



Расчетно-финансовый центр
по поддержке возобновляемых
источников энергии



ГОВОЮ ОТЧЕТ

ТОО «Расчетно-финансовый центр
по поддержке возобновляемых
источников энергии» по итогам 2018 года

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ

ТОО «Расчетно-финансовый центр по поддержке
возобновляемых источников энергии» по итогам 2018 года

СОДЕРЖАНИЕ

1.	Введение	
1.1	Приветственное обращение	6
1.2	О компании.....	9
<hr/>		
2.	История	
2.1	Стратегические документы и цели.....	12
2.2	Ресурсный потенциал Казахстана.....	13
2.3	Основные этапы развития механизма поддержки ВИЭ.....	16
<hr/>		
3.	Функциональные направления деятельности	
3.1	Сектор возобновляемой энергетики (обзор итогов, прогнозы и перспективы).....	22
3.2	Рынок электрической мощности	32
<hr/>		
4.	Сотрудничество и взаимодействие с участниками рынка.....	38
5.	Финансовая отчетность за 2018 год.....	41
6.	Глоссарий.....	80



Уважаемый читатель!

Я рад приветствовать Вас от имени АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями «KEGOC».

На этапе становления нового для Республики Казахстан сектора возобновляемых источников энергии (ВИЭ) был выбран механизм поддержки ВИЭ, основанный на гарантированной долгосрочной покупке электроэнергии единым закупщиком по фиксированным тарифам. В этой связи, в соответствии с законодательством, АО «KEGOC» создало ТОО «РФЦ по ВИЭ», с которым инвесторы заключают долгосрочные 15-летние договоры покупки электроэнергии.

По прошествии некоторого времени, на смену фиксированным тарифам пришли аукционные торги, как наиболее эффективный и справедливый способ привлечения и выбора инвесторов в сфере зеленой энергетики.

Прошедшее пятилетие – предлог оглянуться и подвести итоги с момента создания ТОО «РФЦ по ВИЭ». За период своей работы Компания на 100% исполняет свои договорные обязательства перед субъектами ВИЭ. Это время стало этапом наращивания компетенции в вопросах трансформационных процессов и новых трендов в энергетике. В то же время оно характеризуется динамичным развитием сектора ВИЭ в Казахстане, появлением новых игроков, вводом новых мощностей в энергосистему, а также появлением новых вызовов для Системного оператора.

Со своей стороны хочу заверить, что АО «KEGOC», как Системный оператор единой электроэнергетической системы Казахстана, продолжит работу по обеспечению функционирования и развития механизма поддержки использования ВИЭ.

*С уважением,
Управляющий директор
по стратегии и развитию,
член Правления
Аскербек Досаевич Куанышбаев*



Уважаемые дамы и господа!

Я рад приветствовать Вас и кратко проинформировать о некоторых итогах и изменениях, произошедших в прошлом году.

Для ТОО «РФЦ по ВИЭ» прошедший период был непростым из-за влияния ряда внешних факторов, связанных с изменениями на электроэнергетическом рынке. Так, помимо выполнения своей миссии по поддержке ВИЭ, Компания определена ключевым игроком на зарождающемся в Казахстане рынке электрической мощности. Считаю, что такая передача ответственности не случайна, а является результатом доверия со стороны участников рынка, возникшего на протяжении последних лет благодаря значительной и плодотворной работе всего коллектива ТОО «РФЦ по ВИЭ».

Компания постоянно демонстрирует приверженность соблюдению своих основополагающих принципов работы: прозрачности и подотчетности своей деятельности, справедливости и ответственности перед своими партнерами. Наблюдательный совет Компании регулярно рассматривает производственно-хозяйственные вопросы, а принятые на его заседаниях решения эффективно реализовываются менеджментом.

В целом, итоги деятельности за 2018 год подтверждают факт того, что Компания продолжает уверенно двигаться вперед, несмотря на сложную экономическую ситуацию.

Желаю всем успешной работы и продолжения плодотворного долгосрочного сотрудничества.

*С уважением,
Управляющий директор
по финансам и учету АО «KEGOC»
Председатель Наблюдательного
Совета ТОО «РФЦ по ВИЭ»
Айбек Толеубекевич Ботабеков*



Уважаемые коллеги!

С большой радостью представляем Вашему вниманию годовой отчет ТОО «Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии» за 2018 год. Согласно положениям Закона Республики Казахстан о поддержке ВИЭ, мы ежегодно публикуем необходимую информацию на нашем сайте. В этом году мы приняли решение собирать важную информацию о нашей деятельности в виде годового отчета и публиковать его на ежегодной основе. Это наш шаг к открытости, прозрачности и публичности.

ТОО «РФЦ по ВИЭ» было создано в 2013 году и за эти 5 лет совместными усилиями удалось успешно запустить механизм поддержки ВИЭ, создать нормативно-правовую базу, выстроить отношения с партнерами на рынке, стать связующим звеном между энергетикой настоящего и будущего.

За короткий срок были построены и введены в эксплуатацию объекты ВИЭ, установленной мощностью более 500 МВт. Европейский Банк Реконструкции и Развития - партнер Правительства РК и крупнейший инвестор в проекты зеленой энергетики, особо отмечает пунктуальность РФЦ в исполнении своих финансовых обязательств по заключенным договорам перед инвесторами.

Важнейшим событием 2018 года стало проведение успешных аукционных торгов по отбору проектов ВИЭ. Отрадно, что идея по переходу к аукционам, поддержанная Министерством энергетики РК, экспертным сообществом, депутатами Парламента РК, полностью оправдала себя и показала прекрасные результаты уже на первых аукционах.

Кроме того, знаковым событием прошедшего года стало проведение подготовительных мероприятий по внедрению с 2019 года Рынка электрической мощности в Казахстане и определение на данном рынке ТОО «РФЦ по ВИЭ» единым закупщиком, осуществляющим централизованную покупку услуги по поддержанию готовности электрической мощности и централизованное оказание услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки.

Прошедший год для ТОО «РФЦ по ВИЭ» был плодотворным и показал, что мы планомерно и уверенно движемся к намеченным целям. Этого бы не получилось без тесного взаимодействия с заинтересованными сторонами, поэтому выражаем огромную признательность всем нашим партнерам и коллегам за эффективную совместную работу.

*С уважением,
Генеральный директор
ТОО «Расчетно-финансовый центр по поддержке
возобновляемых источников энергии»
Жандос Нурмаганбетов*

О КОМПАНИИ

ТОО «Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии» (далее – ТОО «РФЦ по ВИЭ») – компания, созданная при Системном операторе АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями «КЕГОС» в целях реализации механизма государственной поддержки возобновляемых источников энергии, основанного на централизованной покупке расчетно-финансовым центром электрической энергии, производимой объектами ВИЭ.

Основными направлениями деятельности Компании являются:

- централизованная покупка и продажа электрической энергии ВИЭ;
- централизованная покупка услуги по поддержанию готовности электрической мощности и централизованное оказание услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки.

Отчетным периодом данного отчета является календарный год с 1 января по 31 декабря 2018 года.

Компания не имеет в своем составе зависимых и дочерних организаций, представительств и филиалов. С подробной информацией о деятельности Компании можно ознакомиться на корпоративном сайте по адресу: rfc.kegoc.kz

По любым вопросам и информации, содержащейся в данном отчете, можно обращаться в офис ТОО «РФЦ по ВИЭ», расположенный по адресу: 010010, Республика Казахстан, г. Нур-Султан, пр. Тәуелсіздік, д. 59, отдел развития, контактные телефоны: +7(7172) 69 38 39, e-mail: rfc@kegoc.kz.

Әділет
Об определении расчетно-финансового центра по поддержке возобновляемых источников энергии
Утративший силу

Постановление Правительства Республики Казахстан от 29 ноября 2013 года № 1281. Утратило силу постановлением Правительства Республики Казахстан от 7 сентября 2015 года № 750

Сноска. Утратило силу постановлением Правительства РК от 07.09.2015 № 750 (вводится в действие со дня его первого официального опубликования).

В соответствии с подпунктом 7-3) статьи 5 Закона Республики Казахстан от 4 июля 2009 года «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» Правительство Республики Казахстан **ПОСТАНОВЛЯЕТ**:

1. Определить расчетно-финансовым центром по поддержке возобновляемых источников энергии, осуществляющим централизованную покупку и продажу электрической энергии, произведенной объектами по использованию возобновляемых источников энергии и поставленной в электрические сети единой электроэнергетической системы Республики Казахстан, товарищество с ограниченной ответственностью «Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии».
2. Настоящее постановление вводится в действие по истечении десяти календарных дней со дня первого официального опубликования.

Республика Казахстан *Премьер-Министр*
С. Ахметов

© 2012. РПП на ИХВ Республиканский центр правовой информации Министерства юстиции Республики Казахстан

КАЗАХСТАН РЕСПУБЛИКАСЫНЫҢ ЭНЕРГЕТИКА МИНИСТРЛІГІ

БҮІРҮАҚ
31.03.2015ж. № 256
Астана қаласы

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

ПРИКАЗ
г. Астана

Об определении расчетно-финансового центра по поддержке возобновляемых источников энергии

В соответствии с подпунктом 10-5) статьи 6 Закона Республики Казахстан от 4 июля 2009 года «О поддержке использования возобновляемых источников энергии», **ПРИКАЗЫВАЮ**:

1. Определить расчетно-финансовым центром по поддержке возобновляемых источников энергии, осуществляющим централизованную покупку и продажу электрической энергии, произведенной объектами по использованию возобновляемых источников энергии и поставленной в электрические сети единой электроэнергетической системы Республики Казахстан, товарищество с ограниченной ответственностью «Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии».
2. Настоящий приказ вступает в силу со дня его подписания.

Министр *В. Школьник*

© 2012. РПП на ИХВ Республиканский центр правовой информации Министерства юстиции Республики Казахстан

Әділет
Об определении единого закупщика
Приказ Министра юстиции Республики Казахстан от 7 сентября 2018 года № 357.

