



**Отчет руководства АО «Самрук-Энерго» о
результатах деятельности за 2018 год**

2019 год

Содержание

1.	Обзор группы.....	2
2.	Макроэкономические факторы	3
3.	Тарифная политика.....	6
4.	Производственные показатели	7
5.	Основные события за отчетный период	11
6.	Основные направления развития компании	12
7.	Принципы учетной политики	14
8.	Финансово-экономические показатели.....	14
9.	Созданная и распределенная экономическая стоимость	21
10.	Тарифной государственное регулирование видов деятельности компании.....	23
11.	Исполнение стратегических КПД	26
12.	Анализ капитальных затрат.....	26
13.	Показатели ликвидности и финансовой устойчивости	28
14.	Условные и договорные обязательства и операционные риски.....	29
15.	Сравнительный анализ (бенчмаркинг)	34

1. Обзор группы

В целях выработки и реализации долгосрочной государственной политики по модернизации существующих и вводу новых генерирующих мощностей 18 апреля 2007 года решением общего собрания учредителей было создано Акционерное Общество «Самрук-Энерго» (далее – Общество). Учредителями Общества в момент его создания являлись АО «Казахстанский холдинг по управлению государственными активами «Самрук» и АО «КазТрансГаз». Общество было зарегистрировано в г. Алматы 10 мая 2007 года.

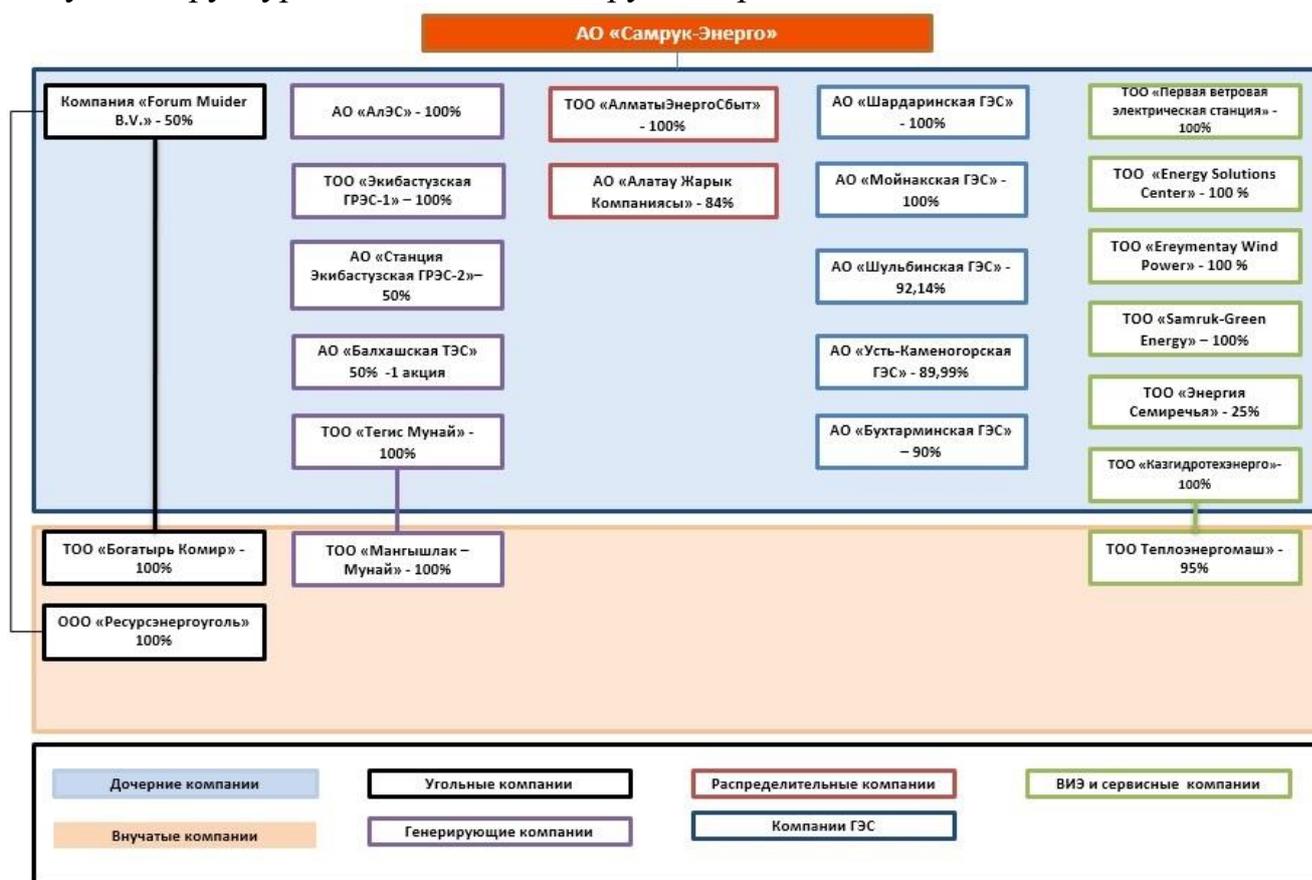
3 ноября 2008 года в результате реорганизации, произведенной путем слияния АО «Казахстанский холдинг по управлению государственными активами «Самрук» и АО Фонд устойчивого развития «Қазына», акционером Общества стало АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Қазына», являющееся правопреемником АО «Казахстанский холдинг по управлению государственными активами «Самрук».

На сегодняшний день Общество является крупнейшим многопрофильным энергетическим холдингом, успешно интегрированным в международный энергобаланс, формирующий высокоэффективную систему энергоснабжения, а также обеспечивающий устойчивое развитие всех отраслей Казахстана.

Основными видами деятельности Группы являются производство электроэнергии, теплоэнергии и горячей воды на основе угля, углеводородов и водных ресурсов и реализация населению и промышленным предприятиям, транспортировка электроэнергии и техническое распределение электричества в сети, строительство гидроэлектростанций и теплоэлектростанций, строительство и эксплуатация возобновляемых источников электроэнергии, добыча угля, а также аренда имущественных комплексов гидроэлектростанций.

В составе активов Общества крупнейшие генерирующие компании, в числе которых станции национального значения, такие как Экибастузские ГРЭС-1 и ГРЭС-2, а также станция, производящая электрическую и тепловую энергию, регионального значения в Алматинском регионе; представлены основные гидроэлектростанции Республики, входящие в Иртышский каскад ГЭС, а также ГЭС южных регионов страны (Шардаринская ГЭС и Мойнакская ГЭС). Также в состав активов Общества входят региональные распределительные сети и сбытовая компания Алматинского региона и самое крупное угледобывающее предприятие в Казахстане ТОО «Богатырь Комир». Предприятие поставляет уголь на генерирующие объекты Группы и третьих сторон, расположенные как в Казахстане, так и в Российской Федерации.

Текущая структура активов АО «Самрук-Энерго»:

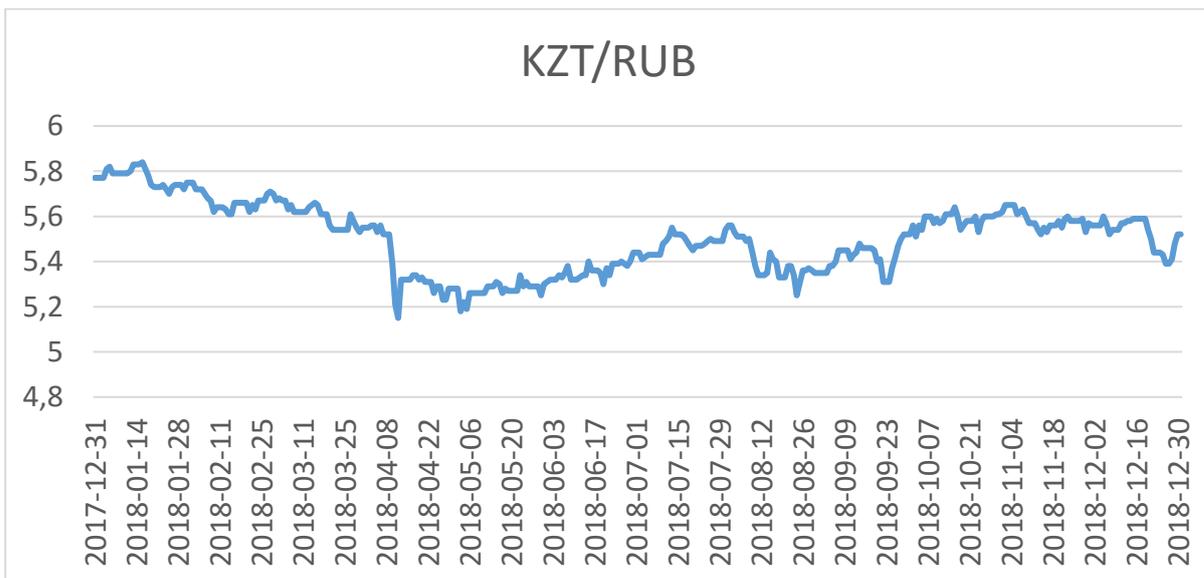
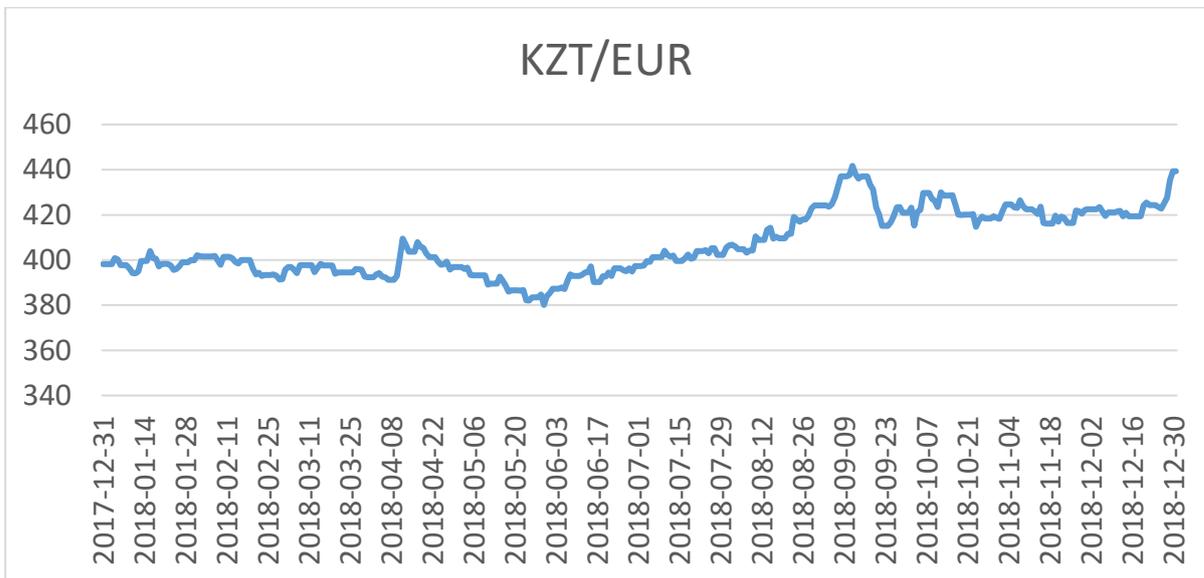
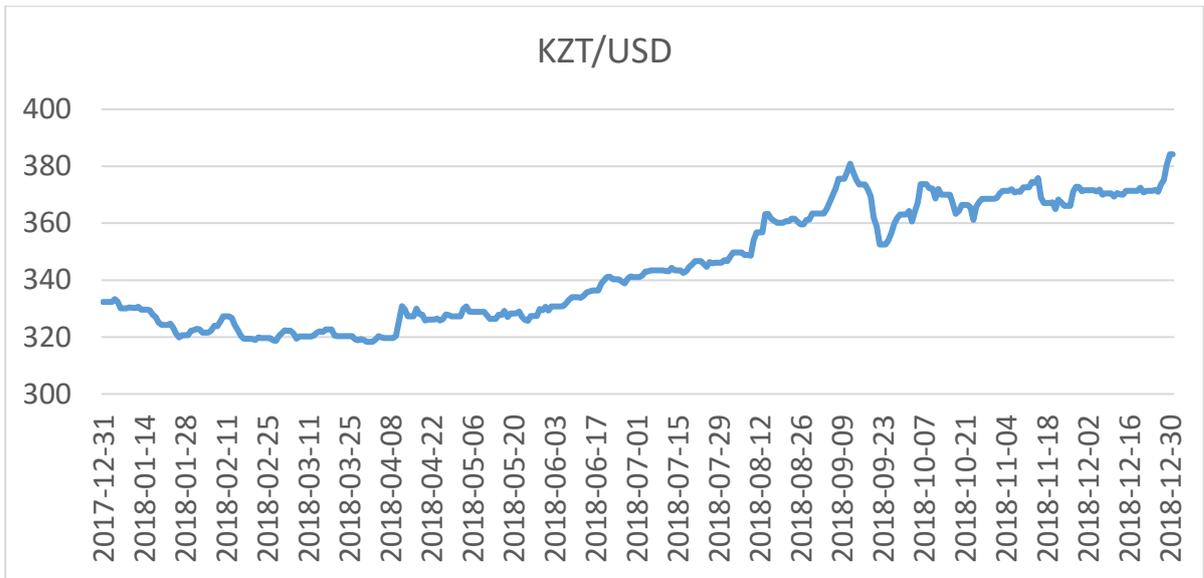


2. Макроэкономические факторы

По данным Комитета по статистике, потребительская инфляция в декабре 2018 года замедлилась по сравнению с предыдущим месяцем и составила 0,7% (0,9% в ноябре), достигнув минимума за 5 лет в годовом выражении и составила 5,3% (7,1% в 2017 г.). Основной вклад в годовой рост цен обеспечили продовольственные и непродовольственные товары +1,9% по отдельности, а также услуги +1,5%. (источник НБ РК).

