliste abgebaut werden. Der Abbau der Warteliste erfolgt nach Anmeldedatum.

Quelle: Publikationen Bundesamt für Energie BFE

Die ENI lieferte im Jahr 2018 CHF 145'870.- (Vorjahr CHF 93'781.-) in den Netzzuschlagsfonds ab.



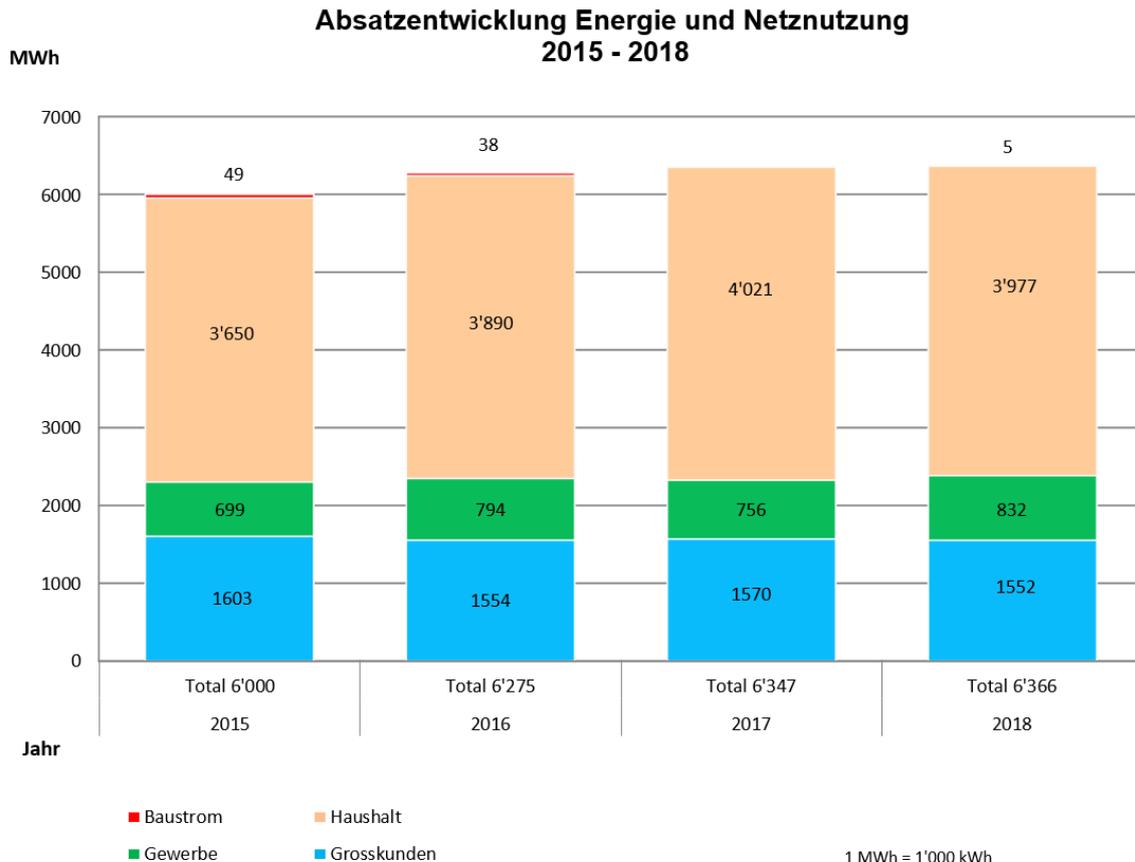
Neue MFH Neumatt

Rücklieferungen

Im 2018 wurde in Niederbuchsiten eine neue Photovoltaikanlage in Betrieb genommen. Per Ende 2018 sind 17 Photovoltaikanlagen an das Netz der ENI angeschlossen. Diese Anlagen produzieren rund 421 MWh, wovon der grössere Teil der Produktion in das Netz der ENI eingespeist wird. Sechs Photovoltaikanlagen erhalten KEV.