В соответствии с подпунктом 70-15) статьи 5 Закона Республики Казахстан от 9 июля 2004 года "Об электроэнергетике" ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Определить единым закупщиком, осуществляющим централизованную покупку услуги по поддержанию готовности электрической мощности и централизованное оказание услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки, товарищество с ограниченной ответственностью "Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии".
2. Департаменту электроэнергетики и угольной промышленности Министерства юстиции Республики Казахстан в установленном законодательством Республики Казахстан порядке обеспечить:
 - 1) государственную регистрацию настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан;
 - 2) в течение десяти календарных дней со дня государственной регистрации настоящего приказа направление его в Республиканское государственное предприятие на праве хозяйственного ведения "Республиканский центр правовой информации Министерства юстиции Республики Казахстан" для официального опубликования и включения в Эталонный контрольный банк нормативных правовых актов Республики Казахстан;
 - 3) размещение настоящего приказа на интернет-ресурсе Министерства энергетики Республики Казахстан;
 - 4) в течение десяти рабочих дней после государственной регистрации настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан представление в Департамент юридической службы Министерства юстиции Республики Казахстан сведений об исполнении мероприятий, предусмотренных подпунктами 1), 2) и 3) настоящего пункта.
3. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на курирующего вице-министра энергетики Республики Казахстан.
4. Настоящий приказ вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования.

Министр юстиции Республики Казахстан *К. Батырбаев*

© 2012. РПП на ИХВ Республиканский центр правовой информации Министерства юстиции Республики Казахстан



История



- Стратегические документы и цели
- Ресурсный потенциал Казахстана
- Основные этапы развития механизма поддержки ВИЭ

2. ИСТОРИЯ

2.1 Стратегические документы и цели

В рамках Рамочной конвенции ООН об изменении климата в декабре 1997 года в г. Киото (Япония) был подписан Киотский протокол, направленный на сокращение выбросов в атмосферу парниковых газов, которые вызывают глобальное потепление. Республика Казахстан ратифицировала Киотский протокол в 2009 году.

В дальнейшем, на смену Киотскому протоколу было принято Парижское соглашение по климату, которое определяет международно-правовую основу для глобальных усилий по сокращению выбросов парниковых газов, повышению энергоэффективности, переходу на возобновляемые источники энергии и постепенному отказу от сжигания углеродного топлива. Республика Казахстан присоединилась к Парижскому соглашению в 2016 году.

В рамках международных экологических обязательств Республики Казахстан, в целях снижения выбросов парниковых газов от электроэнергетической отрасли 2009 году был принят Закон Республики Казахстан от 4 июля 2009 года №165-IV «О поддержке использования возобновляемых источников энергии».

В 2012 году Правительство Республики Казахстан приняло Стратегию «Казахстан-2050», которая определяет направления долгосрочного экономического развития в стране и ставит четкие ориентиры на построение устойчивой и эффективной модели экономики, основанной на переходе страны на «зеленый» путь развития.

«Зеленая экономика» определяется как экономика с высоким уровнем качества жизни населения, бережным и рациональным использованием природных ресурсов в интересах нынешнего и будущих поколений. Переход к «зеленой» энергетике – тренд мировой экономики. Несмотря на то, что Казахстан обладает значительными запасами природных ресурсов, включая углеводороды, дешевый уголь, страна намерена ак-

тивно развивать возобновляемые источники энергии.

В мае 2013 года Президентом Республики Казахстан была подписана «Концепция по переходу Республики Казахстан к «зеленой экономике» с масштабными целями, согласно которым к 2050 году структура генерирующих мощностей на 50% должна состоять из источников энергии, альтернативных углю и нефти, включая атомные и возобновляемые источники энергии. Правительство Республики Казахстан планирует достичь этого путем постепенного вывода из эксплуатации устаревающей инфраструктуры, расширения использования «альтернативного» топлива, установки энергоэффективного технологического оборудования и соблюдения строгих экологических стандартов.

Так, Концепцией перехода к «зеленой экономике» определены следующие стратегические цели развития возобновляемой энергетики в Казахстане:

1 3% доли ВИЭ в общем объеме производства электроэнергии к 2020 году

2 10% доли ВИЭ в общем объеме производства электроэнергии к 2030 году

3 50% доли альтернативных источников энергии и ВИЭ к 2050 году

Стратегическим планом развития Республики Казахстан до 2025 года, утвержденным Указом Президента Республики Казахстан от 15 февраля 2018 года №636, установлен целевой индикатор по достижению 6% доли в электроэнергии ВИЭ от общего объема производства электроэнергии к 2025 году.

2.2 Ресурсный потенциал Казахстана

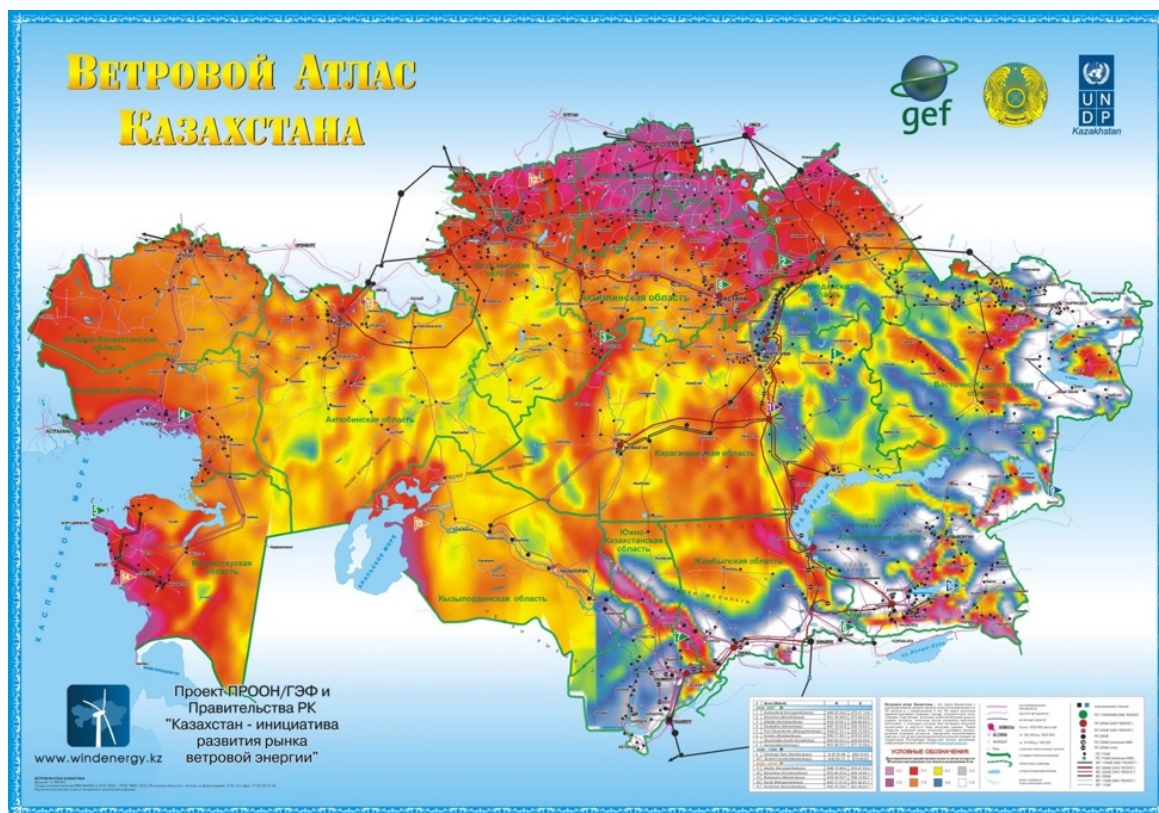
Ветровая энергия

Оценка ресурсного потенциала возобновляемой энергии в Республике Казахстан берет свое начало в 2006 году с совместного Проекта Министерства энергетики Республики Казахстан, Программы развития ООН, Глобального Экологического Фонда «Казахстан – инициатива развития рынка ветроэнергетики», в рамках которого был изучен потенциал ветровой энергии на различных площадках по всей территории Республики Казахстан, в частности, проведены годовые измерения характеристик ветра на 15 площадках. На основе этой работы был разработан Ветровой атлас Казахстана и прединвестиционные исследования по этим площадкам.

В Казахстане наиболее значительным из всех ВИЭ является потенциал ветровой энергии. Примерно на 50% территории Казахстана скорость ветра составляет 4-5 м/с на высоте 30 м. Наиболее высокий ветровой потенциал имеется в районе Каспийского моря – Атырауской и Мангистауской областях, а также в Северном и Южном Казахстане.

Согласно атласу, более 50 000 кв. км территории Казахстана имеет хороший ветровой потенциал, который теоретически может быть использован для выработки около 920 млрд. кВтч электроэнергии.

Атлас может стать хорошим подспорьем для ученых и исследователей, энергетиков, потенциальных инвесторов в области возобновляемых источников энергии.



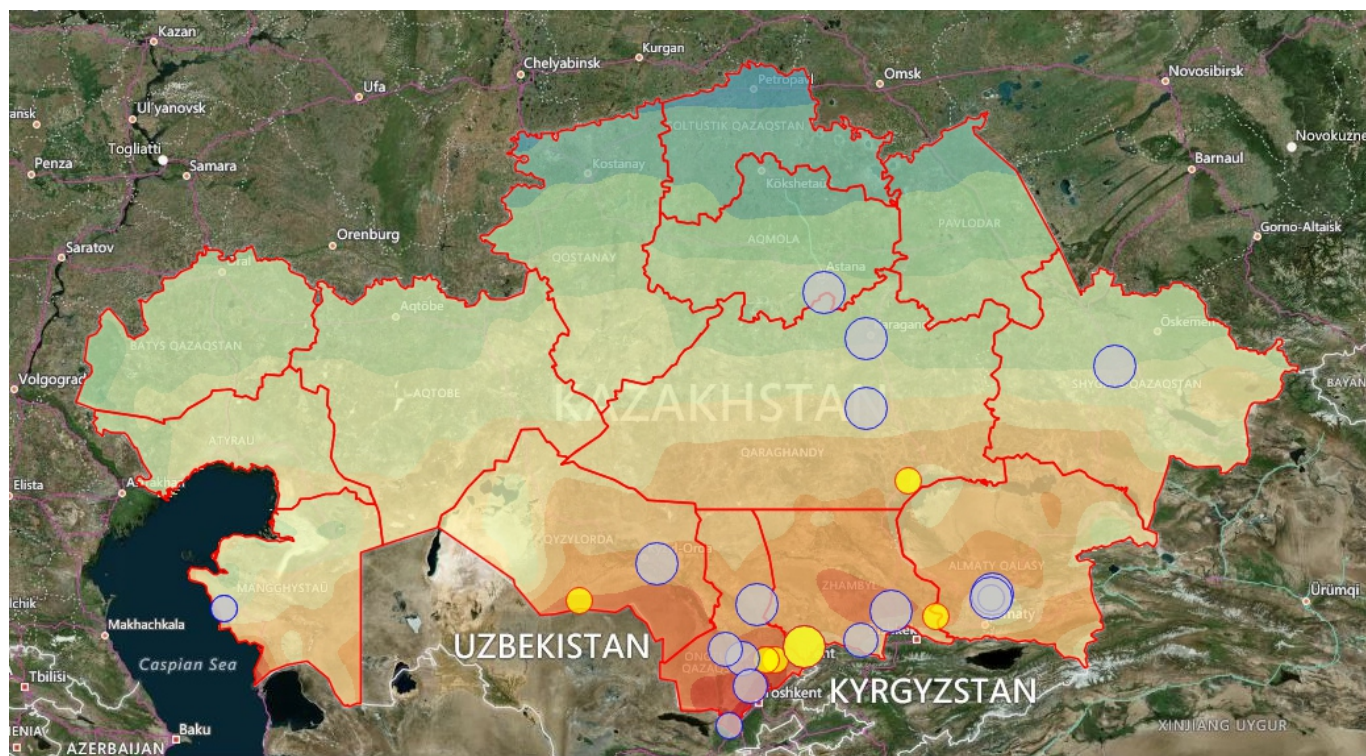
Солнечная энергия

Солнечная энергия имеет огромный потенциал в Казахстане. Согласно Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года, потенциал солнечной энергии составляет около 2,5 млрд. кВтч в год, количество солнечных часов составляет 2200 - 3000 ч в год (2500 - 3000 часов в год в южных регионах из 8760 часов эксплуатации).