Динамика курсов валют:

	31.12.2017 года	31.12.2018 года	%
KZT/USD	332,33	384,2	116%
KZT/EUR	398,23	439,37	110%
KZT/RUB	5,77	5,52	96%



По данным Системного оператора электростанциями РК в 2018 году было выработано 106 798 млн. кВтч электроэнергии, что на 4,3% больше аналогичного периода 2017 года. Рост выработки произошел в Северной и Западной Зоне ЕЭС РК, в то время как в Южной Зоне наблюдалось снижение объемов производства.

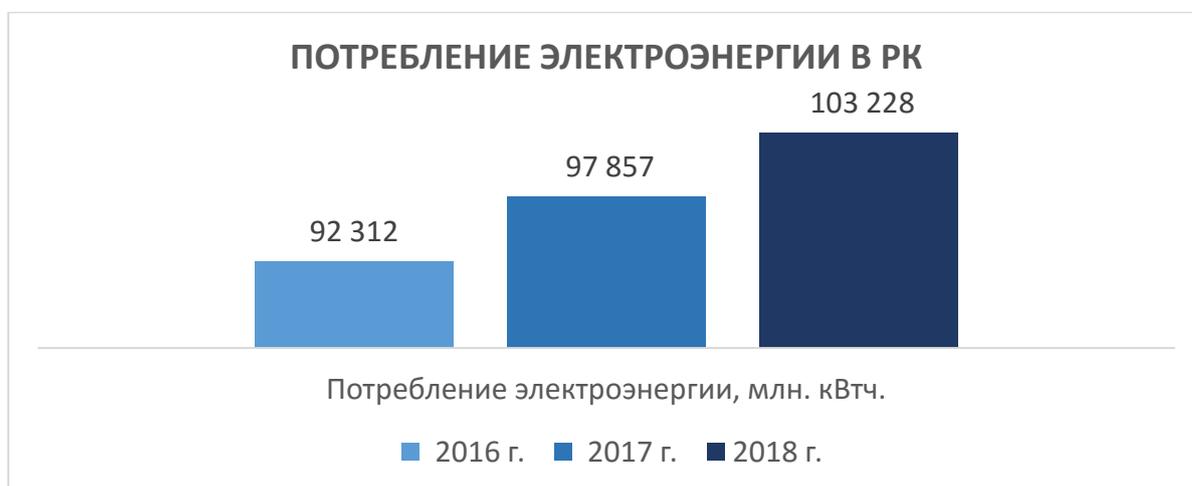
Выработка электроэнергии на ГЭС Казахстана в сравнении с аналогичным периодом 2017 г. уменьшилась на 815 млн.кВтч (7,3%). Режим работы станций определялся водохозяйственным балансом и гидрологической обстановкой.

Увеличилась выработка электроэнергии на ТЭС и ГТЭС Казахстана на 4 370 млн.кВтч (5,3%) и на 747 млн.кВтч (8,9%) соответственно.



По данным Системного оператора в 2018 году наблюдается рост в динамике потребления электрической энергии по всему РК в сравнении с показателями 2017 года. Так, в северной зоне РК потребление увеличилось на 4,6%, в западной зоне на 8,1% и в южной зоне на 6,8%.

За отчетный период 2018 г. в сравнении с аналогичным периодом 2017 г. максимальный рост потребления электроэнергии отмечается по Алматинской области на 532 млн. кВтч (5,1%), Жамбылской области – на 519 млн. кВтч (13,6%), Павлодарской области - на 779 млн. кВтч (4,2%), Карагандинской области - на 621 млн. кВтч (3,7%).



3. Тарифная политика

Операционная деятельность дочерних компаний Группы и ее совместных предприятий, являющихся субъектами естественной монополии и регулируемых рынков и субъектами, занимающими доминирующее положение на конкурентном рынке, регулируются законами РК «Об электроэнергетике», «О естественных монополиях и регулируемых рынках» и «О конкуренции». Тарифное регулирование, в зависимости от вида деятельности энергокомпаний, относится к компетенции Комитета по регулированию естественных монополий и защите конкуренции Министерства национальной экономики РК (далее - Комитет) или отраслевого министерства - Министерства энергетики (далее – МЭ).

Тарифы на электроэнергию для энергопроизводящих организаций утверждены приказом Министра энергетики «Об утверждении предельных тарифов на электрическую энергию для группы энергопроизводящих организаций» от 27 февраля 2015 г. № 160 на период с 2016-2018 гг. Тарифы на поставку электрической энергии, производимой объектами по использованию возобновляемых источников энергии являются фиксированными и утверждены постановлением Правительства РК в зависимости от технологии ВИЭ (отдельно для ветровых, солнечных и других источников) и подлежат ежегодной индексации. При этом расчетно-финансовый центр выступает в качестве покупателя, и энергопроизводящая организация, выступает в качестве продавца. Тарифы на передачу и распределение электроэнергии для энергопередающих компаний, на производство тепловой энергии и тарифы на энергоснабжение (ЭСО) регулируются Комитетом по регулированию естественных монополий и защите конкуренции Министерства экономики. Регулирование и контроль Комитетом осуществляется в строгом соответствии с законодательными и нормативно-правовыми актами.

В целях исполнения 50-го и 52-го шагов Национального плана по реализации пяти институциональных реформ, Законом РК №394-V «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам электроэнергетики» от 12 ноября 2015 г. приняты поправки в Закон РК «Об электроэнергетике».

Согласно поправкам, с 01 января 2019 г. внедряется модель Единого закупщика с функционированием рынка электрической энергии и мощности. Предполагается работа рынков электрической энергии (централизованная и децентрализованная торговля электрической энергией) и электрической мощности (краткосрочного и долгосрочного) балансирующего рынка.

Децентрализованный рынок представляет собой рынок, где электростанции заключают контракты на куплю-продажу электроэнергии напрямую с потребителями. Централизованный рынок подразумевает торговлю электроэнергией на единой площадке с целью заключения контрактов на куплю-продажу электроэнергии. Функцией балансирующего рынка является регулирование системным оператором отклонений фактических объемов поставки и потребления электроэнергии от плановых в режиме реального времени.

Решения по тарифам в существенной степени подвержены влиянию социальных и политических вопросов. Экономические, социальные и прочие политики Правительства РК могут иметь существенное влияние на операционную деятельность Группы.

4. Производственные показатели



Доля АО «Самрук-Энерго» в общей выработке электроэнергии в РК в 2018 году составила 30%, по сравнению с 2017 годом доля выросла на 2%.

Производственные КПД (в разрезе производителей)

Наименование ДЗО	2016 (факт)	2017 (факт)	2018 (факт)	Откл 2018 к 2017	2019 (прогноз)	2020 (прогноз)
Объемы производства электроэнергии, млн кВтч¹						
АО "Алматинские Электрические Станции"	5 911,4	5 712,4	5 599,1	98%	5 382,4	5 382,4
базовая мощность, мВт		-	-	-	670,0	670,0
ТОО «Экибастузская ГРЭС-1»	9 037,3	14 797,0	19 121,6	129%	18 975,3	20 315,1
в т.ч. экспорт	133,2	4 705,5	3 757,9	80%	-	-
базовая мощность, мВт		-	-	-	2 596,3	2 596,3
АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»	4 976,1	5 495,5	5 436,5	99%	5 884,8	6 011,3
базовая мощность, мВт		-	-	-	800,0	800,0
АО «Шардаринская ГЭС»	334,0	359,4	348,7	97%	378,0	550,6
базовая мощность, мВт		-	-	-	43,2	62,9
АО «Мойнакская ГЭС»	1 165,5	1 226,5	1 036	84%	906,0	906,0
базовая мощность, мВт		-	-	-	298,0	298,0
ТОО «Samruk-Green Energy»	3,2	3,2	3,2	100%	21,9	22,2
ТОО «ПВЭС»	151,8	166,4	157,9	95%	167,2	172,2
Итого	21 579,4	27 760,3	31 703,1	114%	31 715,6	33 359,8
Объемы передачи электроэнергии, млн кВтч²						
АО «Алатау Жарык Компаниясы»	6 252,0	6 527,9	6 795,9	104%	6 945,9	7 120,0
Итого	6 252,0	6 527,9	6 795,9	104%	6 945,9	7 120,0
Объемы реализации электроэнергии, млн кВтч³						
ТОО «АлматыЭнергоСбыт»	5 766,8	5 767,5	5 904,3	102%	5 745,0	5 854,1

Итого	5 766,8	5 767,5	5 904,3	102%	5 745,0	5 854,1
Объемы производства теплоэнергии, тыс. Гкал¹						
АО "Алматинские Электрические Станции"	4 970,5	5 223,3	5 616,8	108%	5 142,5	5 142,5
АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»	70,8	66,5	78,6	118%	76	76
ТОО «Экибастузская ГРЭС-1»		8,2	59,9	734%	307,3	307,3
Итого	5 041,4	5 298,0	5 755,3	109%	5 525,8	5 525,8
Объемы реализации угля, млн. тонн	35,1	40,9	45,2	110%	42,3	42,9

Примечание: ¹ для целей сопоставимости объемы выработки э.э и т.э. в 2016-2017 г.г. не включают АО «Актобе ТЭЦ», реализованный в 2017г.

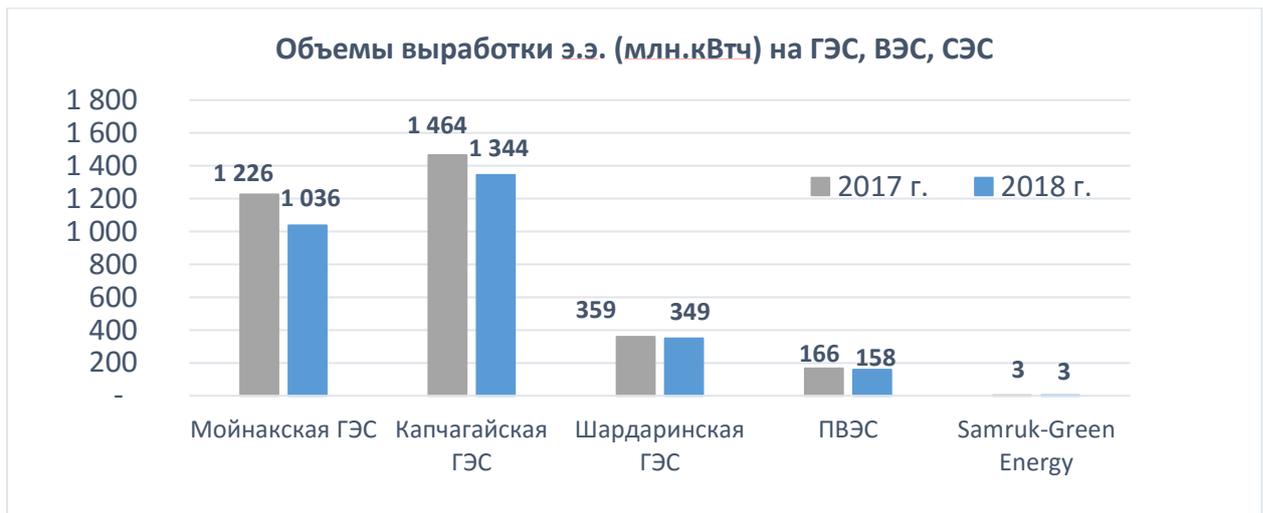
² для целей сопоставимости объемы передачи э.э в 2016-2017 г.г. не включают АО «ВК РЭК» и АО «МРЭК», реализованные в 2017 г.

³ для целей сопоставимости объемы реализации э.э в 2016-2017 г.г. не включают ТОО «ШЭТ», реализованные в 2017 г.

Объем производства электроэнергии в 2018 году составил 31 703,1 млн. кВтч (рост к 2017г. на 3 943 млн. кВтч или 14%). Основное увеличение объемов произошло в результате увеличения объемов выработки ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» на 4 325 млн. кВтч.

Снижение объемов выработки ГЭС на 320 млн. кВтч произошло за счет снижения приточности воды на Мойнакской ГЭС, Капчагайской ГЭС и Шардаринской ГЭС. Снижение реализации э/э ПВЭС на 8 млн. кВтч произошло за счет снижения средней скорости ветра.





Прогноз на будущий период:

Объемы производства электроэнергии в прогнозе на 2019 год прогнозируются с постепенным ростом по отношению к факту 2018 года. Увеличение объемов производства электроэнергии в 2019 году на 12,5 млн. кВтч в основном за счет роста объемов выработки электроэнергии АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2». При этом по ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» в 2019 г. планируется замещение поставок электроэнергии с экспорта в РФ на внутренний рынок.

Объемы производства теплоэнергии в 2018 г. составили 5 775 тыс. Гкал, с увеличением к уровню объемов 2017 г. (увеличение на 457 тыс. Гкал или 9%) в основном за счет увеличения объема выработки теплоэнергии на 394 тыс. Гкал или 7,5% в АО "Алматинские Электрические Станции".



Прогноз на будущий период:

Объемы производства теплоэнергии в плане на 2019 год прогнозируются с уменьшением на 4% к факту 2018 года в основном за счет снижения объемов производства теплоэнергии в АО "Алматинские Электрические Станции".

Объемы передачи электроэнергии составили – 6 796 млн кВтч, с увеличением к уровню объемов 2017 г. (увеличение на 268 млн кВтч). Увеличение объема передачи электроэнергии в АО «Алатау Жарык Компаниясы» за счет роста потребления Алматинского региона в связи с более низкими температурами в январе-феврале, декабре 2018г. и более высокими температурами в августе 2018 г.