Die Vergütungssätze der ENI für die Rücklieferungen von Energie können aufgrund gesetzlicher, regulatorischer oder wirtschaftlicher Veränderungen jederzeit angepasst werden. Dezentral eingespeister erneuerbarer Strom muss gemäss dem Regulator mindestens zu dem Preis vergütet werden, den der Netzbetreiber für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität beim Energielieferanten bezahlt. Mit der Einmalvergütung des Bundes und dem möglichen Eigenverbrauch kann die Rentabilität der Anlage gesteigert werden. Im Weiteren werden mit den neuen gesetzlichen Tarifierungsvorgaben die Messkosten Bestandteil der Netznutzung. Für reine Produktionszähler fallen neu somit keine Messkosten mehr an.

Vertrieb



Der Netzabsatz ist im 2018 auf Total 6'366 MWh (Vorjahr 6'347 MWh) geringfügig angestiegen. Dies entspricht einer Zunahme der verrechneten Netznutzungsmenge von 0.3 %. Hauptsächlich stieg die abgesetzte Menge bei den Gewerbekunden etwas an.

Der Energieabsatz der ENI betrug im 2018 6'366 MWh (Vorjahr 6'347 MWh). Ein Grosskunde hat per 01.01.2018 in den freien Markt gewechselt, wird jedoch weiterhin von der ENI mit elektrischer Energie beliefert.

Der Gesamtumsatz bestehend aus den Energieerlösen, der Netznutzung, der Abgaben und der Bildung bzw. Auflösung der Deckungsdifferenzen ist um 8.3 % auf CHF 919'194.- (Vorjahr CHF 1'002'375.-) – unter anderem aufgrund der Senkung des Energieverkaufspreises – gesunken.

Beschaffung

Die onyx Energie Netze AG hat der ENI Vorliegerkosten in der Höhe von CHF 196'508.- (Vorjahr CHF 196'692.-) verrechnet, was zu einer transportierten Netzmenge von 6'208 MWh (Vorjahr 6'139 MWh) führte. Die Netznutzung beinhaltet die Durchleitungskosten der onyx- und der Vorliegernetze sowie die Bereitstellung der Messdaten an den Übergabestellen Die durchschnittlichen Vorliegerkosten gegenüber 2017 sind leicht gesunken (2018: 3.17 Rp./kWh; 2017: 3.20 Rp./kWh).

Der gesamte Energiebezug ist mengenmässig um 0.1 % auf 6'593 MWh (Vorjahr 6'586 MWh) minim gestiegen. Der Energiebezug erfolgte im 2018 primär bei der onyx Energie Dienste AG mit 6'271 MWh (Vorjahr 6'261 MWh). Aus lokalen Solaranlagen hat die ENI im letzten Jahr 322 MWh (Vorjahr 326 MWh) bezogen, was einem Anteil von 4.9 % an der gesamten Energiebeschaffung entspricht.

Die gesamten Beschaffungskosten aus Energie, Netznutzung und Abgaben sind aufgrund des günstigeren Einkaufspreises für elektrische Energie um 4.6 % auf CHF 582'825.- (Vorjahr CHF 611'015.-) gesunken.

Verwaltungsrat

Im Berichtsjahr haben unter dem Präsidium von Markus Zeltner vier Verwaltungsratssitzungen stattgefunden. Zu den ordentlichen Geschäften gehörten die Behandlung des Jahresberichtes mit der Jahresrechnung, die Festlegung der Tarife 2019 und die Genehmigung des Budgets inkl. Investitionsplanung für das Jahr 2019. Ebenfalls lässt sich der Verwaltungsrat an jeder Sitzung von der Geschäftsführung über die laufenden Geschäfte und Projekte informieren. Im Speziellen hat sich der Verwaltungsrat mit dem revidierten Energiegesetz per 2018, regulatorischen Themen, dem neuen Sicherheitskonzept, der Beschaffung von Herkunftsnachweisen und verschiedenen Bauprojekten befasst.

Geschäftsführungsmandat

Die Auslagerung der operativen Geschäftstätigkeiten an die onyx Energie Dienste AG hat sich im 2018 bewährt. Der Vertrag für die Geschäftsführung zwischen der ENI und der onyx Energie Dienste AG, der seit 01.01.2016 in Kraft ist, wurde bis 2020 abgeschlossen. Die onyx Energie Dienste AG erbringt Dienstleistungen in den Bereichen Energieabrechnung, Buchhaltung, Planung, Betriebswirtschaft, Administration sowie Leitung der Unternehmung. Als Mandatsträgerin stellt sie Stefan Wobmann als Geschäftsführer. Er koordiniert sämtliche Arbeiten und ist das Bindeglied zum Verwaltungsrat.