Атлас солнечных ресурсов Казахстана, реализованный в рамках Проекта Министерства энергетики Республики Казахстан и ПРООН «Оказание поддержки Правительству Республики Казахстан в реализации Концепции перехода к зеленой экономике и институционализации Программы Партнерства «Зеленый Мост» будет способствовать решению вопросов, связанных с анализом ресурсов различных видов возобновляемых источников энергии (ВИЭ) на территории нашей страны.

Атлас солнечных ресурсов Республики Казахстан – это интернет-ресурс, который позволяет, в свободном доступе, получить знания для реализации идей по внедрению и использованию возобновляемых источников энергии в нашей стране. Атлас полезен инвесторам, органам государственного и местного управления, институтам планирования, организациям, проектирующим энергогенерирующие станции и системы энергообеспечения территорий, компаниям, занимающимся продажами и установками фотоэлектрических станций, водонагревательных установок и их пользователям, научным организациям, магистрантам и студентам. Интерактивный атлас солнечных ресурсов Республики Казахстан расположен на сайте свободного доступа (<http://atlassolar.kz>) на трех языках.

Атлас солнечных ресурсов РК



Гидроэнергетика

Гидроэнергетика – второй по величине источник производства электроэнергии в Казахстане. По абсолютным показателям потенциальных гидроресурсов Казахстан занимает третье место среди стран СНГ. Гидроэнергетический потенциал Казахстана оценивается примерно в 170 млрд. кВтч в год, технически осуществимый – 62 млрд. кВтч.

Гидроэнергетические ресурсы распределены по всей стране, но среди них стоит отметить три особо крупных района: бассейн реки Иртыш с основными притоками (Бухтарма, Уба, Ульба, Курчум, Карджил), Юго-Восточная зона с бассейном реки Или и Южная зона – бассейны рек Сырдарья, Талас и Чу.

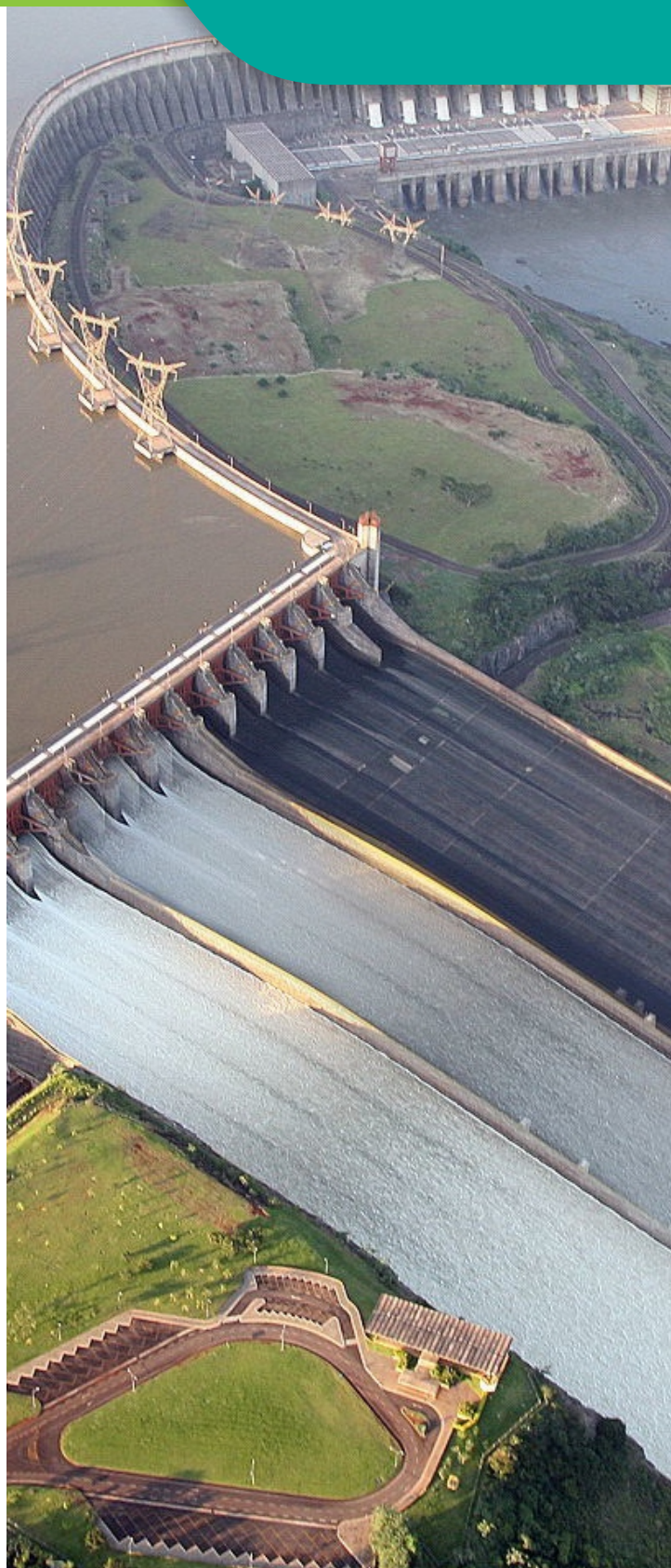
Возможности использования энергетических ресурсов рек Казахстана оценены научными институтами на основе региональных схем размещения ГЭС в Восточной, Юго-Восточной и Южной зонах. Выявлены возможности создания 564 новых ГЭС и восстановления 14 ГЭС, ранее бывших в эксплуатации.

Геотермальные источники

Естественные запасы гидрогеотермальных ресурсов Казахстана с температурой от 40°C и до более 100°C оцениваются в 10 275 млрд. м³ по воде и в 680 млрд. Гкал по теплу, что эквивалентно 97 млрд. т.у.т. (тонна условного топлива) или 2,8 млрд. ТДж, что сопоставимо с ресурсами традиционных топливных источников тепла.

Биогаз

Казахстан является крупным производителем сельскохозяйственной продукции, вследствие чего образуются органические отходы, которые можно применять в качестве первичного ресурса для производства биогаза, электрической и тепловой энергии. В то же время, значительных оценочных исследований не проводилось, поэтому оценить потенциал биоэнергетики сложно. Для дальнейшего развития данной отрасли требуется проведение комплексного исследования потенциала биоэнергетики в Республике Казахстан.



2.3 Основные этапы развития механизма поддержки ВИЭ

Этап создания механизмов стимулирования внедрения ВИЭ в Казахстане.

В Казахстане первым шагом государственной политики в секторе ВИЭ было принятие Закона Республики Казахстан от 4 июля 2009 года № 165-IV «О поддержке использования возобновляемых источников энергии». Данным законом были определены базовые условия поддержки использования ВИЭ для производства электрической и тепловой энергии, включающие экономические и технические аспекты. Механизм поддержки, отраженный в данном Законе основывается на следующих основных тезисах:



Период с 2009 по 2013 годы можно охарактеризовать как период формирования институциональной и законодательной основы для системного внедрения ВИЭ. За это время предприняты первые шаги по привлечению инвесторов в новый сектор ВИЭ Казахстана, определен потенциал солнечной и ветровой энергии, обеспечена поддержка реконструированных малых гидроэлектростанций, и заданы целевые показатели развития. Благодаря активному изучению мирового опыта по интеграции данного типа электростанций в энергосистему, были выработаны минимальные технические требования по подключению к электрическим сетям.

Количество проектов, получивших тариф согласно их ТЭО насчитывалось более 20, в основном это были гидроэлектростанции и солнечные электростанции южных регионов Казахстана. Среди первых реализованных проектов была солнечная электростанция в районе поселка Отар установленной мощностью 0,5 МВт.

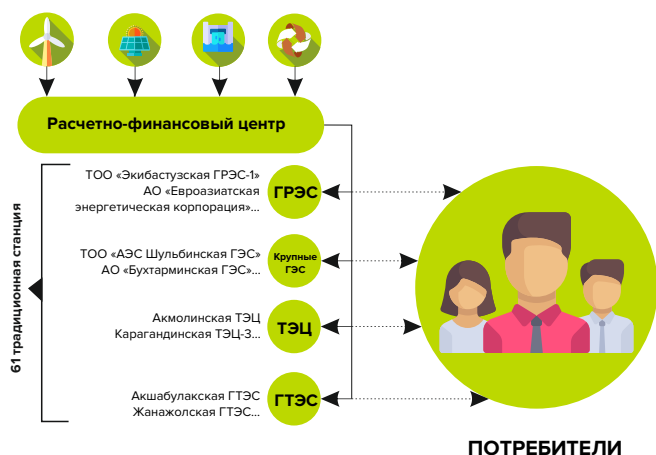
Для каждого проекта механизм поддержки, основанный на установлении так называемого тарифа ТЭО, четко определил сроки гарантированной покупки всей отпускаемой в сеть электроэнергии.

Благодаря переходным нормам, отраженным в Законе «О поддержке использования возобновляемых источников энергии», в настоящее время ряд проектов осуществляют реализацию электроэнергии ТОО «РФЦ по ВИЭ», в том числе по фиксированным тарифам.