Потери в сетях по итогам 2018г. остались на прежнем уровне по сравнению с аналогичным периодом 2017 г. В целом, уровень потерь АО «Алатау Жарык Компаниясы» ниже установленного норматива КРЕМ ЗК.



Прогноз на будущий период:

По объемам передачи и распределению электроэнергии в 2019 году ожидается увеличение на 2% по сравнению с фактом 2018 года в основном за счет роста объемов передачи электроэнергии АО «Алатау Жарык Компаниясы».

Общий объем реализации электрической энергии на энергоснабжающих организациях за отчетный период составил 5 904 млн. кВтч, что выше 2017г. на 137 млн. кВтч или 2% по сравнению с 2017г. в связи с ростом количества потребителей в ТОО «АлматыЭнергоСбыт».

наименование	факт 2016г.	факт 2017г.	факт 2018г.	Откл.	%
АлматыЭнергоСбыт					
Количество потребителей, в т ч.:	781 734	800 448	817 025	16 577	2,1%
<i>Население</i>	752 711	770 245	785 393	15 148	2,0%
<i>юридические лица</i>	29 023	30 203	31 632	1 429	4,7%
Объем реализации, млн кВтч	5 767	5 767	5 904	137	2,4%

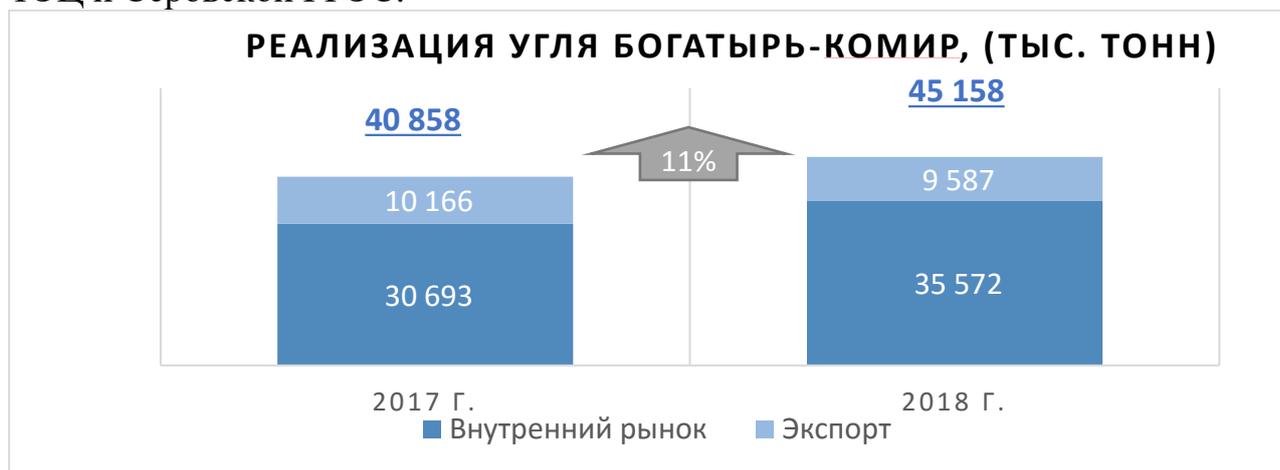
Прогноз на будущий период:

Объем реализации электроэнергии в прогнозе на 2019 г. снижается на 3% от уровня факта 2018 г. В прогнозе на 2020 г. объем реализации электроэнергии увеличивается на 2% по сравнению с прогнозом на 2019 г.

По итогам 2018 г. **объем реализации угля** составил 45 158 тыс. тонн, что выше аналогичного периода на 11% или 4 300 тыс. тонн.

Увеличение объемов реализации угля на внутреннем рынке составило 4 879 тыс. тонн (16%), что связано с ростом потребности ТОО «Экибастузская ГРЭС-1», АО «Павлодарэнерго», и отгрузки в адрес нового потребителя - Карагандинской ГРЭС-2.

Снижение реализации угля на экспорт на 579 тыс. тонн или на 6% связано со снижением спроса со стороны Троицкой ГРЭС, Рефтинской ГРЭС, Курганской ТЭЦ и Серовской ГРЭС.



Прогноз на будущий период:

Объем реализации угля в прогнозе на 2019 г. уменьшится на 2,9 млн тонн или на 6,4% к факту 2018 г. В прогнозе на 2020 г. объем реализации угля увеличивается на 1,5% или на 0,6 млн тонн к 2019 г.

5. Основные события за отчетный период

Дата	Событие
05 марта	Рейтинговое агентство Fitch Ratings понизила долгосрочный рейтинг дефолта Общества в иностранной и национальной валюте с «BB+» до «BB», национальный долгосрочный рейтинг с «AA(kaz)» до «A+(kaz)» и подтвердила краткосрочный рейтинг дефолта Общества в иностранной валюте на уровне В.
23 апреля	Заместитель Председателя Правления – член Правления АО «Самрук-Қазына» Алик Серикович Айдарбаев избран Председателем Совета директоров АО «Самрук-Энерго».
25 мая	Решением Совета директоров Бакиджан Толевжанович Жуламанов назначен исполняющим обязанности Председателя Правления АО «Самрук-Энерго».
30 июня	В Алматы под руководством Главы ФНБ «Самрук-Қазына» Ахметжана Есимова введена в эксплуатацию новая подстанция закрытого типа «Турксиб». Запуск нового энергообъекта позволил полностью завершить Программу по устойчивому электроснабжению города Алматы.
2 августа	ПО инициативе ПАО «Интер РАО» был прекращен импорт электроэнергии от ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» по причине необходимости по мнению российской компании пересмотра модели взаимоотношений в рамках договора между ПАО «Интер РАО» и ТОО «Экибастузская ГРЭС-1». Также ПАО «Интер РАО» инициировало доработку Положения по планированию режимов параллельной работы ЕЭС Казахстана и ЕЭС России в части синхронизации результатов

	конкурентного отбора на сутки вперед в сечении экспорта-импорта «Россия-Северный Казахстан+Актюбинск» и принципов информационного обмена между АО «СО ЕЭС» и АО «KEGOC».
август-декабрь	Во исполнение поручения Президента РК и проводимой работой Правительства РК по снижению тарифов на услуги ЖКХ на 2019г. Для субъектов, регулируемых КРЕМ и ЗК МНЭ были снижены тарифы на 2019г. для АО "Алматинские Электрические Станции" (тарифы на тепловую энергию), АО «Алатау Жарык Компаниясы» и ТОО «АлматыЭнергоСбыт». Причинами снижения явилось снижение расходов и исключения прибыли субъектов, снижение цен на газ, ввод компенсирующих тарифов.
25 октября	АО «Самрук-Энерго» получило письмо-согласие (waiver) от Европейского банка реконструкции и развития (ЕБРР) по ковенанту Долг/ЕВITDA и ЕВITDA/Проценты на расчетную дату 31.12.2018 г.
19 ноября	АО «Самрук-Энерго» получило письмо-согласие (waiver) от Народного Банка Казахстана (НБК) по ковенанту ЕВITDA/Проценты на расчетную дату 31.12.2018 г.
28 ноября	Министерством энергетики РК внесены изменения и дополнения в «Правила утверждения предельного тарифа на электрическую энергию...» в части дополнения состава затрат, учитываемых при формировании предельных тарифов на электроэнергию.
29 ноября	Министерством энергетики РК, в связи с вводом Рынка мощности утвержден единый предельный тариф на услугу по поддержанию готовности электрической мощности в размере 590 тыс. тенге/МВт*мес.
30 ноября	АО «Самрук-Энерго» разместило облигации третьего выпуска в пределах первой облигационной программы на сумму 21,7 млрд. тенге.
8 ноября и 5 декабря	АО «Самрук-Энерго» заключило кредитные соглашения на общую сумму 120 млн. долларов США в эквиваленте тенге с Азиатским Банком Развития.
14 декабря	Министерством энергетики РК, в связи с вводом Рынка мощности утверждены Предельные тарифы на электрическую мощность для 43-х групп ЭПО на период 2019-2025гг. Тарифы утверждены на период 2019-2025 гг.
14 декабря	Министерством энергетики РК внесены изменения и дополнения в «Методику определения фиксированной прибыли, учитываемой при утверждении предельных тарифов на электроэнергию...» в части исключения ранее фиксированной прибыли, учитываемой при расчете предельных тарифов на электроэнергию для ЭПО (ранее уровень фиксированной прибыли, в утвержденной Методике составлял 12%).

6. Основные направления развития компании

В настоящее время основу генерирующих мощностей Компании (более 70%) составляют конденсационные энергоблоки, работающие на угле. В ближайшей перспективе несмотря на участие Компании в проектах ВИЭ, угольная генерация останется главной компетенцией Самрук-Энерго.

В этой связи основной упор в рамках работ по развитию генерации будет направлен на повышение операционной эффективности существующих мощностей в том числе: на оптимизацию производственных затрат, продуктивную эксплуатацию и ремонт оборудования, инновационное развитие и эффективную реализацию инвестиционных программ.

6.1. Повышение операционной эффективности существующих мощностей

В части снижения себестоимости, производимой станциями электроэнергии ведется и в перспективе будет реализовываться работа по снижению затрат на используемое топливо. Данную задачу Компания решает, реализуя ряд мероприятий, в том числе:

1. Оптимизация режимов работы энергоблоков
2. Снижение затрат по воде на технологические нужды
3. Реализация программы по энергосбережению и энергоэффективности
4. Прочие мероприятия.

6.2. Инновационное развитие и цифровизация.

На сегодняшний день, в рамках осуществления программы инновационного развития Компании происходит реализация нескольких проектов, направленных на повышение эффективности деятельности, в том числе:

1. Цифровая электрическая станция. Проект предусматривает возможность внедрения централизованного сбора производственно-технологических данных, удаленного мониторинга и прогнозирования производственных процессов и технического состояния узлов, агрегатов, оборудования и систем мониторинга производственных процессов ДЗО (цифровая диспетчерская) на базе производственно-технических платформ. Это позволит получать достоверные данные и обеспечивать автономность процессов, исключая человеческий фактор на производстве.

2. Совместно с Назарбаев Университетом проводятся исследования возможности использования технологии кипящего слоя и циркулирующего кипящего слоя для сжигания высокозольного угля (угли зольностью 50% и более – пласт № 3 Экибастузского месторождения и обедненный уголь/отходы обогащения угля).

3. Система безмазутной растопки котлоагрегатов подразумевает оснащение плазменно-топливной системы (ПТС). Данная технология успешно применяется в Китайской Народной Республике, Российской Федерации, Индонезии и т.д. на энергоблоках от 200 до 1000 МВт.

4. Реализация проекта «Цифровой разрез» предусматривает автоматический контроль рабочих параметров горнодобывающего и горнотранспортного оборудования разреза (вес перевозимого груза, местоположение, технологическое состояние, скорость движения, давление и температура в шинах, и пр.), автоматизация и аналитика ежедневных показателей карьерных автосамосвалов: количество рейсов, грузооборот, моточасы, пробег, расход топлива, автоматический контроль и аналитика производственной дисциплины водителей и машинистов горнодобывающей и горнотранспортной техники: время простоев, время начала и окончания работы.

6.3. Повышение финансовой устойчивости

В среднесрочном периоде Компанией будут усилены меры по сохранению и укреплению финансовой устойчивости. Данная стратегическая инициатива

позволит Самрук-Энерго эффективно управлять долгом и добиться оптимальной структуры капитала.

7. Принципы учетной политики

Работа Общества в 2018 г. в электроэнергетической и угольной отраслях осуществлялась в соответствии с утвержденными планами.

В целях единого подхода при составлении отчета об итогах финансово-хозяйственной деятельности группой компаний АО «Самрук-Энерго» в консолидации применяется метод долевого участия. Кроме того, в соответствии с действующей учетной политикой, отражение основных средств и нематериальных активов проводится по первоначальной стоимости, то есть без учета переоценки. Дочерние компании включаются в консолидированную финансовую отчетность по методу приобретения. Приобретенные идентифицируемые активы, а также обязательства и условные обязательства, полученные при объединении бизнеса, отражаются по справедливой стоимости на дату приобретения независимо от размера неконтролирующей доли участия.

На основании вышеизложенного, при использовании метода долевого участия в консолидированном балансе исключены обороты таких крупных компаний, как АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2», компания угольных активов «FogumMuiderB.V.», доля владения в которых со стороны АО «Самрук-Энерго» составляет 50%.

При формировании консолидированного финансового результата АО «Самрук-Энерго» доля прибыли по этим компаниям находит отражение в статье «доля прибыли/убытка организаций, учитываемых по методу долевого участия и обесценение инвестиции».

По состоянию на 31 декабря 2018 года были реализованы активы ТОО «Энергия Семиречья».