Revisionsstelle

Als Revisionsstelle ist die BDO AG in Olten beauftragt.

Konzessionsabgabe

Die Konzessionsabgabe an die Einwohnergemeinde Niederbuchsiten beträgt im 2018 0.3 Rappen pro Kilowattstunde und es wurden im Total CHF 19'099.- (Vorjahr 19'114.-) bezahlt. Für das Jahr 2019 beträgt die Konzessionsabgabe weiterhin 0.3 Rp./kWh.

Kapitalverzinsung

Der Zinssatz für das Dotationskapital der Einwohnergemeinde liegt bei 1.0 % (Vorjahr 1.0 %). Dies ergibt Kapitalzinsen von CHF 14'000.- (Vorjahr CHF 14'000.-) für das Dotationskapital zugunsten der Einwohnergemeinde.

Jahresergebnis

Der Jahresgewinn beträgt im 2018 CHF 52'675.- (Vorjahr CHF 64'090.-). Dieser Betrag wird den Reserven zugewiesen.



Transformatorstation Dorf

Erfolgsrechnung

Erläuterungen ab Seite 15		2018	2017
		CHF	CHF
Erlös aus Energieverkauf		278'932	321'628
Erlös aus Netznutzung		530'642	548'142
Erlös Abgaben, SDL, KEV, Konzession		184'295	140'042
Wertberichtigung Erlös		-3'382	-2'247
Bildung/Auflösung Deckungsdifferenzen		-51'293	-5'191
Bildung/Auflösung Rückstellungen		-20'000	-
Erlös Energie, Netz und Abgaben	1	919'194	1'002'375
Diverse Erträge		7'265	3'709
Energieeinkauf		-200'658	-276'287
Netznutzung Vorlieger		-196'508	-196'692
Aufwand Abgaben SDL, KEV, Konzession	2	-185'659	-138'036
Beschaffung Energie, Netz und Abgaben	3	-582'825	-611'015
Bruttogewinn		343'634	395'068
Fremdleistungen	4	-22'398	-17'113
Unterhalt		-21'750	-40'724
Personalaufwand		-20'070	-22'075
Versicherungsaufwand		-4'325	-5'475
Büro- und Verwaltungsaufwand	5	-78'496	-71'733
Betriebsaufwand		-147'039	-157'119
Betriebliches Ergebnis vor Abschreibungen u. Finanzerfolg		196'594	237'949
Abschreibungen	6	-120'000	-150'000
Betriebliches Ergebnis vor Finanzerfolg		76'594	87'949
Finanzaufwand	7	-23'919	-23'859
Finanzerfolg		-23'919	-23'859
Jahresgewinn		52'675	64'090

Bilanz

Aktiven		31.12.2018	31.12.2017
		<i>CHF</i>	<i>CHF</i>
Flüssige Mittel (Kasse, Bank)		735'543	513'510
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen		290'142	313'630
Delkredere		-15'000	-16'000
Total Umlaufvermögen		1'010'685	811'140
Sachanlagen	8	1'766'168	1'896'213
Total Anlagevermögen		1'766'168	1'896'213
Total Aktiven		2'776'853	2'707'353
Passiven		31.12.2018	31.12.2017
		<i>CHF</i>	<i>CHF</i>
Kurzfristige verzinsliche Verbindlichkeiten Beteiligte		200'000	-
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen		1'119	2'363
Andere kurzfr. Verbindlichkeiten Dritte		152'800	204'501
Andere kurzfr. Verbindlichkeiten Beteiligte		42'099	42'114
Passive Rechnungsabgrenzungen		7'193	8'702
Total kurzfristiges Fremdkapital		403'211	257'679
Langfristige verzinsliche Verbindlichkeiten Beteiligte		700'000	900'000
Rückstellungen Deckungsdifferenzen Netznutzung		56'484	5'191
Rückstellungen Energiegeschäft		20'000	-
Total langfristiges Fremdkapital		776'484	905'191
Total Fremdkapital		1'179'695	1'162'870
Dotationskapital	9	1'400'000	1'400'000
Reserven		144'483	80'393
Jahresgewinn		52'675	64'090
Total Eigenkapital	10	1'597'158	1'544'483
Total Passiven		2'776'853	2'707'353