Этап внедрения механизма покупки электроэнергии ВИЭ через расчетно-финансовый центр.

Несмотря на принятие мер поддержки, существенного роста объемов ВИЭ не произошло, в связи с этим, в 2013 году была проведена кампания по внесению изменений и дополнений в действующее законодательство, которая создала дополнительные стимулы по строительству электростанций, использующих ВИЭ, а именно:

- предусмотрено создание пуловой системы покупки электроэнергии от энергопроизводящих организаций ВИЭ через расчетно-финансовый центр;
- посредством бенчмаркинга Постановлением Правительства РК утверждены уровни фиксированных тарифов ВИЭ;
- предоставлена гарантия продажи отпускаемой в сети электроэнергии в течение 15 лет по фиксированным тарифам;
- предусмотрена ежегодная индексация фиксированных тарифов на уровень инфляции;
- энергопроизводящие организации ВИЭ освобождены от оплаты услуг по организации балансирования вырабатываемой электроэнергии;
- пропорциональное распределение затрат на поддержку ВИЭ осуществляется на условных потребителей (традиционные станции использующие ископаемое топливо и импортеры электроэнергии);
- предусмотрена поддержка развития небольших установок малой мощности через механизм нетто-потребления;
- предоставлены инвестиционные преференции в части таможенного и налогового администрирования.



Годом начала практического применения фиксированных тарифов в Казахстане является 2014 год. Базовыми целями этого механизма являлись привлечение инвестиций в строительство объектов ВИЭ и снижение рисков инвесторам по возврату вложенных средств путем гарантированной покупки электроэнергии в течение 15 лет. В свою очередь, модель применения фиксированных тарифов оказалась более применимой к условиям работы казахстанского рынка электроэнергии, где отсутствует централизованный пул и преобладают двусторонние контракты.

Ключевым фактором в становлении механизма фиксированных тарифов было утверждение их конкурентоспособных уровней. Постановлением Правительства Республики Казахстан от 12 июня 2014 года №645 «Об утверждении фиксированных тарифов» фиксированные тарифы на поставку электрической энергии, производимой объектами ВИЭ были утверждены в следующем виде.

Таблица 1. Фиксированные тарифы на поставку электрической энергии, производимой объектами по использованию ВИЭ

№	Технология возобновляемых источников энергии, используемая для получения электрической энергии	Величина тарифа, тенге/кВтч (без НДС)
1	Ветровые электростанции, за исключением фиксированного тарифа для проекта ветровой электростанции «Астана EXPO-2017» мощностью 100 МВт, для преобразования энергии ветра	22,68
1-1	Ветровая электростанция «Астана EXPO-2017» мощностью 100 МВт, для преобразования энергии ветра	59,7
2	Фотоэлектрические преобразователи солнечной энергии, за исключением фиксированного тарифа для проектов солнечных электрических станций, использующих фотоэлектрические модули на основе казахстанского кремния (Kaz PV), для преобразования энергии солнечного излучения	34,61
3	Малые гидроэлектростанции	16,71
4	Биогазовые установки	32,23
5	Солнечные электрические станции, использующие фотоэлектрические модули на основе казахстанского кремния (KazPV)	70,00

Усиление государственного контроля над сектором ВИЭ было реализовано последними поправками, внесенными в законодательство, регулирующие механизм поддержки использования ВИЭ путем закрепления за Министерством энергетики РК ряда ключевых компетенций:

- определение целевых индикаторов развития сектора ВИЭ;

- утверждение и реализация плана размещения объектов по использованию. В правилах формирования плана размещения объектов по использованию ВИЭ предусмотрено включение методики определения технических возможностей сетей по зонам ЕЭС РК и порядок отбора проектов для включения в план размещения объектов по использованию ВИЭ;

- разработка и утверждение типового договора о подключении к сети. Данный договор регламентирует правовые и технические вопросы, связанные с подключением энергопроизводящих организаций ВИЭ к сетям;

- разработка и утверждение правил формирования и использования резервного фонда.

Новые нормы позволили запустить рынок возобновляемой энергии в Казахстане. Высокая активность инвесторов позволила сформировать перечень энергопроизводящих компаний, использующих ВИЭ суммарной мощностью свыше 2000 МВт.

Этап перехода на аукционы

Положительные результаты применения механизма фиксированных тарифов позволили резко увеличить приток инвестиций в новый сектор экономики по всему миру и соответственно вовлечь в энергобаланс стран значительные объемы возобновляемой энергетики.

При всех своих плюсах, ВИЭ создают для энергосистемы новые технологические вызовы. К созданию в энергосистеме дополнительных маневренных и резервных мощностей для балансирования поставок электроэнергии от таких нестабильных источников генерации, как энергоус-

тановки на основе ВИЭ, необходимостью во многих случаях усиления и развития электросетевой инфраструктуры, а также к проблемам, связанным с высоким ростом стоимости электроэнергии от ВИЭ.

В связи с этим, многие страны начали переходить на систему аукционов по отбору проектов ВИЭ. Достижение низких цен и привлечение конкурентоспособных инвесторов были признаны одними из главных достоинств аукционов и стали основной мотивацией для их быстрого распространения во всем мире. Это преимущество объясняется способностью создавать ценовую конкуренцию среди потенциальных разработчиков путем недискриминационного и прозрачного отбора проектов с меньшими капитальными затратами.

В свою очередь, снижению цен на ВИЭ в первую очередь способствовала растущая ценовая конкурентоспособность технологий с использованием ВИЭ, политические инициативы, благоприятствующие развитию данного сектора, более открытый доступ к финансированию, необходимость решения проблем энергетической и экологической безопасности, растущая потребность в энергии со стороны развивающихся и молодых экономик мира. Как следствие, возникают новые рынки централизованной и распределенной генерации ВИЭ во всех регионах мира.

Реальные показатели и успехи альтернативной энергетики превзошли все возможные прогнозы и ожидания. Отметим тот факт, что сегодня в мире устанавливается больше мощностей по ВИЭ в год, чем мощностей на всех видах традиционного топлива. По данным Международного агентства возобновляемой энергетики (IRENA), производственные мощности ВИЭ в мире в 2018 году достигли 2 350 ГВт, из них ГЭС 1171 ГВт, ВЭС 563 ГВт, СЭС 485 МВт. Прирост 2018 года по отношению к 2017 году составил по СЭС 94 ГВт или 24%, а по ВЭС 49 ГВт или 9,5%.

Впервые в 2016 году размер затрат на производство энергии из возобновляемых источников снизился до уровня затрат, связанных с ископаемыми видами топлива. Стоимость электроэнергии ВИЭ опустилась до 3-4 центов за 1 кВтч и продолжает падать. В целом, за период с 2010 по 2017 год стоимость выработки солнечной энергии сократилась на 73%, ветровой энергии – на 23%. Согласно отчету IRENA, средняя стоимость ветровой и солнечной энергии к 2025 году сократится еще на 40%.

Глобальные инвестиции в ВИЭ также достигли рекордного уровня. На протяжении последних 6 лет ВИЭ опережают традиционную энергетику по инвестициям в новые вводы мощности. Так, по данным агентства Bloomberg, в 2018 году инвестиции в ВИЭ в глобальном масштабе достигли \$332 млрд. Лидерами здесь остаются Китай, США и Япония. На долю Китая приходится почти 32% всех мировых инвестиций в сектор ВИЭ.

Это обусловлено, прежде всего, такими мерами государственной поддержки, как льготные условия покупки такой электроэнергии (фиксированные тарифы, “зеленые” сертификаты, гарантированная покупка по итогам проведенных аукционов и др.), приоритеты при подключении к электрическим сетям генерирующих установок, вырабатывающих электроэнергию из ВИЭ, а также при передаче и использовании вырабатываемой ими электроэнергии.

Учитывая основные мировые тенденции, вышеотмеченные технические факторы, высокую заинтересованность инвесторов, а также стремительное снижение капитальных затрат на строительство объектов ВИЭ в июле 2017 года в Закон о поддержке ВИЭ были внесены необходимые изменения и дополнения для внедрения механизма аукционных торгов по отбору проектов ВИЭ.

Дополнительно к условиям поддержки, новые изменения в законодательство предоставляли инвесторам, желающим участвовать в аукционных торгах:

- конкурентные уровни предельных величин аукционных цен по технологиям;
- прозрачность процесса отбора проектов - победитель аукционов и аукционная цена для каждого проекта определяется в ходе аукционных торгов, проводимых в электронном формате на специальной независимой торговой площадке;
- ежегодную индексацию аукционных цен на изменение курса национальной валюты к доллару США (70%) и на индекс потребительских цен (30 %);
- требования по применению нового технически современного генерирующего оборудования при строительстве объектов ВИЭ в целях обеспечения устойчивости и надежности работы энергосистемы РК.

При реализации государственной политики в сфере развития возобновляемой энергетики в Казахстане проводится планомерная и взвешенная работа, направленная, с одной стороны, на увеличение доли производства электрической энергии возобновляемыми источниками энергии, а с другой стороны, на поиск баланса интересов потребителей, с тем, чтобы увеличение производства относительно дорогой «зеленой» энергии не привело к росту конечных тарифов на электрическую энергию и потере конкурентных преимуществ экономики Казахстана, имеющей недорогую угольную генерацию.

Переход к применению аукционного механизма позволяет:


- снизить финансовую нагрузку на конечных потребителей электроэнергии;
- путем контролируемого процесса размещения уменьшить негативные влияния ВИЭ на надежность работы энергосистемы РК;
- привлечь современные конкурентоспособные технологии;
- обеспечить планомерное развитие сектора ВИЭ и достижение целевых показателей.

Проведение первых пилотных аукционных торгов в Казахстане было намечено на 2018 год. Согласно Графика аукционных торгов, утвержденного уполномоченным органом в ходе проведения аукционных торгов инвесторам было предложено 1 000 МВт установленной мощности объектов ВИЭ, с разбивкой по типам электростанций:



Исходя из принятой архитектуры аукционных торгов, было принято решение проводить отбор проектов отдельно по типам станций – СЭС, ВЭС, ГЭС и БиоЭС с учетом расположения их на территории Казахстана, что обусловлено имеющейся топологией электрических сетей и ресурсами возобновляемой энергии, а также отдельно для малых (проект установленной мощностью до 10 МВт включительно) и крупных (проект установленной мощностью свыше 10 МВт) проектов.