8. Финансово-экономические показатели

№ п/п	Показатель, млн тенге	2016 (факт)	2017 (факт)	2018 (факт)	2019 (прогноз)	2020 (прогноз)
1	Доход от реализации продукции и оказания услуг	181 310	219 892	260 400	255 094	286 085
1.1.	Производства электроэнергии	124 085	151 861	185 355	170 870	195 569
1.2.	Реализации электроэнергии энергоснабжающими организациями	90 284	94 458	96 955	95 854	103 327
1.3.	Производства теплотенергии	13 991	17 370	21 674	20 015	20 005
1.4.	Передачи и распределения электроэнергии	33 448	38 058	40 020	38 384	42 364
1.5.	Реализации химически очищенной воды	1 662	1 672	1 824	1 790	1 827
1.6.	Аренды	3 504	3 289	3 542	3 502	3 502
1.7.	Прочего	778	1 701	1 597	3 790	3 865
2	Себестоимость реализованной продукции и оказанных услуг	(136 127)	(159 611)	(188 356)	(205 395)	(219 707)
2.1.	Себестоимость производства электроэнергии	(91 658)	(107 795)	(129 110)	(132 047)	(142 070)

2.2.	Себестоимость реализации электроэнергии энергоснабжающими организациями	(88 644)	(91 817)	(95 938)	(95 014)	(102 133)
2.3.	Себестоимость производства теплоэнергии	(13 699)	(17 122)	(20 023)	(20 036)	(21 039)
2.4.	Себестоимость передачи электроэнергии	(26 506)	(28 337)	(30 068)	(33 181)	(34 601)
2.5.	Себестоимость реализации химически очищенной воды	(1 614)	(1 644)	(1 736)	(1 766)	(1 823)
2.6.	Себестоимость прочих видов основной деятельности	(215)	(443)	(640)	(977)	(965)
	<i>Амортизация основных средств и нематериальных активов</i>	<i>(41 053)</i>	<i>(43 824)</i>	<i>(52 364)</i>	<i>(50 868)</i>	<i>(54 474)</i>
3	Валовая прибыль	45 184	60 281	72 044	49 699	66 378
4	Доходы от финансирования ⁽¹⁾	3 396	2 805	2 333	341	794
5	Прочие доходы	6 061	3 224	5 347	787	760
6	Расходы на реализацию продукции и оказание услуг	(3 017)	(15 145)	(14 340)	(6 316)	(8 005)
7	Общие и административные расходы	(12 826)	(12 709)	(13 018)	(15 274)	(13 385)
8	Операционная прибыль	29 341	32 427	44 686	28 109	44 987
9	Прибыль до отчислений по амортизации, процентам и КПП (ЕБИТДА)	71 581	77 328	97 825	80 061	100 575
10	Расходы на финансирование ^{(2) (3)}	(19 218)	(29 182)	(33 129)	(30 804)	(28 032)
11	Прочие расходы от неосновной деятельности ⁽⁴⁾	(2 056)	(5 959)	(16 549)	(692)	(362)
12	Доля прибыли/убытка организаций, учитываемых по методу долевого участия и обесценение инвестиции	4 895	(26 636)	9 752	12 981	13 992
13	Прибыль (убыток) от прекращенной деятельности	2 494	1 670	(1 584)	2 292	0
	Доход(убыток) от выбытия дочерних организации			287		
14	Прибыль (убыток) до налогообложения	24 912	(21 650)	11 143	13 014	32 139
15	Расходы по корпоративному подоходному налогу	(6 521)	(5 553)	(7 718)	(5 953)	(7 710)
16	Итоговая прибыль (убыток) до вычета доли меньшинства	18 391	(27 203)	3 425	7 061	24 429
17	Доля меньшинства	632	681	184	282	282
18	Итоговая прибыль, причитающийся Акционерам Группы	17 759	(27 884)	3 241	6 779	24 147

(1) в ФО доход от курсовой разницы 2018 г. отражен в разделе «прочие доходы»

(2) в ФО сальдо от курсовой разницы за 2017 г. отражено в разделе «финансовые расходы»

(3) в ФО убыток от курсовой разницы 2018 г. отражен в разделе «финансовые расходы»

(4) в ФО убыток от обесценения (НЕТТО) отражен в статье "прочие расходы"

Примечание: Расшифровка доходов и себестоимости приведена в разрезе видов деятельности (не по сегментам) и указана без учета элиминирования.

Доходы от реализации продукции и оказания услуг по Группе компаний «Самрук-Энерго» в 2018 году составили 260 400 млн тенге:



Рост консолидированной выручки произошел по сегменту производство электроэнергии за счет роста объемов реализации электроэнергии и тарифа. Основное увеличение пришлось на ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» за счет увеличения объема реализации электроэнергии с 14 113 млн. кВтч до 18 340 млн. кВтч и увеличением средневзвешенного тарифа с 6,39 тенге/кВтч до 6,8 тенге/кВтч.

По сегментам распределение и реализация (сбыт) рост выручки связан с увеличением объемов и тарифов.

Структура доходов 2018 года по основным видам деятельности



Прогноз на будущий период: в прогнозе на 2019 г. доход от реализации запланирован в размере 255 094 млн. тенге, что ниже факта 2018 г. на 5 306 млн. тенге или 2%. Уменьшение обусловлено снижением тарифов на выработку и передачу электроэнергии.

В прогнозе на 2020 г. наблюдается увеличение дохода к прогнозу 2019 г. в связи с ростом доходов по производству электроэнергии в основном за счет ТОО «Экибастузская ГРЭС-1». Также, ожидается рост доходов от передачи и реализации электроэнергии за счет увеличения объемов и тарифов.

Доход от реализации продукции и оказания услуг в разбивке по производителям

Показатель, млн тенге	2016 (факт)	2017 (факт)	2018 (факт)	2019 (прогноз)	2020 (прогноз)
Доход от реализации продукции и оказания услуг	181 310	219 892	260 400	255 094	286 085
ТОО «Экибастузская ГРЭС-1»	62 729	90 177	125 598	114 861	125 812
ТОО «АлматыЭнергосбыт»	90 284	94 458	96 955	95 854	103 327
АО "Алматинские Электрические Станции"	60 761	62 349	65 542	68 114	72 892
АО «Алатау Жарык Компаниясы»	33 848	38 658	40 258	38 572	42 555
АО «Мойнакская ГЭС»	9 919	10 889	10 217	8 842	14 647
ТОО «ПВЭС» ⁽ⁱ⁾	3 435	4 388	4 460	0	0
АО «Шардаринская ГЭС»	3 157	3 405	3 318	2 731	5 924
АО «Бухтарминская ГЭС»	3 503	3 288	3 541	3 502	3 503
Energy Solution center	334	666	937	1 391	1 391
ТОО «Green Energy»	113	131	141	339	409
Внутригрупповые обороты (элиминирование)	-86 773	-88 517	-90 567	-79 112	-84 374

¹ предусмотрена реализации 75% доли ТОО «ПВЭС» в 2019 году, с 2019 года учитывается по методу долевого участия

Основную долю в доходах от основной деятельности Общества занимают ТОО «Экибастузская ГРЭС -1», АО «Алматинские Электрические Станции», АО «Алатау Жарык Компаниясы», ТОО «АлматыЭнергоСбыт». Вместе с тем, при консолидации доходов из общей суммы исключаются внутригрупповые обороты в основном по энергопроизводящим и распределительным компаниям.

Себестоимость продукции и оказания услуг

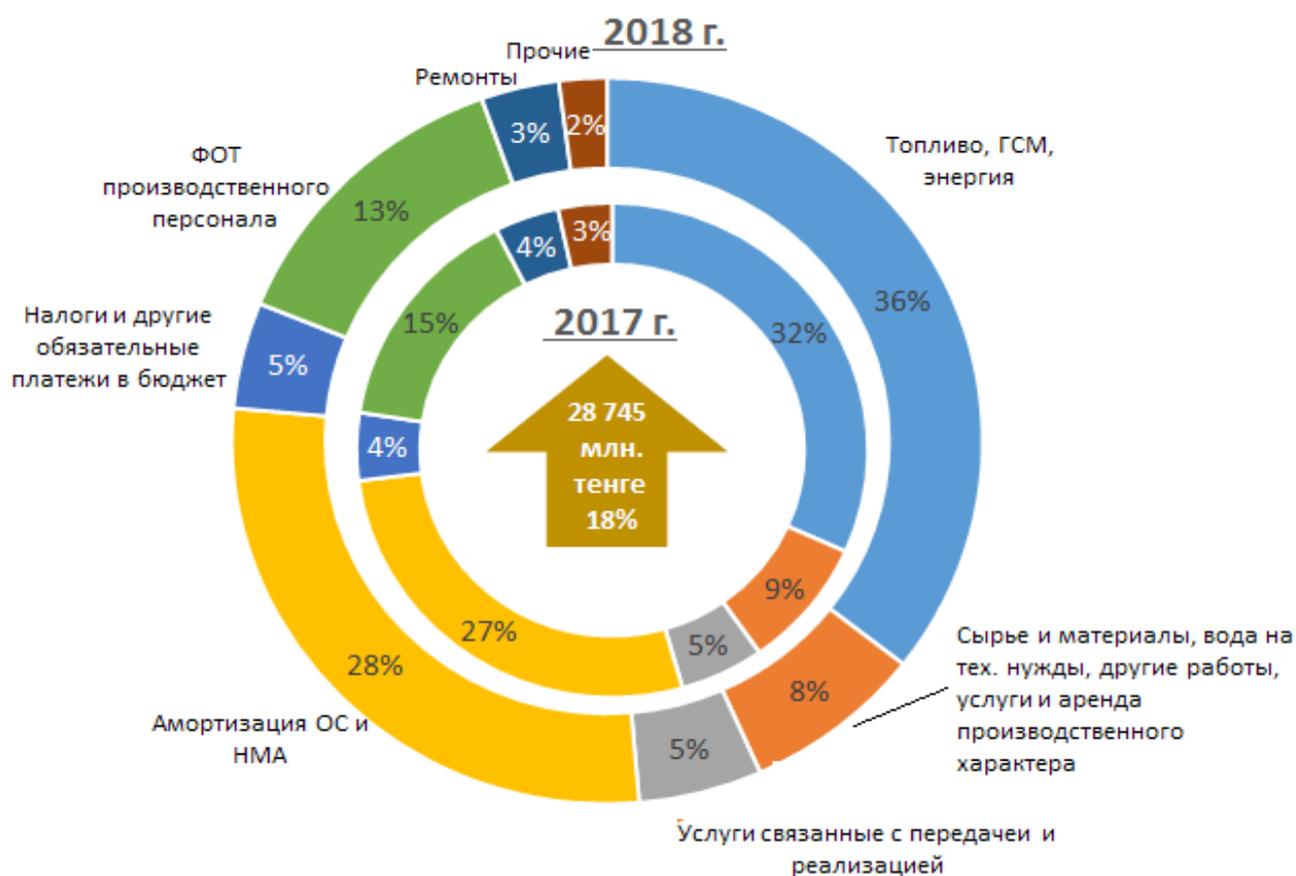
Показатель, млн тенге	2016 (факт)	2017 (факт)	2018 (факт)	2019 (прогноз)	2020 (прогноз)
Топливо	31 626	43 363	56 768	56 684	61 043
Оплата труда и связанные расходы	22 316	24 035	25 231	26 331	27 268
Стоимость приобретенной электроэнергии	4 679	7 256	10 178	12 770	13 841
Износ основных средств и амортизация НМА	41 053	43 824	52 364	50 868	54 474
Ремонт и содержание	6 416	6 517	6 344	9 191	9 599
Услуги по передаче электроэнергии и прочие услуги	7 444	8 506	10 019	10 769	12 417
Материалы	1 880	1 762	1 773	2 510	2 629
Водообеспечение	3 835	4 455	4 664	4 758	5 651
Потери в сетях	198	205	193	1 317	1 363
Налоги, кроме подоходного налога	3 971	4 143	4 876	5 687	5 948
Плата за эмиссии в окружающую среду	1 984	2 909	4 036	4 468	4 976
Услуги сторонних организаций	7 528	7 394	8 219	17 048	17 416
Прочие	3 198	5 241	3 690	2 993	3 083
ИТОГО	136 127	159 611	188 356	205 395	219 707

(1) в ФО Плата за эмиссии в окружающую среду за 2017 г. отражены в статье «Прочие»

(2) в ФО Плата за эмиссии в окружающую среду за 2018 г. отражены в статье «Налоги, кроме подоходного налога»

Себестоимость по итогам 2018 г. составила 188 356 млн. тенге, что на 18% выше факта 2017 г. В основном увеличение произошло по переменным затратам в связи с ростом объемов производства и реализации, а также за счет увеличения цен на товары и услуги. Также наблюдается увеличение амортизации на 19% за счет пересмотра срока службы основных средств (преимущественно на ТОО «Экибастузская ГРЭС-1»).

Структура себестоимости по основным видам деятельности

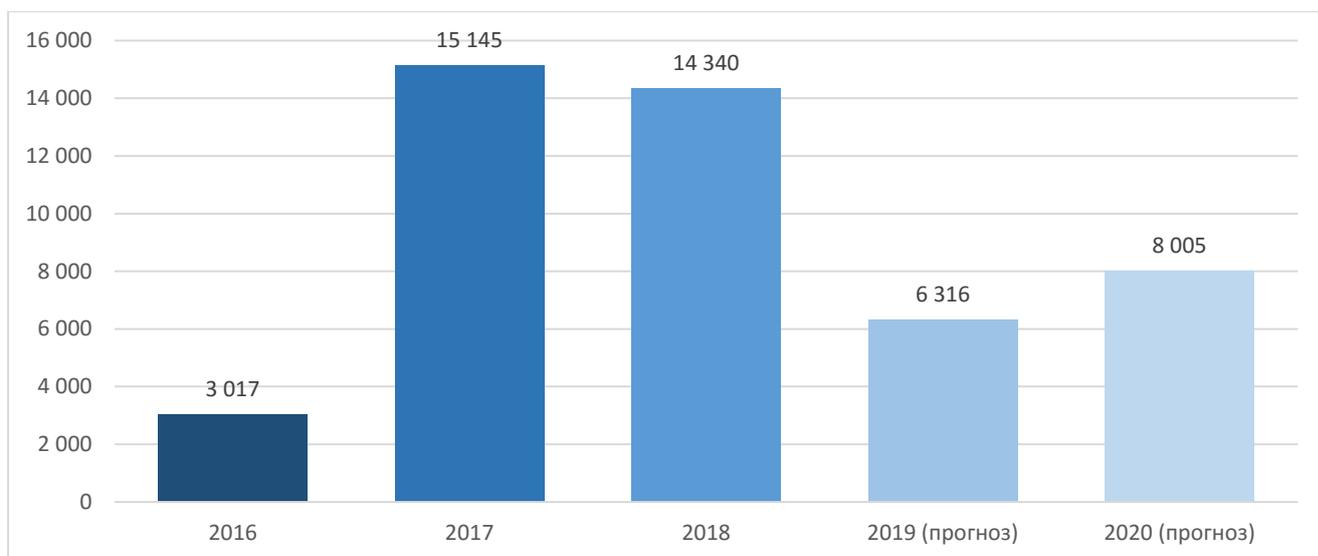


Прогноз на будущий период: в прогнозе на 2019 г. себестоимость реализованной продукции и оказанных услуг увеличивается, что обусловлено ростом цен на товары и услуги. В частности, наблюдается существенное увеличение по расходам на услуги сторонних организаций и потери в сетях за счет возникновения услуг по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки в связи с вводом рынка мощности (единым оператором является третья сторона в связи с чем внутригрупповые обороты Компании снизятся). В прогнозе на 2020 г. расходы по себестоимости увеличиваются за счет роста по переменным затратам в связи с ростом объемов производства и реализации, а также за счет увеличения цен на товары и услуги.