Anhang zur Jahresrechnung

Die vorliegende Jahresrechnung wurde gemäss den Vorschriften des Schweizerischen Gesetzes, insbesondere der Artikel über die kaufmännische Buchführung und Rechnungslegung des Obligationenrechts (Art. 957 bis 962), erstellt. Die Gesellschaft hat weniger als zehn Vollzeitstellen im Jahresdurchschnitt.

Investitionsrechnung

	2018	2017
	CHF	CHF
Neuanschlüsse	19'154	15'178
Anschaffung Messwesen	8'211	22'977
Rundsteuerempfänger	4'280	-
Tiefbauarbeiten	-	107'645
Kabelverlegungen/-anschaffungen	-	16'877
Transformierung 16/0.4 kV	-	4'971
Verteilkabinen	-	17'823
Total Ausgaben	31'645	185'471
Anschlussgebühren	-41'689	-96'700
Total Einnahmen	-41'689	-96'700
Nettoinvestitionen	-10'044	88'771

Projekte und Investitionen

Der Betrieb des Stromverteilnetzes der ENI kann als äusserst stabil bezeichnet werden: Im Gemeindegebiet Niederbuchsiten ist es im Jahr 2018 zu keiner nennenswerten Störung gekommen.

Kleininvestitionen werden flexibel getätigt. Bei Sanierungs- oder Neubauprojekten wird vom Technischen Betriebsleiter (Martin von Arx) jeweils geprüft, ob zum Beispiel im Zusammenhang mit der Wasserversorgung Synergien genutzt werden können. Bei Bedarf werden dann gegebenenfalls sinnvolle Vorinvestitionen getätigt (z.B. Verlegen von Leerrohren). Der Verwaltungsrat wird jeweils über die laufenden Geschäfte informiert. Im Herbst wird jeweils die Investitionsplanung für das Folgejahr erstellt.

Um den Sicherheitsanforderungen gerecht zu werden und den Personenschutz hochzuhalten, werden in einem Fünf-Jahres-Zyklus die Transformatorenstationen inspiziert und die nötigen Unterhaltsarbeiten durchgeführt. Zudem wurde im Bereich der periodischen Kontrollen einiges aufgearbeitet: Die Datenbank wurde auf den aktuellen Stand gebracht und die benötigten Sicherheitsnachweise der Eigentümer von Immobilien mit elektrischen Installationen wurden wo nötig eingefordert.

Zunehmend steigen auch die Anforderungen an einen modernen Verteilnetzbetreiber. Deshalb verfolgt die ENI stets neue Technologien und Themen. Dazu gehören nebst Begriffen wie "Smart Meter" unter anderem auch der Bereich "Smart Grid" (intelligentes Netz).

Erläuterungen

1) Erlös Energie, Netz und Abgaben

Der Gesamterlös beinhaltet die Erträge aus dem Energieverkauf, der Netznutzung sowie den Abgaben SDL, Netzzuschlag gemäss EnG und Konzession inkl. der Wertberichtigung Erlös. Die aus der Kostenrechnung ermittelten Deckungsdifferenzen bei der Netznutzung sowie deren Bildung wurden ebenfalls unter dem Erlös verbucht.

2) Konzessionsgebühren

Zwischen der Einwohnergemeinde Niederbuchsiten (EGN) und der ENI besteht ein Konzessionsvertrag. Die EGN erteilt der ENI die Konzession auf dem Gemeindegebiet, die erforderlichen Leitungen und Anlagen zu erstellen und zu betreiben. Die Gebühr deckt die Kosten zur Nutzung des öffentlichen Grundes (wie z.B. Bewilligungen, Nutzungsrechte, Konzessionen etc.). Die Konzessionsgebühr beträgt im 2018 0.3 Rappen pro ausgespiessene Kilowattstunde (kWh).