По результатам аукционных торгов 2018 года было отобрано 36 проектов ВИЭ общей установленной мощностью 857,9 МВт, из них ВЭС – 500,8 МВт, СЭС – 270 МВт, малые ГЭС – 82,1 МВт и БиоЭС – 5 МВт. Участие в аукционных торгах приняли 113 казахстанских и зарубежных компаний, география аукционов была представлена девятью странами мира – Казахстан, Россия, Китай, Турция, Франция, Болгария, ОАЭ, Италия, Нидерланды. Суммарный объем заявок, поступивших от участников аукционных торгов, составил 3422 МВт, т.е. объем спроса превысил объем предложения в 3,4 раза.



Функциональные направления деятельности

- Сектор возобновляемой энергетики (обзор итогов, прогнозы и перспективы)
- Сектор рынка электрической мощности

3. ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

3.1 Сектор возобновляемой энергетики (обзор итогов, прогнозы и перспективы)

Производство электроэнергии в 2018 году по Казахстану составило 106 797,1 млн. кВтч (рост 4,3% к 2017 году). Потребление электроэнергии по стране составило 103 228,3 млн. кВтч (рост 5,5% к 2017 году).

Объемы производства и потребления электроэнергии в разрезе типов энергопроизводящих организаций и зон Единой энергосистемы Республики Казахстан за период 2016-2018 годы представлены в таблице 2

Таблица 2. Объемы производства и потребления электроэнергии в Республике Казахстан за 2016-2018 годы

НАИМЕНОВАНИЕ	Объем, млн. кВтч		
	2016	2017	2018
Производство электроэнергии в целом по Казахстану	94 076,5	102 383,6	106 797,1
тепловыми электростанциями	74 702,8	82 424,8	86 795,1
газотурбинными электростанциями	7 407,6	8 372,6	9 119,3
гидроэлектростанциями	11 605,9	11 157,9	10 343,0
В том числе по зонам:			
- Северная зона	70 968,4	78 714,0	82 671,9
- Южная зона	11 731,4	11 347,2	10 814,3
- Западная зона	11 376,7	12 322,4	13 310,9
Потребление электроэнергии в целом по Казахстану	92 311,6	97 856,6	103 228,3
В том числе по зонам:			
- Северная зона	61 768,3	64 881,3	67 856,3
- Южная зона	19 012,9	20 551,2	21 940,1
- Западная зона	11 530,4	12 424,1	13 431,9

Примечание: данные НДЦ СО АО «KEGOC»

Основная потребность в электроэнергии Республики Казахстан в 2018 году покрывалась за счет тепловых электрических станций, на долю которых приходится 81,3% от общей генерации в стране. Гидроэлектростанции страны в 2018 году занимали долю 9,7%, а газотурбинные электростанции обеспечили 8,5% от общей выработки электроэнергии.

По итогам 2018 года в Казахстане действовало 67 объектов ВИЭ общей установленной мощностью 531 МВт, по сравнению с 2017 годом (58 объектов, 342,3 МВт) общая установленная мощность объектов ВИЭ увеличилась на 55%.

По количеству объектов ВИЭ в разрезе технологий преобладают ГЭС и СЭС.

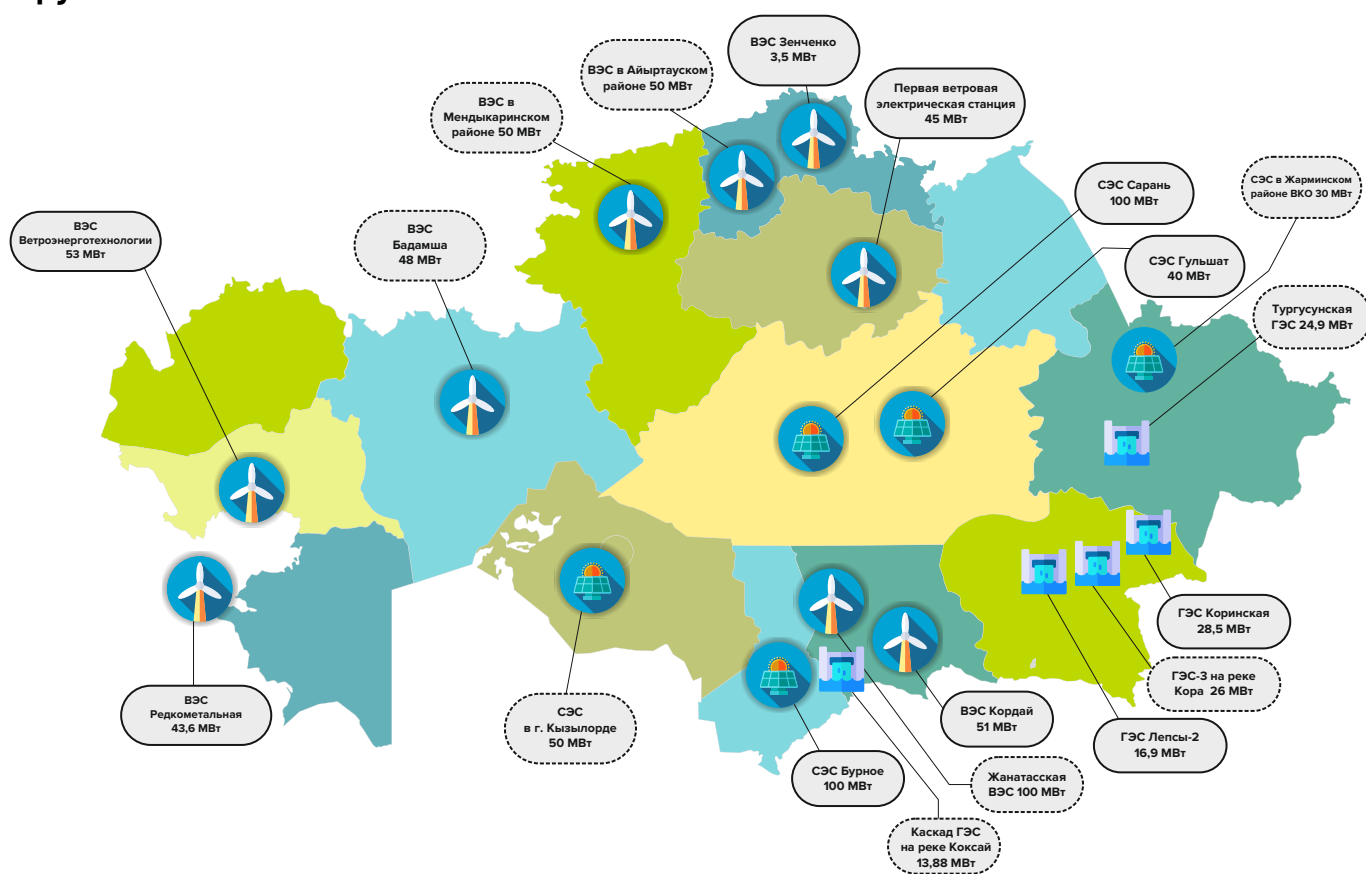
Как было отмечено выше, ввиду преобладания ресурсного потенциала возобновляемой энергетики в южных регионах страны, наибольшее количество станций размещены в Алматинской, Туркестанской и Жамбылской областях. По установленной мощности также преобладает южная зона Казахстана.

Доля вырабатываемой электроэнергии ВИЭ в общем объеме производства электрической энергии в 2018 году составила 1,27%. Увеличение выработки электрической энергии объектами ВИЭ за 2018 год по сравнению с 2017 годом составляет -22,7%. При этом, 96% всей производимой электроэнергии ВИЭ сосредоточено в четырех областях Казахстана – Алматинская, Жамбылская, Восточно-Казахстанская, Акмолинская области.

Таблица 3. Информация по производству электрической энергии станциями ВИЭ по РК за 2016-2018 годы

Показатели	Единицы измерения	2016	2017	2018
Установленная мощность	МВт	295,7	342,3	531,0
<i>В том числе:</i>				
ветровые электростанции	МВт	98,2	112,4	121,5
малые ГЭС	МВт	139,9	170,8	200,2
солнечные электростанции	МВт	57,2	58,8	209,0
биоэлектростанции	МВт	0,4	0,3	0,3
Выработка электроэнергии	млн. кВтч	927,9	1 102,5	1 352,9
<i>В том числе:</i>				
ветровые электростанции	млн.кВтч	262,0	339,0	401,9
малые ГЭС	млн.кВтч	577,2	649,1	807,4
солнечные электростанции	млн.кВтч	86,8	114,3	142,3
биоэлектростанции	млн.кВтч	1,9	0,06	1,3

Крупные объекты ВИЭ



———— действующие проекты ВИЭ

----- строящиеся объекты ВИЭ

За 2018 год объем покупки ТОО «РФЦ по ВИЭ» электроэнергии у станции ВИЭ составил 779,3 млн. кВтч, затраты на покупку электроэнергии ВИЭ составил 20 893,6 млн. тенге.

С момента запуска механизма поддержки ВИЭ основанного на централизованной покупке и продаже электроэнергии ВИЭ объемы покупки электроэнергии ВИЭ с 8 млн. кВтч в 2014 году до 779 млн. кВтч к 2018 году. Количество энергопроизводящих организаций использующих ВИЭ увеличилось с 6 до 35 к 2018 году.

На протяжении нескольких лет ежегодный прирост объемов электроэнергии ВИЭ по сравнению с предыдущим годом составляет более 30%, при этом темп прироста затрат на поддержку ВИЭ увеличивается более чем на 40%. Рост данных показателей связан с вводом в эксплуатацию новых объектов ВИЭ, а также ежегодной индексацией фиксированных тарифов на величину инфляции.

Величина тарифа на поддержку ВИЭ в 2018 году составляла 26,98 тенге/кВтч без НДС. Порядок расчета и утверждения тарифа на поддержку регламентируется Правилами определения тарифа на поддержку ВИЭ, утвержденными Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года №118.

Кроме того, в соответствии с положениями Предпринимательского кодекса Республики Казахстан с 1 января 2017 года, централизованная покупка и продажа электрической энергии, произведенной объектами по использованию возобновляемых источников энергии отнесена государственному регулированию цен субъектов общественно значимых рынков.

В соответствии с Правилами определения фиксированных тарифов и предельных аукционных цен, утвержденных Постановлением Правительства Республики Казахстан от 27 марта 2014 года № 271, установлен порядок ежегодной индексации уровней фиксированных тарифов. Величина индекса потребительских цен, примененного для индексации фиксированных тарифов по годам, выглядит следующим образом:

Таблица 4. Индекс потребительских цен на 2015-2018 годы

Период	2015	2016	2017	2018
Уровень ИПЦ	104,4%	116,6%	107,1%	106,1%

Необходимо отметить, что, в соответствии с пунктами 11 и 11.1 Правил определения фиксированных тарифов и предельных аукционных цен, применяется индекс потребительских цен, накопленный за двенадцать месяцев, предшествующих 1 октября года проведения индексации, определяемый по данным уполномоченного органа в области государственной статистики.