Расходы на реализацию, млн. тенге

Расходы на реализацию по итогам 2018 г. снизились на 805 млн. тенге по сравнению с 2017 г. и составили 14 340 млн. тенге. Данное отклонение вызвано введением временно понижающего коэффициента на уровне 0,87 на передачу

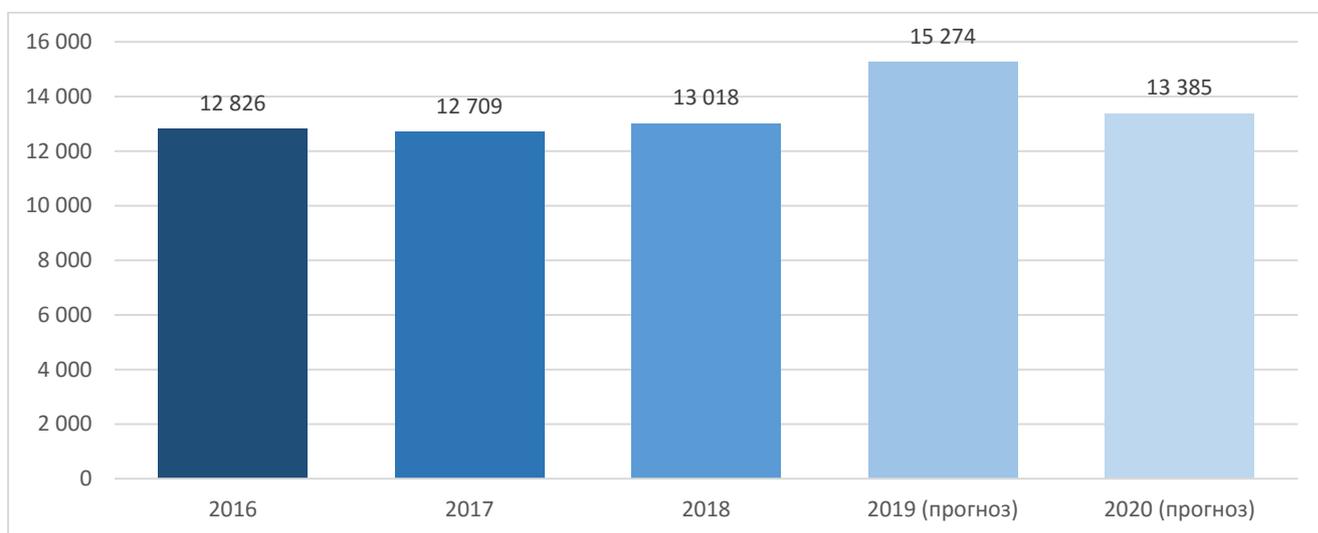
экспортируемой электроэнергии, а также снижением объема экспорта электроэнергии в РФ по ТОО «Экибастузская ГРЭС-1».



Прогноз на будущий период: В прогнозе на 2019 г. снижение расходов на реализацию в сравнении с фактом 2018 г. составляет 56% в связи с отсутствием экспорта электроэнергии в РФ.

Административные расходы, млн. тенге

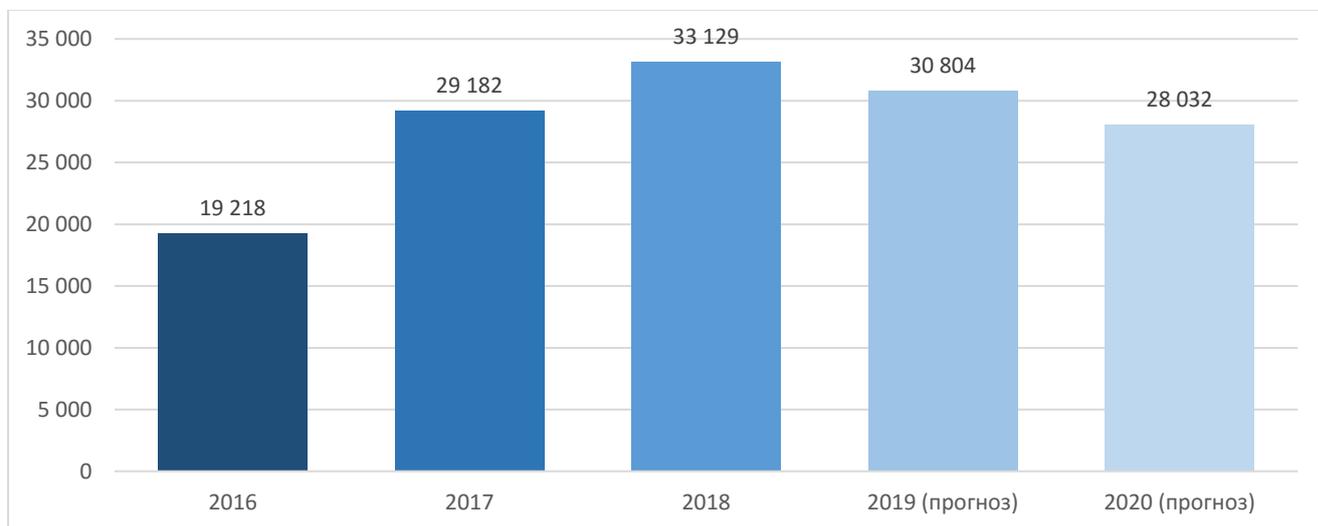
По итогам 2018 г. административные расходы составили 13 018 млн. тенге, что больше на 309 млн. тенге или 2% по сравнению с аналогичным периодом 2017 г.



Прогноз на будущий период: в прогнозе на 2019 г. административные расходы выше уровня 2018 г. и составляют 15 274 млн. тенге. Увеличение в основном за счет планируемых расходов по трансформации и ежегодной индексации на инфляцию. В прогнозе на 2020 г. административные расходы снижаются на 1 888 млн. тенге по сравнению с прогнозом на 2019 г. и составляют 13 385 млн. тенге в связи с уменьшением расходов по трансформации.

Финансовые расходы, млн. тенге

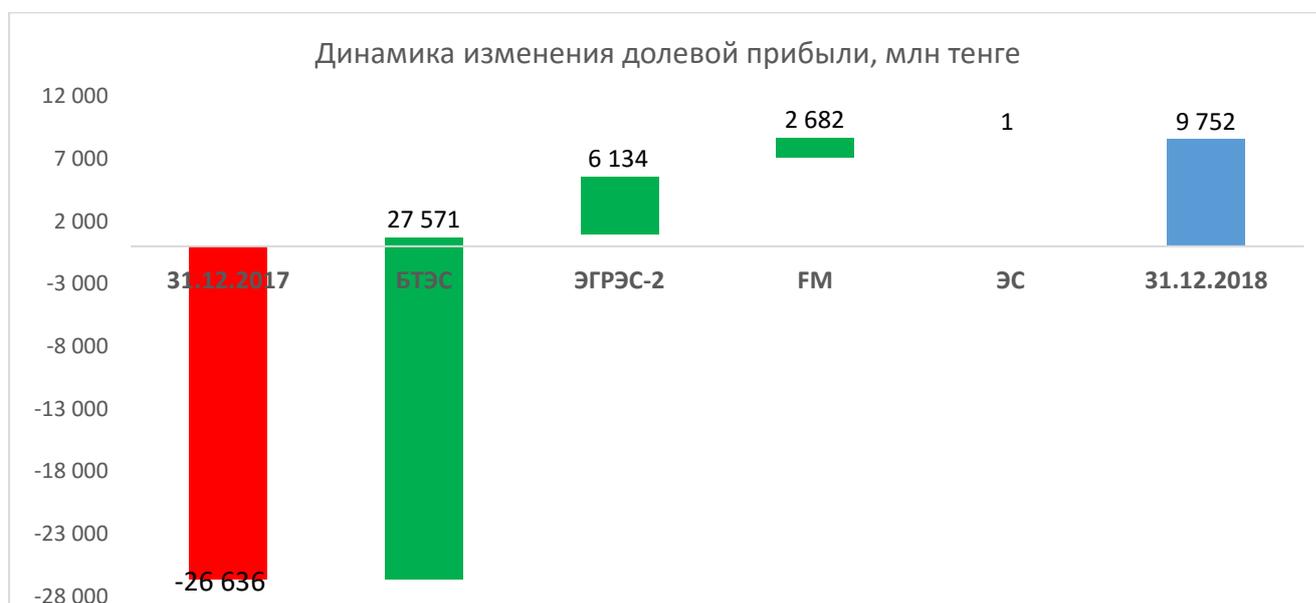
Финансовые расходы по итогам 2018 г. составили 33 129 млн. тенге, что выше фактического значения за 2017 г. на 3 947 млн. тенге. Увеличение расходов на финансирование в основном за счет рефинансирования части долларовых Еврооблигаций в течение 2017 г. заемными средствами, номинированными в тенге, имеющими более высокую ставку заимствования.



Прогноз на будущий период: в прогнозе на 2019-2020 годы расходы на финансирование снижаются за счет ежегодного погашения займов.

Доля в прибыли совместных и ассоциированных предприятий и обесценение инвестиции

Показатель, млн тенге	2016 (факт)	2017 (факт)	2018 (факт)	2019 (прогноз)	2020 (прогноз)
Доля в прибыли совместных и ассоциированных предприятий	4 895	(26 636)	9 752	12 981	13 992



Долевой доход за 2018 г. составил 9 752 млн. тенге, увеличившись по отношению к аналогичному периоду на 36 388 млн. тенге.

Основные изменения произошли по следующим активам:

АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2» - снижение убытка на 6 134 млн. тенге в сравнении с прошлым годом обусловлено следующими факторами:

- рост операционной прибыли на 1 841 млн. тенге (увеличение средневзвешенного тарифа на э/э с 6,6 тенге/кВтч до 7,53 тенге/кВтч);

- отсутствие убытков от обесценения активов (в 2017 г. отражены убытки от обесценения активов на сумму 5 844 млн. тенге);

- увеличение расходов по курсовой разнице на сумму 2 997 млн. тенге.

Fogum Muider – увеличение прибыли на 2 682 млн. тенге произошло в основном за счет увеличения объемов реализации угля по ТОО «Богатырь-Комир» на внутреннем на 4 859 тыс. тонн (16%) и увеличения цены на экспорт на 6,7%.

АО «Балхашская ТЭС» – снижение убытка на 27 571 млн. тенге в 2018г. в связи с тем, что в 2017 г. АО «Самрук-Энерго» признало убыток от обесценения инвестиций в БТЭС в соответствии с МСБУ 36 «Обесценение активов».

В плане на 2019 г. доля прибыли составляет 12 981 млн. тенге, в 2020 г. 13 992 млн. тенге.

Прибыль (убыток) от прекращенной деятельности

Показатель, млн тенге	2016 (факт)	2017 (факт)	2018 (факт)	2019 (прогноз)	2020 (прогноз)
Прибыль от прекращенной деятельности	2 494	1 670	(1 584)	2 292	-

По итогам 2018 г. **Убыток от прекращенной деятельности** на сумму в размере 1 000 млн. тенге произошел за счет доведения стоимости активов ТОО «Мангышлак Мунай» и ТОО «Тегис-Мунай» до рыночной. Также в ТОО «Мангышлак Мунай» начислены обязательства по платежам на социально-экономическое развитие региона в соответствии с МСФО 37.

В прогнозе на 2019 г. в прекращенную деятельность отнесены активы ТОО «Мангышлак Мунай», ТОО «Тегис Мунай», ТОО «ПВЭС» и ТОО «EWP».

9. Созданная и распределенная экономическая стоимость

Экономическая результативность деятельности Общества отражена в таблице созданная и распределенная экономическая стоимость.

Созданная экономическая стоимость отражает основные источники формирования дохода Общества, а именно доход от производства, передачи и сбыта электроэнергии, а также от реализации угля и полученные вознаграждения.

Созданная стоимость распределяется между поставщиками и подрядчиками, сотрудниками Общества, акционерами и кредиторами, государством, а также местными сообществами.

Распределенная экономическая стоимость	
Выплаты поставщикам и подрядчикам	Операционные затраты - денежные платежи контрагентам по оплате материалов, компонентов продукции, оборудования и услуг, арендных платежей и т.д.
Выплаты сотрудникам	Фонд заработной платы, социальные налоги и отчисления, пенсионные и страховые платежи, затраты на медицинские услуги работникам и другие формы поддержки работников
Выплаты поставщикам капитала	Дивиденды всем категориям акционеров и проценты, выплачиваемые кредиторам
Выплаты государству	Налоговые отчисления
Инвестиции в местные сообщества	Пожертвования благотворительным и неправительственным организациям и исследовательским учреждениям, затраты на поддержку общественной инфраструктуры, а также прямое финансирование социальных программ, культурных и образовательных мероприятий

По итогам 2018 г. созданная экономическая стоимость составила 353 млрд. тенге и распределенная экономическая стоимость составила 273 млрд. тенге, в результате нераспределенная экономическая стоимость составила 80 млрд. тенге. Согласно утвержденному Плану развития на 2019-2023 гг. в 2019 и 2020 годах планируется увеличение созданной и распределенной экономической стоимости.