3) Beschaffung Energie, Netz und Abgaben

Die Beschaffungskosten für den Energiebezug, für die Netzvorliegerkosten wie auch für die Abgaben SDL, Netzzuschlag gemäss EnG und Konzession sind in diesem Betrag enthalten.

4) Fremdleistungen

Diese Position enthält Ingenieuraufwände für Plannachführungen im GIS (geografisches Informationssystem), Engineering für Projekte und das Energiedatenmanagement.

5) Büro- und Verwaltungsaufwand

Die Position Büro- und Verwaltungsaufwand enthält die Mandatskosten der onyx Energie Dienste AG für die Geschäftsführung, Beratungen und Dienstleistungen von Dritten sowie allgemeine Büro- und Verwaltungsaufwendungen.

6) Abschreibungen

CHF

Abschreibungen auf Netzanlagen	135'560.-
Auflösungsrate Anschlussgebühren	-15'560.-
Total	120'000.-

7) Finanzaufwand

CHF

Verzinsung Dotationskapital	14'000.-
Verzinsung der Darlehen an die Gemeinde	9'000.-
Verzinsung und Spesen Kontokorrent	919.-
Total	23'919.-

8) Sachanlagen

CHF

Bestand per 1.1.2018	1'896'213.-
+ Nettoinvestitionen	-10'044.-
Bestand inkl. Nettoinvestitionen	1'886'169.-
- Abschreibungen	-120'000.-
Bestand per 31.12.2018	1'766'169.-

9) Dotationskapital

Das Dotationskapital von CHF 1'400'000.- wurde gemäss Vereinbarung mit der Einwohnergemeinde Niederbuchsiten zu 1.00 % verzinst.

10) Eigenkapital

Das Eigenkapital bestehend aus dem Dotationskapital, den Reserven und dem Jahresgewinn beläuft sich per 31.12.2018 auf CHF 1'597'158.-. Die Reserven vor Gewinnverteilung betragen CHF 144'483.-. Der Jahresgewinn von CHF 52'675.- wird vollumfänglich den Reserven zugewiesen. Dadurch erhöhen sich die Reserven nach Gewinnverteilung auf CHF 197'158.-.

Bericht der Revisionsstelle



Tel. +41 62 387 95 25
Fax +41 62 387 95 35
www.bdo.ch

BDO AG
Solothurnerstrasse 74
4600 Olten

Bericht der Revisionsstelle zur eingeschränkten Revision
an den Verwaltungsrat der

Elektra Niederbuchsiten ENI, Niederbuchsiten
zuhanden der **Gemeindeversammlung der Einwohnergemeinde Niederbuchsiten**

Als Revisionsstelle haben wir die Jahresrechnung (Bilanz, Erfolgsrechnung und Anhang) der Elektra Niederbuchsiten ENI für das am 31. Dezember 2018 abgeschlossene Geschäftsjahr geprüft.

Für die Jahresrechnung ist der Verwaltungsrat verantwortlich, während unsere Aufgabe darin besteht, die Jahresrechnung 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 nicht Gesetz und Statuten entspricht.