В соответствии с Законом Республики Казахстан «О поддержке использования возобновляемых источников энергии», ТОО «РФЦ по ВИЭ» ежегодно формирует резервный фонд на покрытие кассовых разрывов и задолженности расчетно-финансового центра перед энергопроизводящими организациями, использующими ВИЭ, возникающих вследствие неоплаты или задержки оплаты со стороны условных потребителей за поставленную им электроэнергию, произведенную объектами по использованию ВИЭ.

В соответствии с Правилами формирования и использования резервного фонда, величина резервного фонда составляет три процента от величины годовых затрат расчетно-финансового центра на покупку электрической энергии от объектов по использованию ВИЭ. Величина резервного фонда по итогам 2018 года составила 626,8 млн. тенге.

Распределение между условными потребителями

В соответствии с законодательством в области поддержки использования ВИЭ, затраты на поддержку распределяются между условными потребителями (традиционные энергопроизводящие организации и импортеры электроэнергии) пропорционально объему отпуска в сеть электрической энергии в соответствии с зоной потребления.

Процесс централизованной покупки и продажи электрической энергии, произведенной объектами по использованию ВИЭ, осуществляется на основе заключенных договоров с энергопроизводящими организациями, использующими ВИЭ и условными потребителями по типовой форме, утвержденной Министерством энергетики Республики Казахстан.

На сегодняшний день ВИЭ является динамично развивающимся сектором в производстве электроэнергии в Казахстане, выработка электроэнергии от объектов ВИЭ с каждым годом увеличивается благодаря комплексу мероприятий по реализации программ развития ВИЭ в Республике Казахстан.

Привлекательность Казахстана как страны с четкими целями и понятным правовым полем позволила инвесторам привлечь необходимые капиталы для строительства первых крупнейших солнечных, ветровых и гидроэлектростанций.

Наиболее крупными станциями на сегодняшний день являются СЭС Бурное Солар на 100 МВт, Первая ветровая электростанция на 45 МВт, Коринская ГЭС 28,5 МВт, ВЭС Ветроэнерготехнологии 53 МВт, СЭС Сарань 100 МВт, ВЭС Редкометальная 43,6 МВт, СЭС Гульшат 40 МВт и т.д.

Для достижения установленных показателей развития сектора ВИЭ, в соответствии с формируемым Министерством энергетики РК перечнем ВИЭ ТОО «РФЦ по ВИЭ», по состоянию на 31.12. 2018 года действуют 105 договоров покупки по фиксированному тарифам, общей установленной мощностью порядка 2 305 МВт, в том числе ВЭС – 1 020 МВт, СЭС – 920 МВт, ГЭС – 355 МВт, БиоЭС – 10 МВт, по аукционным ценам – 32 договора, общей установленной мощностью порядка 830 МВт, в том числе ВЭС – 495 МВт, СЭС – 260 МВт, ГЭС – 70 МВт, БиоЭС – 5 МВт.

Таблица 5. Информация об объемах покупки электроэнергии ВИЭ и о затратах на поддержку ВИЭ за период 2014-2018 годы

Тип ВИЭ	Единицы измерения	2014	2015	2016	2017	2018
Объемы электрической энергии ВИЭ						
ВЭС	млн.кВтч	2,3	127,8	271,0	335,4	397,9
СЭС	млн.кВтч	0,4	44,8	86,1	89,8	137,7
ГЭС	млн.кВтч	5,9	31,0	80,5	143,8	242,4
БиоЭС	млн.кВтч					1,3
Итого	млн.кВтч	8,6	203,6	437,6	569,0	779,3
Затраты на покупку электрической энергии ВИЭ						
ВЭС	млн. тенге	52,4	2 898,7	6 147,1	8 829,8	11 029,2
СЭС	млн. тенге	15,3	1 555,1	2 994,9	3 627,5	5 627,5
ГЭС	млн. тенге	81,8	436,5	1 246,2	2 403,6	4 194,5
БиоЭС	млн. тенге					42,4
Итого	млн. тенге	149,5	4 890,3	10 388,2	14 861,0	20 893,6

Таблица 6. Информация о распределении электроэнергии ВИЭ между условными потребителями за 2018 год по зоне 1

№	Энергопроизводящие организации	Объем покупки электроэнергии ВИЭ, млн.кВтч	Затраты, млн.тенге
1	ТОО "Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова"	166,6	4 496,1
2	АО "Евразийская энергетическая корпорация"	129,4	3 492,5
3	АО "Станция Экибастузская ГРЭС-2"	44,2	1 191,7
4	АО "Алматинские электрические станции"	43,4	1 172,1
5	ТОО "Караганда Энергоцентр"	35,6	961,6
6	АО "Казцинк" (Бухтарминская ГЭК)	31,3	845,3
7	АО "ПАВЛОДАРЭНЕРГО"	28,9	780,8
8	АО "СЕВКАЗЭНЕРГО" (ППТЭЦ-2)	24,9	672,1
9	АО "Астана-Энергия"	23,8	641,8
10	ТОО "Kazakhmys energy"	19,7	531,9
11	ТОО "AES Усть-Каменогорская ГЭС"	18,0	486,6
12	ТОО "AES Шульбинская ГЭС"	18,0	486,0
13	АО "Арселор Миттал Темиртау"	17,7	478,5
14	АО "Алюминий Казахстана"(ТЭЦ-1)	15,7	423,0
15	ТОО "AES Усть-Каменогорская ТЭЦ"	13,2	354,8
16	АО "Жамбылская ГРЭС им. Т.И. Батурова"	13,1	354,1
17	АО "Мойнакская ГЭС"	10,5	282,9
18	ЭС АЗФ ТНК "Казхром"	9,4	254,4
19	АО "Актобе ТЭЦ"	6,9	185,8
20	ТОО "Кристалл Менеджмент"	6,4	173,5
21	ТОО "Степногорская ТЭЦ"	6,1	165,6
22	ТОО "Жанажолская ГТЭС"(ЖГТЭС-56)	6,1	164,7
23	АО "Соколовско-Сарбайское горно-обогатительное производственное объединение" (Рудненская ТЭЦ)	5,6	151,6
24	ТОО "Bassel Group LLS" (Кар.ГРЭС-1)	5,2	140,6
25	АО З- Энергоорталык"(Шымк. ТЭЦ-3)	3,3	89,0
26	АО "Шардаринская ГЭС"	3,1	84,4
27	АО "ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз"	2,8	75,2
28	ТОО "Актюбинский рельсобалочный завод"	2,6	70,6
29	АО «KEGOC»	0,2	2
30	Прочие	48	1 295,8
ВСЕГО		760,1	20 504,9

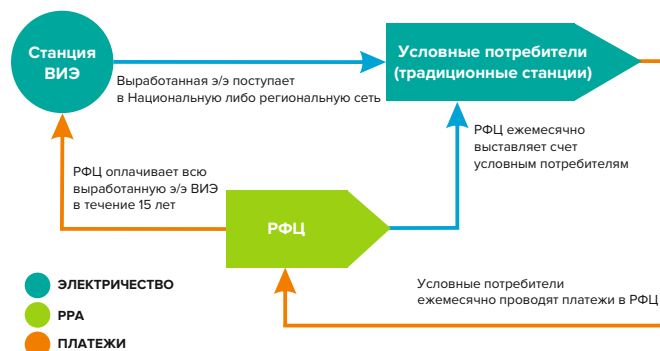


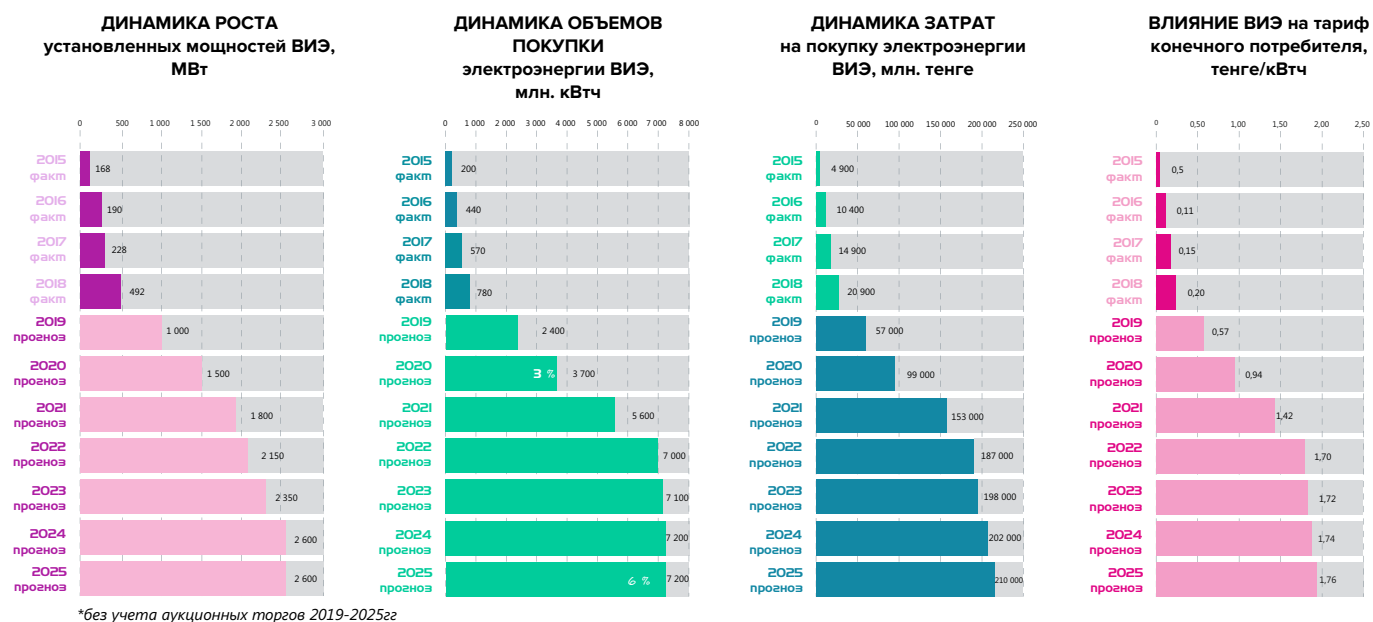
Таблица 7. Информация о распределении электроэнергии ВИЭ между условными потребителями за 2018 год по зоне 2