млн. тенге

Показатель*	2017	2018	2019	2020
	Факт	Факт	Прогноз	Прогноз
Созданная экономическая стоимость	349 242	352 681	366 548	370 773
Поступления от продаж	346 563	351 100	366 209	369 586
Полученные вознаграждения (проценты)	2 679	1 581	338	1 187
Распределенная экономическая стоимость	280 258	272 860	319 526	325 656
Выплаты поставщикам и подрядчикам	174 610	161 571	186 122	201 408
Выплаты сотрудникам	40 964	37 210	36 652	37 415
Выплаты поставщикам капитала	31 033	34 047	45 967	34 884
Выплаты государству	33 531	39 617	50 497	51 768
Инвестиции в местные сообщества	121	415	289	181
Нераспределенная экономическая стоимость	68 984	79 822	47 021	45 117

* - Ранее показатели были рассчитаны по методу начисления. В целях исключения не денежных операций, в том числе амортизации, текущие показатели рассчитаны на данных отчета о движении денежных средств. Показатели взяты с учетом долей владения в совместных предприятиях.

10. Тарифное государственное регулирование видов деятельности компании
Средневзвешенные тарифы на производство электроэнергии

Наименование	Ед изм	2016г. факт	2017г. факт	2018г. факт	2019г. прогноз	2020г. прогноз
ТОО «Экибастузская ГРЭС-1»	тенге/кВтч	7,33	6,39	6,85	6,27	6,42
тариф на электроэнергию, тенге/кВтч.					5,25	5,43
тариф на мощность, тыс. тенге/МВт*мес					590	611
АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»	тенге/кВтч	6,68	6,60	7,53	7,08	7,29
тариф на электроэнергию, тенге/кВтч.					6,07	6,27
тариф на мощность, тыс. тенге/МВт*мес					590	611
АО "Алматинские Электрические Станции"	тенге/кВтч	8,60	8,60	8,60	9,90	10,87
тариф на электроэнергию, тенге/кВтч.					8,89	9,20
тариф на мощность, тыс. тенге/МВт*мес					590	980
АО «Шардаринская ГЭС»	тенге/кВтч	9,50	9,50	9,50	7,35	10,92
тариф на электроэнергию, тенге/кВтч.					6,52	6,74
тариф на мощность, тыс. тенге/МВт*мес					590	3 000
АО "Мойнакская ГЭС"	тенге/кВтч	8,25	8,65	9,51	9,46	15,96
тариф на электроэнергию, тенге/кВтч.					7,10	7,35
тариф на мощность, тыс. тенге/МВт*мес					590	2 151
ТОО "Samruk-Green Energy"	тенге/кВтч	36,13	42,12	45,11	47,37	49,02
ТОО "Первая ветровая электрическая станция"	тенге/кВтч	22,68	26,44	28,31	29,73	30,77

В отчетном периоде действовали тарифы:

- для энергопроизводящих организаций (ЭПО), после завершения срока действия предельных тарифов, установленных на период 2009-2015 гг., тарифы для станций на период с 2016 по 2018 годы сохранены на уровне тарифов 2015 г. Учитывая поручение Правительства РК по поддержанию национальной экономики, в течение 2017 г. и по настоящее время ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» и АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2» осуществляют реализацию электроэнергии по тарифам, не превышающим 8,42 тенге/кВтч. Фактические тарифы ЭПО 1 группы, к которым относятся ДЗО - ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» и АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2», значительно ниже утвержденных, вследствие реализации электроэнергии на централизованных торгах и экспорта электроэнергии в Российскую Федерацию.

Средневзвешенный тариф ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» за 2018 г. составил 6,85 тенге/кВтч, что выше уровня 2017 г. (6,39 тенге/кВтч.) на 0,46 тенге/кВтч. Увеличение средневзвешенного тарифа произошло в результате реализации электроэнергии на централизованных торгах по рыночным ценам.

Средневзвешенный тариф АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2» за 2018 год составил 7,53 тенге/кВтч, что выше уровня 2017 г. (6,60 тенге/кВтч.) на

0,93 тенге/кВтч. Увеличение средневзвешенного тарифа произошло в результате реализации электроэнергии на централизованных торгах.

Для АО «Мойнакская ГЭС» и АО «Шардаринская ГЭС» с учетом реализации масштабных инвестиционных программ утверждены индивидуальный и расчетный тарифы в размере 9,50 тенге/кВтч, при этом фактические тарифы АО «Мойнакская ГЭС» за период 2017 и 2018 годы ниже утвержденных, за счет реализации части электроэнергии через централизованные торги.

На основании принятой в 2014 г. Концепции развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК) Казахстана до 2030 года, с 2019 г. введен Рынок мощности, как эффективный механизм обеспечения отрасли достаточным уровнем инвестиций, что благоприятно скажется на рынке в долгосрочной перспективе. Ввод рынка мощности изменяет структуру тарифообразования для энергопроизводящих организаций. На электроэнергию утверждены предельные тарифы на электрическую энергию для ЭПО (для 43-х групп), на услугу по поддержанию готовности электрической мощности утвержден единый предельный тариф для всех ЭПО в размере 590 тыс. тенге/МВт*мес. Тарифы утверждены на период 2019-2025 гг. Однако, утвержденные тарифы не предусматривают рентабельность и индексацию по годам. При этом, согласно пункта 2 статьи 12-1 Закона РК «Об электроэнергетике», при необходимости тарифы на электроэнергию ежегодно корректируются. В связи с тем, что утвержденный предельный тариф на электроэнергию не покрывает все затраты Компании, руководство планирует корректировку тарифа с 2020 г. в соответствии с указанной методикой. С 2021 г. и далее тарифы прогнозируются с учетом индекса цен потребителей. Также с 2020 г. предусмотрено получение индивидуального тарифа на мощность для АО «Мойнакская ГЭС», АО «Алматинские Электрические Станции» и АО «Шардаринская ГЭС».

Тарифы на поставку электрической энергии, производимой объектами по использованию возобновляемых источников энергии, являются фиксированными и утверждены постановлением Правительства РК в зависимости от технологии ВИЭ (отдельно для ветровых, солнечных и других источников) и подлежат ежегодной индексации.

Тарифы на производство теплоэнергии

Наименование	Ед изм	2016г. факт	2017г. факт	2018г. факт	2019г. прогноз	2020г. прогноз
АО «Алматинские Электрические Станции»	тенге/Гкал	2 872	3 363	3 917	3 871	3 869
АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»	тенге/Гкал	683	740	816	831	849
ТОО «Экибастузская ГРЭС-1»	тенге/Гкал	-	352	446	555	555

Законодательство предусматривает утверждение долгосрочных (5+ лет) предельных уровней тарифов для организаций, производящих тепловую энергию, с включением в них инвестиционной составляющей и ежегодной индексацией

затрат. Предельные тарифы утверждаются Комитетом по регулированию естественных монополий и защите конкуренции. Однако, увеличение тарифов производится не чаще одного раза в год и существуют риски сохранения тарифов без увеличения, в случаях роста затрат станции по объективным причинам.

Тарифы на услуги передачи электроэнергии

Наименование	Ед. изм.	2016г. факт	2017г. факт	2018г. факт	2019г. прогноз	2020г. прогноз
АО «Алатау Жарык Компаниясы»	тенге/кВтч	5,35	5,83	5,89	5,53	5,95

Утверждены предельные долгосрочные тарифы на основе тарифных смет с включением инвестиционной составляющей на 2016-2020 гг. для региональных энергопередающих компаний (РЭКов), при необходимости корректируются уполномоченным органом. Однако, увеличение тарифов производится не чаще одного раза в год, в случаях роста затрат РЭС по объективным причинам (принятие на баланс бесхозных сетей и оборудования и др.). Также существуют риски сохранения тарифов без увеличения.

Тарифы на реализацию электроэнергии ЭСО

Наименование	Ед. изм.	2016г. факт	2017г. факт	2018г. факт	2019г. прогноз	2020г. прогноз
ТОО «АлматыЭнергоСбыт»	тенге/кВтч	15,66	16,38	16,42	16,68	17,65

Энергоснабжающие компании также подлежат монопольному регулированию. В расчёт тарифа включены операционные, финансовые и инвестиционные компоненты. Существуют риски искусственного сдерживания роста тарифов Регулятором, в целях сохранения социальной стабильности населения в регионах. В 2017 г. с учетом изменения законодательства в ЭСО были отменены дифференцированные тарифы по зонам суток. Сохранена дифференциация для физических лиц по нормам потребления, для юридических лиц поставка электроэнергии осуществляется по средне отпускным тарифам.

Тарифы на добычу угля

Наименование	Ед. изм.	2016г. факт	2017г. факт	2018г. факт	2019г. прогноз	2020г. прогноз
ТОО "Богатырь Комир"	тенге/тонна	1 779	1 944	2 013	2 019	2 081

Тарифы на добычу угля ТОО «Богатырь Комир» утверждаются самостоятельно – прейскурантом для потребителей РК для 3-х групп потребителей (энергетика на станции примыкания КТЖ, энергетика на углесборочной станции, коммунально-бытовые нужды). Регулирование осуществляется на основании Предпринимательского кодекса КРЕМ ЗК МНЭ.

11. Исполнение стратегических КПД

№	Наименование	2016г. факт	2017г. факт	2018г. факт	2019 прогноз	2020 прогноз
1	Экономическая добавленная стоимость (EVA), млн. тенге*	(44 355)	(47 130)	(31 791)	-	-
2	Долг/ЕБИТДА (соотношение)	5,41	4,64	3,18	3,82	2,56
3	Свободные средства для развития и дивидендов, млн. тенге*	24 201	36 742	57 203	-	-
4	NAV, млн. тенге	412 874	382 946	385 304	397 228	421 374
5	Реализация программы Трансформации, %	-	65	76,5		
6	Рейтинг корпоративного управления	-	B	BB	----	BBB
7	Доля рынка электроэнергии в Республике Казахстан	23,9%	28,0%	29,7%	29,0%	30,0%
8	Чистая прибыль, млн. тенге**	17 759	(27 884)	3 241	6 779	24 147
9	ROACE**	3,87%	-1,20%	2,99%	4,02%	6,2%
10	LTIFR**	0,23	0,17	0,28	0,24	0,23

*Исключен со списка Стратегических КПД с 2019г.

** Включен в список Стратегических КПД с 2019г.

В целом Стратегические показатели Компании имеют тенденцию к улучшению в период с 2017-2020 гг. Основными факторами роста являются увеличение объемов реализации электроэнергии и мощностей на внутреннем рынке, получение индивидуальных тарифов на мощность, сокращение удельных расходов топлива и воды на технологические нужды, оптимизация затрат на ТЭР-энергосбережение, а также снижение долговой нагрузки.

При этом, отрицательными факторами, оказывающими влияние на стратегические показатели, являются отрицательная курсовая разница, удорожание цен на работы и услуги производственного характера, а также уменьшение средневзвешенного тарифа на электроэнергию с 2019 г.

12. Анализ капитальных затрат

№	ДЗО	2016	2017	2018	2019	2020
		факт	факт	факт	прогноз	прогноз
	ВСЕГО	79 061	72 418	41 689	69 998	105 527
1	Инвестиционные проекты, в т.ч.	41 810	25 177	8 075	31 587	55 026
1.1	Восстановление Блока 1 с установкой новых электрофильтров	5 296	3 962	2 156	3 802	
1.2	Модернизация ОРУ-500 кВ	9 805				
1.3	Расширение и реконструкции Экибастузской ГРЭС-2 с установкой энергоблока №3 (50%)	4 008	-36		14 228	27 440
1.4	Переход на циклично-поточную технологию добычи, транспортировки, усреднения и погрузки угля на разрезе «Богатырь» (50%)	30	30	113	4 798	23 607
1.5	Перевод нагрузки ПС-220/110/10кВ №131А «Горный Гигант» на ПС-	340	5 079	137		

№	ДЗО	2016	2017	2018	2019	2020
		факт	факт	факт	прогноз	прогноз
	220/110/10кВ №160А «Ерменсай» по сетям 110кВ с последующим демонтажем ПС-131А					
1.6	Расширение ТЭЦ-1 с установкой нового энергоисточника на базе газотурбинных технологий		492			
1.7	Реконструкции тепловой магистрали Алматинской ТЭЦ-2 – ЗТК				80	
1.8	Строительство Мойнакской ГЭС	79	2			
1.9	Модернизация Шардаринской ГЭС	8 988	11 263	4 482	4 280	3 979
1.10	Строительства ВЭС Ерейментау мощностью 50 МВт (II очередь)	145	100	21	2 006	
1.11	Строительство ГТЭС на базе газового месторождения Придорожное	426	140	758	986	
1.12	Прочие проекты	12 693	4 146	408	1 407	
2	Поддержание в рабочем состоянии производственных активов	35 731	46 042	31 534	33 853	47 542
2.1	ТОО «Богатырь-Комир» (50%)	1 439	3 508	4 242	4 690	6 454
2.2	АО «Стация Экибастузская ГРЭС-2» (50%)	17	224	439	967	1 220
2.3	ТОО «Экибастузская ГРЭС-1»	16 787	17 919	10 238	12 318	18 914
2.4	АО «Алатау Жарык Компаниясы»	9 312	13 580	11 501	11 541	12 251
2.5	АО «Алматинские Электрические Станции»	1 681	4 848	4 411	3 179	7 877
2.6	АО «Актобе ТЭЦ»	392	374			
2.7	АО «Мойнакская ГЭС»	1 084	304	369	848	717
2.8	АО «Шардаринская ГЭС»	124	120	251	8	30
2.9	АО «Мангистауская РЭК»	2 027	2 251			
2.10	ТОО «АлматыЭнергоСбыт»	68	35	75	81	77
2.11	ТОО «Samruk-Green Energy»	3	0,3	1	2	1
2.12	ТОО «Первая ветровая электрическая станция»	24	3	8	219	
2.13	АО «ВК РЭК»	2 740	2 861			
2.14	ТОО «Шыгысэнерготрейд»	33	16			
3	Поддержание в рабочем состоянии административных активов	1 411	1 145	1 307	2 126	954
4	Прочие	109	54	773	2 431	2 005

Проекты, реализованные в 2017 г.