Olten, 15. April 2019

BDO AG

Julian Theus

Leitender Revisor
Zugelassener Revisionsexperte

i.V. Andreas Angermeier

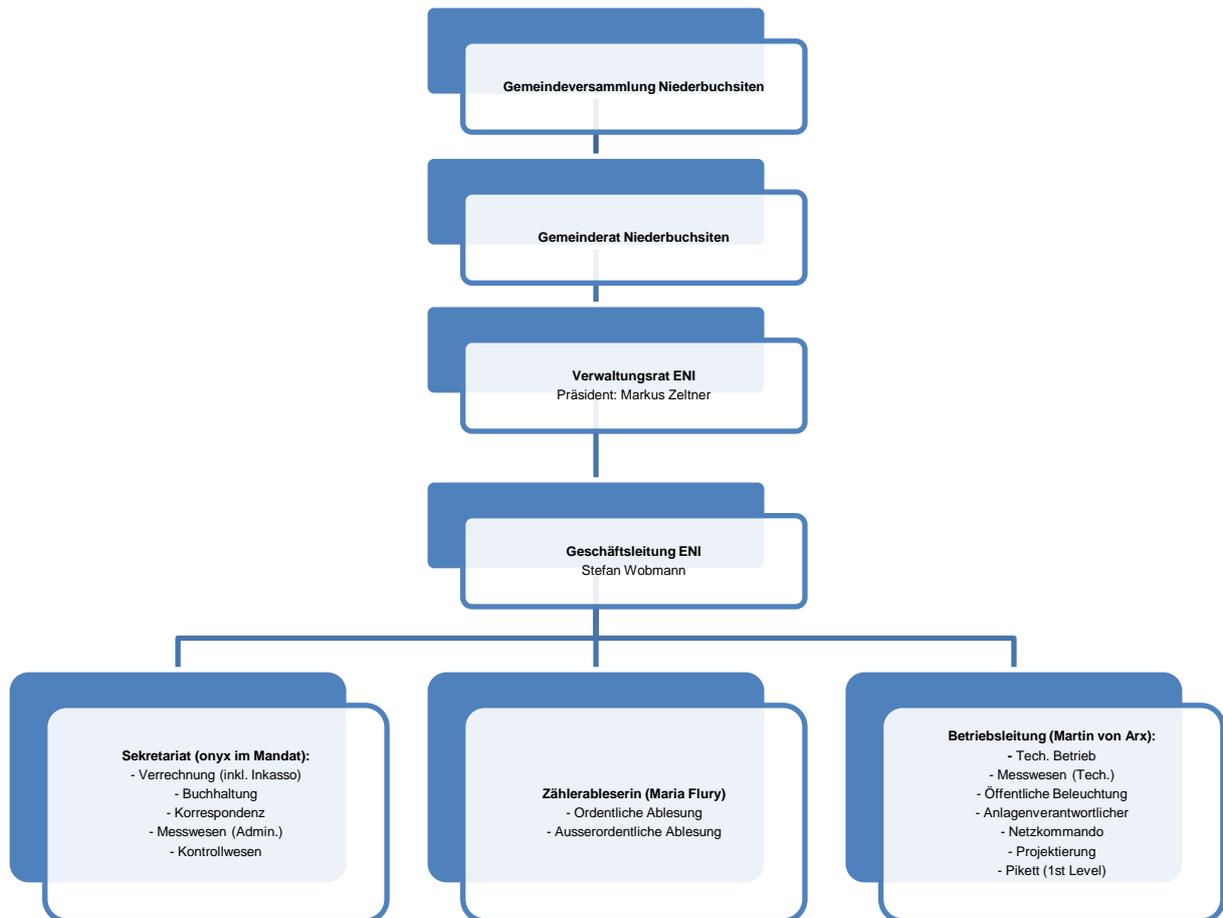
Zugelassener Revisor

Beilage
Jahresrechnung

Organisation der Elektra Niederbuchsiten (ENI)



Elektra Niederbuchsiten (ENI)



Anita Balatti beantwortet gerne Fragen zu Rechnungen.



Maria Flury kümmert sich um die korrekte Ablesung der Zählerstände.



Martin von Arx ist für die technischen Angelegenheiten zuständig.

Verwaltungsorgane

Verwaltungsrat

Markus Zeltner	Präsident
Franz Jäggi	Vizepräsident
Ruedi Kissling	Mitglied
Sascha Meier	Mitglied
Ruedi von Arx	Mitglied
Stefan Wobmann	Protokollführer, ohne Stimmrecht

Revisionsstelle

BDO AG
Solothurnerstrasse 74
CH-4600 Olten

Geschäftsführender Ausschuss

Stefan Wobmann	Vorsitzender
Martin von Arx	Technik
Jörg Dietschi	Vorsitzender Stv.

Zählerableserin

Maria Flury	Zählerableserin
-------------	-----------------





Elektra Niederbuchsiten (ENI)

Pikettnummer / Störungsnummer

062 388 04 55

bei technischen Störungen wählen



Elektra Niederbuchsiten (ENI)

Dorfstrasse 20

CH-4626 Niederbuchsiten

Telefon 062 388 04 50

Fax 062 388 04 51