№	Энергопроизводящие организации	2018	
		Объем покупки электроэнергии ВИЭ, млн.кВтч	Затраты, млн.тенге
1	ТОО"МАЭК-Казатомпром"	6,3	171,1
2	АО"Атырауская теплоэлектроцентраль"	3,5	94,0
3	ТОО "ТенгизШевройл" (ТГТЭС-1,2,3)	2,8	74,8
4	ЭС "Кашаган" NCOC N.V.	1,8	47,7
5	АОЗТ «Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б.В. Казахстанский филиал»	1,4	37,2
6	ТОО "Батыс Пауэр" (ГТЭС-200)	1,1	29,7
7	АО "Мангистаунаугаз"	0,5	13,8
8	ГПЭС АО "КазАзот"	0,4	11,8
9	АО "Жайыктеплоэнерго"	0,4	10,2
10	ТОО "Уральская газотурбинная электростанция"	0,4	9,7
11	ТОО "Атырауский нефтеперерабатывающий завод" (ТЭЦ)	0,3	8,2
12	ТОО "Жаикмунай"	0,2	6,5
13	ГПЭС ТОО "Sagat Energy"	0,1	2,3
14	ТОО «АтырауЭнергоСату»	0,0	0,1
15	АО "KEGOC" (потери)	0,0	0,8
ВСЕГО		19,2	517,8

По итогам 2018 года общее количество условных потребителей составило 61, в том числе по зоне 1 – 48, по зоне 2 – 13.

Объем распределения электроэнергии ВИЭ условным потребителям за 2018 год составил 779,3 млн.кВтч. В том числе, доля крупных генерирующих групп компаний следующие: АО «Самрук-Энерго» – 35,2%, ERG – 21,5%, АО «ЦАЭК» – 7,1%, ТОО «Kazakhmys Holding» – 6,7%, ТОО «ККС» – 6,4%, ТОО «Kazzinc Holdings» – 4,2%, и прочие – 18,9%.

Прогнозная информация о ключевых показателях развития сектора ВИЭ до 2025 года



Указанные данные являются оценочными и зависят от количества и типов вводимых в эксплуатацию объектов по использованию ВИЭ, а также от объемов производства электроэнергии традиционных электростанций.

При расчете учитывались действующие энергопроизводящие организации, использующие ВИЭ, реализующие электроэнергию по фиксированным тарифам и по двусторонним договорам, а также победители аукционных торгов 2018 года. Показатель ИПЦ для ежегодной индексации фиксированных тарифов и аукционных цен применялся на уровне 3,5%.

Согласно расчетам, средний ежегодный прирост объема выработки электроэнергии ВИЭ и затрат на покупку электроэнергии ВИЭ составляет около 20%, при этом вводы новых объектов ВИЭ преимущественно намечены на 2020-2022 годы, что объясняется окончанием сроков ввода в эксплуатацию объектов по использованию ВИЭ, реализуемых по механизму фиксированных тарифов.

Перспективные направления деятельности

В соответствии с функциями, возложенными на ТОО «РФЦ по ВИЭ» в области поддержки использования ВИЭ, а также обеспечения дальнейшего становления рынка электрической мощности, Компания планирует развитие своей деятельности по следующим ключевым направлениям:

- **повышение финансовой устойчивости механизма поддержки использования ВИЭ и механизма гарантированной оплаты на рынке электрической мощности;**
- **совершенствование законодательства в области поддержки использования ВИЭ и рынка электрической энергии и мощности;**
- **развитие механизмов обеспечивающих интеграцию объектов по использованию ВИЭ в ЕЭС РК, в том числе путем внедрения передовых механизмов прогнозирования выработки ВИЭ, использование передовых программных комплексов для планирования широкомасштабного развёртывания возобновляемой энергетики, наращивание потенциала маневренной генерации ЕЭС РК;**

Сектор ВИЭ – это часть энергорынка, определенный ее сегмент, и все решения по дальнейшему объему отбора ВИЭ, их структуре и размещению должны определяться в увязке с развитием традиционной энергетики, текущими возможностями по балансированию и сохранением надежного электроснабжения потребителей.

- **совершенствование механизма аукционных торгов, в том числе, посредством подготовки проектной документации для выбранных площадок;**

Аукционный механизм, по своей сути, это набор настроек и опций, которые не являются статичными, они эволюционируют с учетом специфики задач каждой страны. Как показывает мировая практика, страны, в которых аукционы дали максимальные результаты по снижению цены, проводились по так называемому механизму проектных аукционов.

Данный механизм основывается на том, что государство заранее определяет земельный участок пригодный для строительства, путем проведения измерений определяет его ресурсный потенциал и готовит точку подключения.

В некоторых вариантах также разрабатывается предварительное ТЭО и проводится экологическая оценка (применительно в основном для ВЭС).

Этот подход на подготовительной стадии объективно более продолжительный (около 1,5 лет), но позволяет решить сразу множество проблем, которые интересуют инвестора и государство – максимально снизить цену покупаемой электрической энергии ВИЭ, при выборе точки подключения выбрать наиболее подходящую с точки зрения интересов энергосистемы локацию электростанции, через квалификационные требования привлечь наиболее финансово и технически обеспеченные компании, а также снять риск с инвестора по достаточности первичного энергопотенциала.

По нашему мнению, тот опыт и задел, который был накоплен за 5 лет становления сектора в нашей стране позволяет сейчас сделать следующий шаг в вопросе организации аукционного отбора, обеспечить внедрение проектного отбора. Именно здесь мы видим тот потенциал реальной конкуренции, который в будущем позволит ВИЭ на равных конкурировать с традиционными станциями и занять свою достойную нишу в энергобалансе.

В дальнейшем, на горизонте возникновения дефицита по мощности или электроэнергии данный опыт можно будет распространить и на всю отрасль, так как элементы тендерного отбора предусмотрены и в Законе РК Об электроэнергетике в части внедрения новой генерации на рынке электрической мощности, где базовые принципы отбора схожи.

- **сотрудничество с ключевыми международными и казахстанскими организациями в области возобновляемой энергетики;**
- **развитие механизма нетто-потребления в Казахстане.**

Другим важным аспектом по дальнейшему развитию ВИЭ является проблема неразвитости механизма нетто-потребления. Этот перспективный механизм широко применяется во многих странах мира, в том числе в качестве инструмента развития сектора МСБ. В этом сегменте возобновляемой энергетики можно покрыть вопросы энергоснабжения удаленных поселков, развитие сектора сервисных компаний и увеличить долю казахстанского содержания.

На сегодняшний день необходимо провести технико-экономическое исследование по определению оптимального сценария развертывания нетто-потребления, определить экономику проектов, разработать технические требования к подключению, решить вопросы учета электроэнергии (сальдирование или раздельное) и разработать схему ее работы в целом.

Сейчас пилотные проекты имеются в Нур-Султане и в других регионах, но это скорее исключение, чем правило и требуется более фундаментальный подход с формированием базовых основ его поддержки.



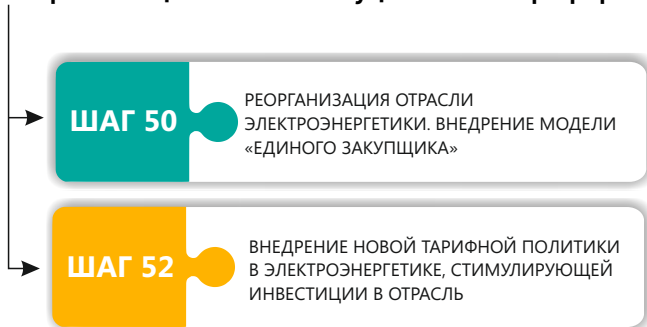
Рынок электрической мощности



3.2 Рынок электрической мощности

С целью активизации процессов обновления, модернизации и расширения технического фонда энергетических объектов страны и поддержания необходимого уровня надёжности энергоснабжения в рамках реализации 50 и 52 шага Программы Президента Республики Казахстан «План нации – 100 конкретных шагов» с 1 января 2019 года запущен новый рынок – рынок электрической мощности, с формированием которого единый рынок электроэнергии разделится на два отдельных сегмента – электрической энергии и электрической мощности. Еще в июне 2014 года в рамках утвержденной Концепции развития топливно-энергетического комплекса до 2030 года были определены базовые задачи, направленные на дальнейшее совершенствование конкуренции и рыночных отношений в электроэнергетике для привлечения ведущих мировых энергетических компаний и финансовых институтов в роли инвесторов.

«План нации – 100 конкретных шагов по реализации пяти институциональных реформ»

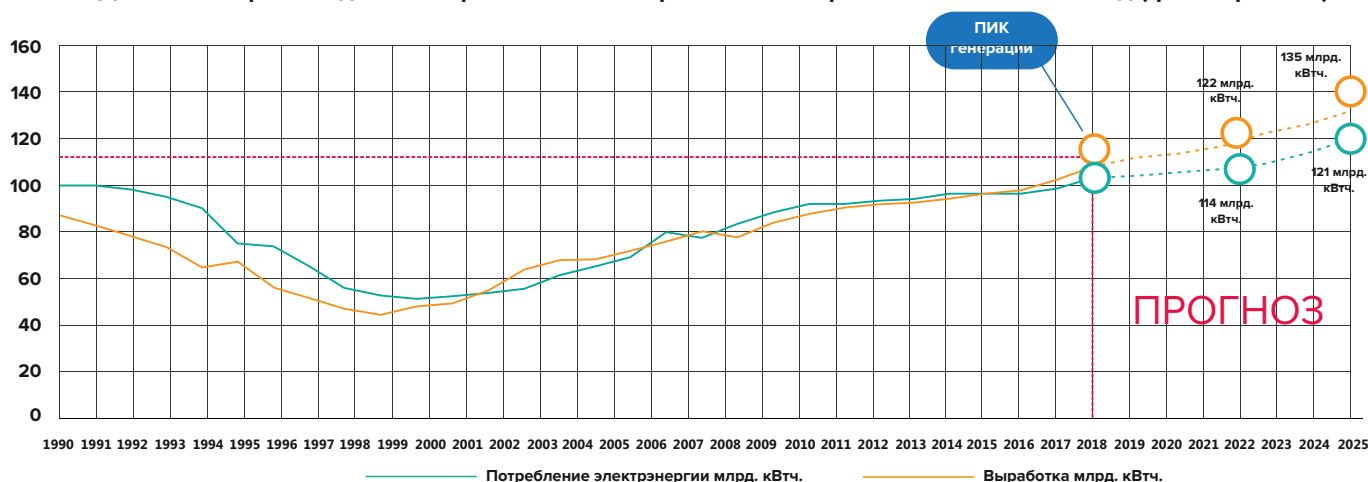


Механизм реализации электрической энергии не претерпел изменений. Энергопроизводящие организации осуществляют реализацию электроэнергии как на децентрализованном рынке (на основе двусторонних договоров), так и на централизованной торговой площадке (бирже АО «КОРЭМ»).