В декабре 2017 г. завершена реализация проекта строительства ПС 110/10 кВ «Турксиб», в целях надежного и бесперебойного электроснабжения растущих нагрузок северной части г. Алматы с трансформаторной мощностью 80 МВА.

Проекты, реализованные в 2018 г.

22 декабря 2018 г. завершен перевод нагрузки с ПС Горный Гигант на ПС Ерменсай по сетям 110 кВ. Цели проекта достигнуты. Демонтаж ПС Горный Гигант будет осуществлен после завершения ОЗП в 2019 г.

30 ноября 2018 г. состоялась торжественная церемония открытия СЭС 1 МВт на территории СЭС «ПИТ Алатау» г. Алматы и ВЭС 5 МВт в районе п. Нурлы Алматинской области, построенных в рамках Соглашения между Правительством РК и Правительством Китайской Народной Республики об оказании технического содействия в качестве безвозмездной помощи Правительству РК Правительством Китайской Народной Республики.

Проекты, планируемые к завершению в 2019 г.

В 2019 г. планируется завершение строительно-монтажных работ и ввод в эксплуатацию СЭС 416 кВт в г. Капшагай. В настоящий момент проводятся конкурсные процедуры для определения подрядной организации по проекту.

Проекты, планируемые к завершению в 2020 г.

В первом квартале 2020 г. будут завершены работы по проекту «Модернизация Шардаринской ГЭС». Проект позволит увеличить установленную мощность станции со 100 МВт до 126 МВт.

Также, планируется завершение проекта «Строительство ВЭС в Шелекском коридоре мощностью 60 МВт с перспективой расширения до 300 МВт».

13. Показатели ликвидности и финансовой устойчивости

Исполнение ковенант от внешних кредиторов:

Ковенант	Норматив	2018 г. Факт	Отклонение Факт 2018/Норматив	Примечание
Долг/ЕБИТДА (ЕБРР, НБК)	не более 4,5	3,18	-1,32	Соблюдается
ЕБИТДА/Проценты (ЕБРР)	не менее 3	2,95	-0,05	Соблюдается * По методике расчета кредитора значение ковенант составляет – 3,77. (Дополнительно Обществом получено письмо-согласие (вейвер) ЕБРР на ковенант ЕБИТДА/проценты от 25.10.2018 г.)
Долг/Собственный капитал (ЕАБР и БРК)	не более 2	0,65	-1,35	Соблюдается

Наименование	2016 Факт	2017 Факт	2018 Факт	2019 прогноз	2020 прогноз
Долг/ЕБИТДА	5,41	4,64	3,18	3,82	2,56
Долг/Собственный капитал	0,75	0,75	0,65	0,65	0,53
Текущая ликвидность	0,66	1,36	1,04	1,21	0,90

Финансовая устойчивость компании в 2018 г. улучшилась в результате увеличения объемов производства и тарифов, а также снижения долговой нагрузки

и реализации активов. По итогам 2018 г. консолидированный долг Общества по сравнению с 2017 г. снизился на сумму 53 млрд. тенге и составил 383 млрд. тенге.

Меры, предпринятые группой компаний АО «Самрук-Энерго» для улучшения финансовой устойчивости

По состоянию на 31.12.2018 года обеспечено досрочное погашение займов на сумму 48,7 млрд. тенге, в т. ч.:

- ЕБРР на сумму 4,4 млрд. тенге;
- АО «Народный банк» на сумму 38,5 млрд. тенге;
- ДБ АО «Сбербанк» на сумму 5,75 млрд. тенге.

В рамках работ по оптимизации финансовых расходов достигнуто снижение ставок вознаграждений по группе АО «Самрук-Энерго» по существующим займам на 1-1,5%.

Экономия по расходам по вознаграждению от снижения процентных ставок и досрочного погашения займов по итогам 2018 г. составила 3 млрд. тенге.

Дополнительно, согласно требованиям Политики управления долгом и финансовой устойчивостью АО «Самрук-Казына», Обществом разработан План мероприятий по выводу Общества в зеленую зону риска (далее – План мероприятий). Данный План мероприятий предусматривает реализацию конкретных мероприятий в период 2017-2022 гг. направленных на улучшение показателя EBITDA, оптимизацию расходов и снижения долговой нагрузки.

Данные мероприятия позволят обеспечить исполнение финансовых ковенант и финансовой устойчивости компании в целом.

По итогам 2018 г. Общество обеспечило выход из красной в желтую зону риска.

14. Условные и договорные обязательства и операционные риски

Политическая и экономическая обстановка в РК

В целом, экономика РК продолжает проявлять некоторые характерные особенности, присущие развивающимся рынкам. Она особенно чувствительна к колебаниям цен на нефть и газ и другое минеральное сырье, составляющие основную часть экспорта страны. Эти особенности также включают, но не ограничиваются существованием национальной валюты, не имеющей свободной конвертации за пределами страны, и низким уровнем ликвидности рынка ценных бумаг. Сохраняющаяся политическая напряженность в регионе, волатильность обменного курса оказали и могут продолжать оказывать негативное воздействие на экономику РК, включая снижение ликвидности и возникновение трудностей в привлечении международного финансирования.

20 августа 2015 года Национальный банк и Правительство РК приняли решение о прекращении поддержки обменного курса тенге и реализации новой денежно-кредитной политики, основанной на режиме инфляционного таргетирования, отмене валютного коридора и переходе к свободно плавающему обменному курсу. При этом, политика Национального банка в отношении

обменного курса допускает интервенции, чтобы предотвратить резкие колебания обменного курса тенге для обеспечения финансовой стабильности.

По состоянию на 20 марта 2019 года официальный обменный курс Национального Банка РК составил 376,4 тенге за 1 доллар США по сравнению с 384,20 тенге за 1 доллар США по состоянию на 31 декабря 2018 года (31 декабря 2017: 332,33 тенге за 1 доллар США). Таким образом, сохраняется неопределенность в отношении обменного курса тенге и будущих действий Национального банка и Правительства, а также влияния данных факторов на экономику РК.

В сентябре 2018 г. международное рейтинговое агентство Standard & Poor's подтвердило долгосрочные кредитные рейтинги Казахстана по обязательствам в иностранной и национальной валютах на уровне – «BBB-» и краткосрочные рейтинги Казахстана по обязательствам в иностранной и национальной валютах на уровне – «A-3», а рейтинг по национальной шкале – «kzAAA». Прогноз по долгосрочным рейтингам «стабильный». Стабильный прогноз подтверждается наличием положительных балансовых показателей, сформированных за счет дополнительных поступлений в Национальный фонд РК, а также невысокий государственный долг, совокупный объем которого не превысит внешние ликвидные активы государства в течении двух лет.

Рост объемов добычи и устойчивость цен на нефть, низкий уровень безработицы и рост заработной платы содействовали умеренному экономическому росту в 2018 г. Такая экономическая среда оказывает значительное влияние на деятельность и финансовое положение Компании. Руководство принимает все необходимые меры для обеспечения устойчивости деятельности Компании. Однако будущие последствия сложившейся экономической ситуации сложно прогнозировать, и текущие ожидания и оценки руководства могут отличаться от фактических результатов.

Кроме того, энергетический сектор в РК остается подверженным влиянию политических, законодательных, налоговых и регуляторных изменений в РК. Перспективы экономической стабильности РК в существенной степени зависят от эффективности экономических мер, предпринимаемых Правительством, а также от развития правовой, контрольной и политической систем, то есть от обстоятельств, которые находятся вне сферы контроля Группы. Руководство провело оценку возможного обесценения долгосрочных активов Группы с учетом текущей экономической ситуации и ее перспектив. Будущая экономическая ситуация и нормативно-правовая среда могут отличаться от нынешних ожиданий руководства.

Руководство не в состоянии предвидеть ни степень, ни продолжительность изменений в казахстанской экономике или оценить их возможное влияние на финансовое положение Компании в будущем. Руководство уверено, что оно предпринимает все необходимые меры для поддержания устойчивости и роста деятельности Компании в текущих обстоятельствах.

Группа имеет стратегическое значение для РК, так как она объединяет предприятия электроэнергетического комплекса, обеспечивающие электроснабжение населения и промышленных предприятий. Правительство РК

приняло долгосрочную программу развития энергетического сектора экономики, предусматривающую строительство новых и реконструкцию действующих электростанций. Руководство ожидает, что, Группа получит поддержку Правительства РК, так как отрасль электроэнергетики является стратегически важной частью экономики страны.

Для оценки ожидаемых кредитных убытков Компания использует подтверждаемую прогнозную информацию, включая прогнозы макроэкономических показателей. Однако, как и в любых экономических прогнозах, предположения и вероятность их реализации неизбежно связаны с высоким уровнем неопределенности, и, следовательно, фактические результаты могут значительно отличаться от прогнозируемых.

Налоговое законодательство

Налоговые условия в РК подвержены изменению и непоследовательному применению, и интерпретации. Расхождения в интерпретации казахстанских законов и положений Группой и казахстанскими уполномоченными органами может привести к начислению дополнительных налогов, штрафов и пени. Это относится к контрактам Группы по транспортировке, заключенным с нерезидентами. В результате налоговые органы могут оспорить сделки, и Группе могут быть начислены дополнительные налоги в размере 2,996,869 тысяч тенге.

Казахстанское законодательство и практика налогообложения находятся в состоянии непрерывного развития, и поэтому подвержены различному толкованию и частым изменениям, которые могут иметь обратную силу. В некоторых случаях, в целях определения налогооблагаемой базы, налоговое законодательство ссылается на положения МСФО, при этом толкование соответствующих положений МСФО казахстанскими налоговыми органами может отличаться от учётных политик, суждений и оценок, применённых руководством при подготовке данной финансовой отчётности, что может привести к возникновению дополнительных налоговых обязательств у Группы. Налоговые органы могут проводить ретроспективную проверку в течение пяти лет после окончания налогового года.

Руководство Группы считает, что ее интерпретации соответствующего законодательства являются приемлемыми и налоговая позиция Группы обоснована. По мнению руководства, Группы не понесет существенных убытков по текущим и потенциальным налоговым искам, превышающим резервы, сформированные в данной финансовой отчетности.

Судебные разбирательства

Проверка Прокуратуры АО «Алматинские Электрические Станции»

В июле 2018 г. Прокуратурой города Алматы была начата проверка деятельности Компании АО «Алматинские Электрические Станции» по вопросам применения законодательства о естественных монополиях, защите конкуренции, об электроэнергетике, Правил закупок товаров, работ и услуг за 2015-2017 гг. и 6 месяцев 2018 года.

24 сентября 2018 г. Прокурор города Алматы подал исковое заявление в Бостандыкский районный суд о признании недействительными: договора купли-продажи Корпоративного учебного центра от 9 января 2017 г. между Компанией и ТОО «Superior KZ» на сумму 230,000 тысяч тенге, договоры последующей купли-продажи между ТОО «Superior KZ» и госпожой Байгазиновой Г.Ш., решения тендерной комиссии Компании АО «Алматинские Электрические Станции», а также об аннулировании государственной регистрации указанных договоров.

12 февраля 2019 года Бостандыкский районный суд города Алматы постановил признать недействительными вышеуказанные договоры продажи и решение тендерной комиссии Компании АО «Алматинские Электрические Станции». В аннулировании государственной регистрации было отказано. На момент утверждения данной финансовой отчетности решение суда не вступило в законную силу. Руководство Группы планирует обжаловать решение в установленном апелляционном порядке

Судебное разбирательство по нарушению инвестиционных обязательств ТОО «Экибастузская ГРЭС-1»

В соответствии с дополнительным соглашением «О внесении изменений и дополнений к Соглашению № 422 от 20 декабря 2014 года об исполнении инвестиционных обязательств ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» на 2015 год» № 498 от 18 декабря 2015 года, заключенным с Министерством энергетики Республики Казахстан, инвестиционные обязательства Компании на 2015 год составляют 56,481,100 тысяч тенге без НДС.

Однако, инвестиционные обязательства на 2015 год были выполнены не в полном объеме, и Компания ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» взяла на себя обязательства исполнить их в 2016 году. Согласно Дополнительному соглашению, заключенным с Министерством энергетики Республики Казахстан, инвестиционные обязательства Компании на 2016 год составляли 12,004,800 тысяч тенге без НДС. По состоянию на 31 декабря 2016 года инвестиционные обязательства перед Уполномоченным органом выполнены в полном объеме.

6 апреля 2017 года Прокуратура города Экибастуз направила в Специализированный административный суд города Павлодар протест на Постановление № 5 от 16 июня 2016 года о прекращении производства по делу об административном правонарушении.

27 апреля 2017 года Специализированный административный суд города Павлодар вынес постановление об отмене Постановления № 5 от 16 июня 2016 года. Компании ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» был наложен штраф в размере 10% от суммы неисполненных инвестиционных обязательств, сумма штрафа составила 775,800 тысяч тенге.

31 мая 2017 года Компания ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» подала заявление о пересмотре дела по вновь открывшимся обстоятельствам.

12 июня 2017 года Суд принял заявление к рассмотрению и принял решение оставить без изменения Постановление № 5 от 16 июня 2016 года (о прекращении производства по делу об административном правонарушении в отношении Компании ТОО «Экибастузская ГРЭС-1»). В удовлетворении протеста

Прокуратуры было отказано. По состоянию на 31 декабря 2018 года Группа не создавала резервы на штрафы по инвестиционным обязательствам, поскольку у Компании есть основания и документы, подтверждающие исполнение инвестиционных обязательств в полном объеме.

Страхование

Страховой рынок в РК находится на стадии раннего развития, и многие виды страхования, которые широко распространены в других странах, не доступны в Казахстане. Группа не имеет полной страховой защиты в отношении своих производственных помещений, убытков от прекращения деятельности или обязательств перед третьими лицами за ущерб, причиненный недвижимости или окружающей среде в результате аварий или операций Группы. Пока Группа не имеет полного страхования, существует риск того, что утрата или повреждение отдельных активов может оказать существенное негативное влияние на деятельность и финансовое положение Группы.

Вопросы охраны окружающей среды

Законодательство по охране окружающей среды в РК находится на стадии становления, и позиция государственных органов РК относительно обеспечения его соблюдения постоянно меняется. Группа проводит периодическую оценку своих обязательств, связанных с воздействием на окружающую среду. По мере выявления обязательства немедленно отражаются в учете. Потенциальные обязательства, которые могут возникнуть в результате внесения изменений в действующие нормативные акты, по результатам гражданского иска или в рамках законодательства, не поддаются оценке, но могут быть существенными. Тем не менее, согласно текущей интерпретации действующего законодательства руководство считает, что Группа не имеет никаких существенных обязательств в дополнение к суммам, которые уже начислены и отражены в данной консолидированной финансовой отчетности, которые имели бы существенное негативное влияние на результаты операционной деятельности или финансовое положение Группы.

Резерв на ликвидацию золоотвалов

В соответствии с природоохранным законодательством, Группа имеет юридическое обязательство на ликвидации участка золоотвалов, представляющих собой полигоны размещения отходов операционной деятельности Группы. На 31 декабря 2018 г. балансовая стоимость резерва на ликвидацию золоотвалов составила 2,891,877 тысяч тенге (31 декабря 2017 г.: 2,404,270 тысяч тенге).

Оценка существующего резерва на ликвидацию золоотвалов основана на интерпретации Группой действующего природоохранного законодательства РК, подкрепленной технико-экономическим обоснованием и инженерными исследованиями в соответствии с текущими нормами и методами восстановления и проведения работ по рекультивации. Данная оценка может измениться при завершении последующих природоохранных исследовательских работ и пересмотра существующих программ по рекультивации и восстановлению.

Обязательства капитального характера

По состоянию на 31 декабря 2018 года у Группы имелись долгосрочные договорные обязательства по приобретению основных средств на общую сумму 163,374,052 тысяч тенге (31 декабря 2017 г.: 189,610,926 тысяч тенге).

Ковенанты по займам

У Группы есть определенные ковенанты по займам и облигациям. Несоблюдение данных ковенантов может привести к негативным последствиям для Группы, включая рост затрат по займам и объявление дефолта. По итогам 2018 года Группа исполнила нормативные значения ковенантов по займам, а также получила вейверы где имело место события нарушения.

АО «Балхашская ТЭС»

16 ноября 2018 года с Samsung C&T было заключено мировое соглашение. В соответствии с мировым соглашением казахстанская сторона, Правительство и АО «Самрук-Энерго» совместно обязались выплатить Samsung C&T согласованную сумму до 30 ноября 2019 года. После получения оплаты Samsung C&T передаст 50% + 1 акцию БТЭС в Самрук-Энерго. В связи с этим, на 31 декабря 2018 года Компания признала резерв на полную сумму обязательства. Правительство приняло решение предоставить Компании необходимое финансирование для погашения обязательств перед Samsung C&T. Так как предполагается, что расходы, необходимые для погашения обязательства перед Samsung C&T, будут полностью возмещены, в соответствии с МСФО (IAS) 37, на 31 декабря 2018 года сумма возмещения признается в качестве отдельного актива в той же сумме, что и резерв. Соответствующий убыток от признания обязательства и прибыль от признания актива были зачтены в составе прибыли или убытка согласно МСФО (IAS) 37.

15. Сравнительный анализ (бенчмаркинг)

Бенчмаркинг – один из важных элементов управления АО «Самрук-Энерго». Целью проведения бенчмаркинга является сопоставление операционных и финансовых показателей с зарубежными компаниями - аналогами для определения слабых и сильных сторон АО «Самрук-Энерго». Для бенчмаркинга применялись следующие показатели:

- EBITDA margin (маржа EBITDA);
- Долг/EBITDA
- коэффициент доли заемных средств (Долг/Собственный капитал)
- Рентабельность инвестированного капитала (ROIC);

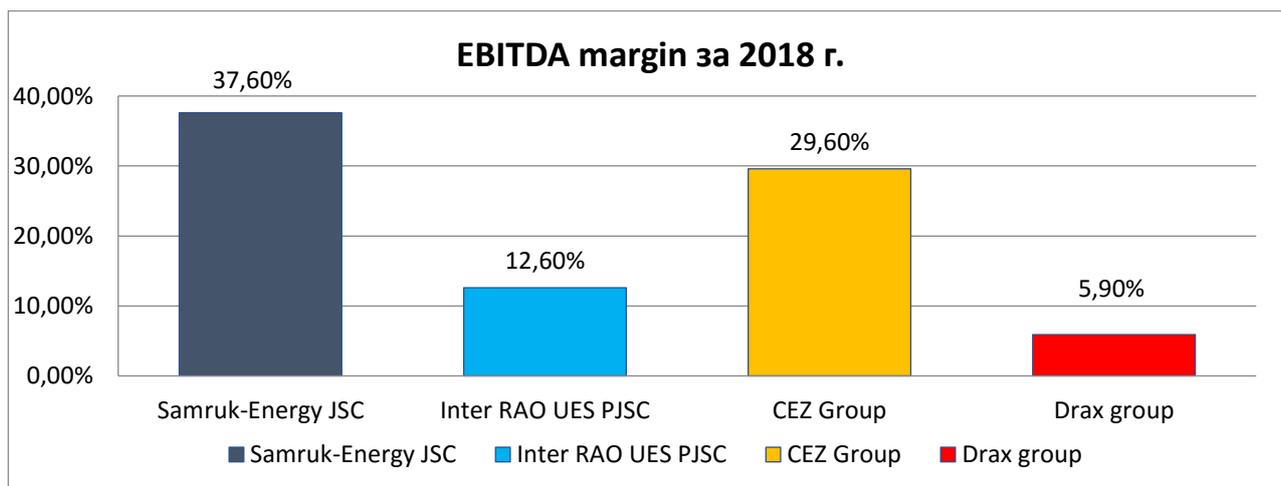
Для бенчмаркинга были использованы данные следующих компаний-аналогов:

- Inter RAO UES PJSC (Россия);
- CEZ Group (Чешская Республика);
- Drax Group (Великобритания).

Результаты бенчмаркинга:

Критерий	Мера	Статус	Min ----- Бенчмаркинг ----- Max
EBITDA margin	%	●	
Долг/EBITDA	коэффициент	●	
Долг/СК	коэффициент	●	
ROIC	%	●	

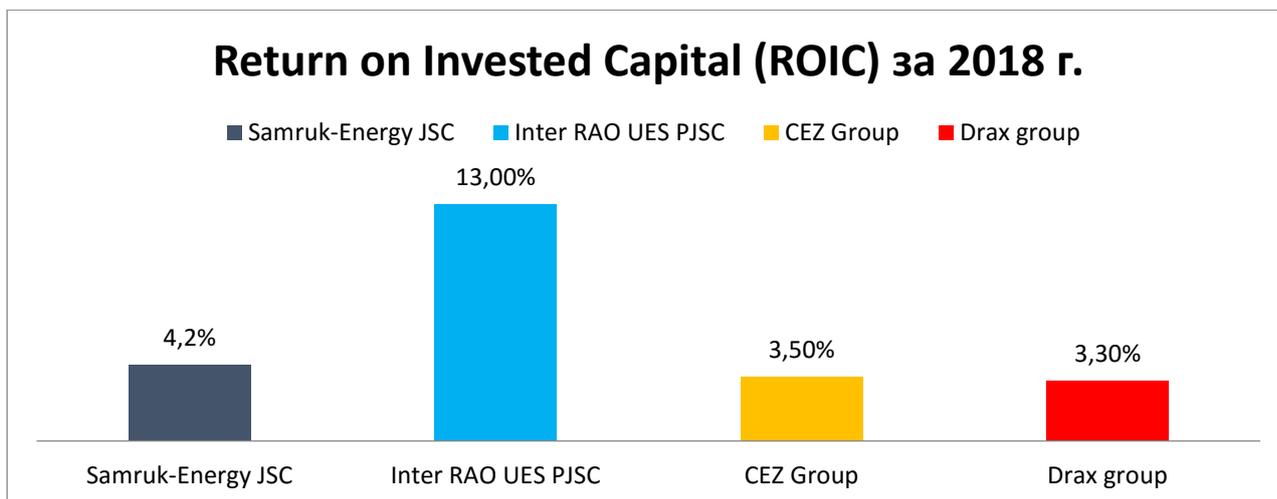
● Лучшее среднего показателя по аналогам
 ● Соответствует среднему показателю по аналогам
 ● Хуже среднего показателя по аналогам



В настоящее время по сравнению с зарубежными компаниями-аналогами Самрук-Энерго уступает по некоторым показателям.

Показатели **финансовой устойчивости** указывают на то, что Самрук-Энерго в полной мере использует доступный финансовый левередж.

Вместе с тем, по показателю **EBITDA margin** Самрук-Энерго превосходит своих аналогов. Этот показатель указывает на высокую доходность продаж.

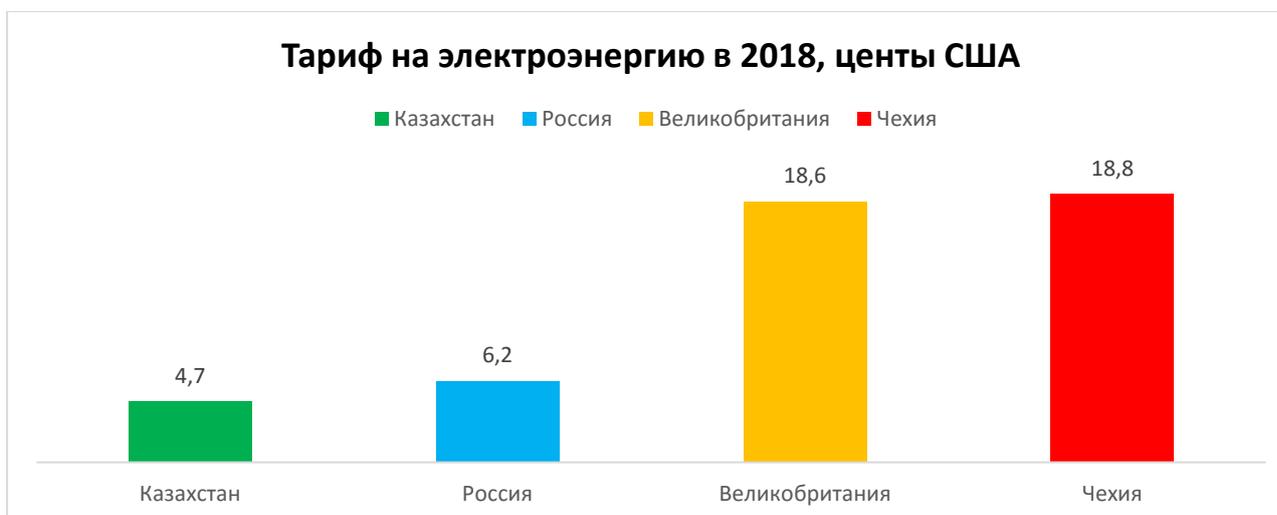


Источник: Bloomberg

По показателю **ROIC** (рентабельность долгосрочного вложенного капитала) Самрук-Энерго немного превосходит европейские компании-аналоги. В то же время по данному показателю Самрук-Энерго значительно уступает российскому холдингу, специфика деятельности которого идентична в силу схожести экономических условий деятельности, что говорит о необходимости увеличения эффективности (рентабельность, возвратность) инвестиций.

При этом стоит отметить, что в отличие от публичных компаний-аналогов АО «Самрук-Энерго» принадлежит Правительству РК, в связи с чем, Общество является проводником государственной политики в области электроэнергетики. В этой связи, а также с высокой степенью изношенности энергетического сектора, с 2009 года были реализованы социально значимые инвестиционные проекты (направленные на надежность и бесперебойность работы энергосистемы РК), что привело к существенному приросту инвестированного капитала и соответственно снизило показатель рентабельности инвестиций.

Дополнительным фактором, влияющим на показатели рентабельности инвестиций, является низкий уровень тарифа на электроэнергию в Республике Казахстан в сравнении со странами компаний-аналогов.



Страна	Тариф за кВтч	в центах США	Средний курс доллара США за 2018г
Казахстан	16,25 тенге	4,7	344,8 тенге
Россия	3,9 рубля	6,2	62,7 рубля
Чехия	0,16 евро	18,8	0,85 евро
Великобритания	0,14 фунта	18,6	0,75 фунтов