По результатам 2018 года, генерация электрической энергии преодолела рубеж своего исторического максимума в 1990 году и достигла 107 млрд. кВтч. Согласно прогнозному балансу электроэнергии и мощности ЕЭС Казахстана, к концу 2025 года выработка электрической энергии достигнет 135 млрд. кВтч. при потреблении в 121 млрд.кВтч.

Далее представлена динамика производства/потребления электрической энергии с 1990 по 2025 год (факт/прогноз), а также основные производственные показатели за 2018 год.

Динамика производства/потребления электрической энергии с 1990 по 2025 год (факт/прогноз)



ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ показатели за 2018 год

Установленная мощность	в.т.ч. ТЭС	ГЭС	ГТЭС	СЭС, ВЭС, БГУ
21,9 ГВт	17,1 ГВт	2,6 ГВт	1,8 ГВт	0,4 ГВт
Производство	в.т.ч. ТЭС	ГЭС	ГТЭС	СЭС, ВЭС, БГУ
107 млрд. кВтч	86,8 млрд. кВтч	10,3 млрд. кВтч	9,1 млрд. кВтч	0,5 млрд. кВтч
Потребление	103 млрд. кВтч			
Годовой максимум нагрузки	14,8 ГВт (28.12.2018 в 19:00)			
Располагаемая мощность	18,9 ГВт			

Ввод рынка электрической мощности направлен на:

- стимулирование притока инвестиций для строительства новых и модернизации действующих генерирующих мощностей через обеспечение долгосрочных гарантий для инвесторов;
- недопущение дефицита генерирующих мощностей в ЕЭС РК;
- обеспечение долгосрочной надежности работы ЕЭС РК посредством опережающего развития генерирующих мощностей.

Вновь созданный механизм рынка мощности, основанный на модели «Единого закупщика», внедрен в практику с целью стимулирования притока инвестиций на строительство новых и

модернизацию действующих генерирующих мощностей в достаточном объеме для удовлетворения спроса на электроэнергию в Единой электроэнергетической системе страны (ЕЭС).

Так, в сентябре 2018 года приказом Министра энергетики РК от 07.09.2018 года №357, единым закупщиком была определена дочерняя компания АО «KEGOC» – ТОО «РФЦ по ВИЭ». На сегодня, централизованная продажа и покупка электрической мощности осуществляется через ТОО «РФЦ по ВИЭ».

Централизованная покупка мощности у энергопроизводящих организаций осуществляется в следующей последовательности.

- в приоритетном порядке ТОО «РФЦ по ВИЭ» заключает в первую очередь договоры на покупку электрической мощности с энергопроизводящими организациями, определенными по результатам тендеров, проводимых для покрытия прогнозного дефицита электрической мощности в рамках ежегодно утверждаемого баланса на семилетний период. По прогнозному балансу до 2025 года не наблюдается дефицит электрических мощностей, в связи с чем, объявление тендера в ближайшей 7-летней перспективе преждевременно.

- далее, ТОО «РФЦ по ВИЭ» заключает договоры с действующими генерирующими организациями, заключившими инвестиционные соглашения с Министерством энергетики и организациями, включенными в Группу лиц, которые также участвуют в покрытии прогнозного дефицита в ЕЭС страны. Министерством энергетики, начиная с 2019 года заключены 2 инвестиционных соглашения, с ТОО «Караганда Энергоцентр» и АО «Севказэнерго» на суммарную мощность 311 МВт;

- следующими в приоритетный порядок включаются действующие теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), договоры с которыми заключаются в объеме технологического минимума генерирующей мощности, необходимой для обеспечения населения тепловой энергией. Так, ТОО «РФЦ по ВИЭ» заключено 19 договоров на суммарную мощность 2489 МВт.

- в последнюю очередь заключаются договоры с энергопроизводящими организациями по итогам конкурентных торгов на специальной торговой площадке АО «КОРЭМ» по цене не выше предельного тарифа на услугу по поддержанию готовности электрической мощности.

В централизованных торгах электрической мощностью на 2019 год были отобраны 34 энергопроизводящих организации, отобранный объем мощности составил 5369 МВт. В суммарном эквиваленте 34 энергопроизводящие организации будут обеспечивать мощность энергосистеме в объеме 8169 МВт.

При продаже мощности у генерирующих компаний возникают обязательства по поддержанию их оборудования в необходимом техническом состоянии и постоянной готовности к выработке электроэнергии. Производители электроэнергии, планирующие участие на рынке мощности, проходят ежегодную аттестацию генерирующих установок на предмет их готовности к работе в надлежащем техническом режиме.

Модель рынка электрической мощности с основными показателями на 2019 год представлена в виде инфографики



В роли покупателей электрической мощности от ТОО «РФЦ по ВИЭ» в обязательном порядке выступают энергосбытовые и энергопередающие компании, а также потребители, являющиеся субъектами оптового рынка электрической энергии. При этом, бытовые потребители на рынке мощности не участвуют.

На сегодня, системным оператором, АО «KEGOC», в соответствии проведенными процедурами, определен общий объем прогнозного спроса на электрическую мощность на 2019 год. Для покрытия этой потребности с ТОО «РФЦ по ВИЭ» заключен 51 договор на закупку электрической мощности у 34 энергопроизводящих организаций, а также более 200 договоров по продаже электрической мощности – с оптовыми потребителями. Мощность у энергопроизводящих организаций закупается ТОО «РФЦ по ВИЭ» по различным, в зависимости от типа заключенного договора, ценам. Оптовыми потребители оплачивают услугу по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки по единой средневзвешенной цене. Таким образом, расходы на создание новой генерации, расширение и модернизацию электростанций распределено равномерно между всеми потребителями электро-энергии.

Ниже представлена таблица со списком энергопроизводящих организаций и указанием величины средств, получаемых на рынке электрической мощности в 2019 году и направленных на поддержание готовности электрической мощности.

Инвестиции на поддержание готовности электрической мощности

№	Наименование энергопроизводящей организации	Ожидаемая сумма инвестиций за 2019 год, млн. тенге
1	ТОО "Караганда Энергоцентр"	8 525
2	АО "Станция Экибастузская ГРЭС-2"	6 160
3	АО "Алматинские электрические станции"	5 973
4	ТОО "МАЗК-КазАтомПром"	5 452
5	АО "Севказэнерго"	5 444
6	ТОО "Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова"	3 559
7	АО "ПАВЛОДАРЭНЕРГО"	2 828
8	АО "Астана-энергия"	2 513
9	АО "Жамбыльская ГРЭС им. Т.И.Батурова"	2 120
10	АО "Мойнакская ГЭС им. У.Д. Кантаева"	2 110
11	ТОО "Главная распорядительная электростанция Топар"	2 008
12	ТОО "Усть-Каменогорская ТЭЦ"	1 925
13	АО "Евразийская энергетическая корпорация"	1 701
14	АО "Атырауская ТЭЦ"	1 593
15	ТОО "Казцинк"	1 455
16	ТОО "АЭС Усть-Каменогорская ГЭС"	1 420
17	ТОО "АЭС Шувльбинская ГЭС"	1 195
18	ТОО "Жаназольская ГТЭС"	862
19	ТОО "Степногорская ТЭЦ"	768
20	АО "Актобе ТЭЦ"	748
21	ТОО "Bassel Group LLS"	512
22	АО "Кристал Менеджмент"	490
23	ГКП "Кызылордатеплоэлектроцентр"	442
24	ТОО "Kazakhstan Energy"(Казакхмысэнерджи)	339
25	ТОО "Согринская ТЭЦ"	338
26	АО "Шардаринская ГЭС"	312
27	АО "Риддер ТЭЦ"	311
28	ТОО "Уральская газотурбинная электростанция"	205
29	АО "Таразэнергоцентр"	184
30	АО "Жайыктеплоэнерго"	149
31	АО "З-Энергоорталык"	129
32	ТОО "Текелійский энергокомплекс"	120
33	АО "Алюминий Казахстана"	119
34	ТОО "Шахтинсктеплоэнерго"	56
ИТОГО		62 065



European Bank
for Reconstruction and Development



ASIAN DEVELOPMENT BANK



**International
Finance
Corporation**
WORLD BANK GROUP



Банк развития
Казахстана



IRENA
International Renewable Energy Agency



USAID
FROM THE AMERICAN PEOPLE



TETRA TECH

Сотрудничество и
взаимодействие
с участниками рынка



NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН



KEGOC



ҚР ҰКП НПП РК
АТАМЕКЕН



АВЭК
АССОЦИАЦИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ
ЭНЕРГЕТИКИ КАЗАХСТАНА



KOREM
NARYQ OPERATOR

4. Сотрудничество и взаимодействие с участниками рынка

ТОО «РФЦ по ВИЭ» тесно сотрудничает с Министерством энергетики РК, АО «KEGOC», АО «КОРЭМ» в вопросах развития возобновляемой энергетики в Республике Казахстан. Кроме того, в ходе оценки подходов дальнейшего развития механизма поддержки ВИЭ учитывались мнения таких международных финансовых институтов, как IFC, ЕБРР, АБР. Международные консультанты в лице TetraTech, IRENA, NREL и USAID способствуют проведению различных исследований и наращиванию компетенции сотрудников ТОО «РФЦ по ВИЭ».

ТОО «РФЦ по ВИЭ» активно сотрудничает со многими основными стейкхолдерами на электроэнергетическом рынке. Кроме того, проводится совместная активная законодотворческая деятельность в сотрудничестве с такими организациями, как НПП «Атамекен», Казахстанская Электроэнергетическая Ассоциация, Ассоциация KAZENERGY, Ассоциация возобновляемой энергетики Казахстана, Евразийская промышленная ассоциация, Казахстанская Ассоциация Солнечной Энергетики, ОЮЛ «Республиканская ассоциация горнодобывающих и горно-металлургических предприятий» (АГМП), и другими заинтересованными сторонами.

В 2018 году, совместно с Министерством энергетики РК, АО «KEGOC», АО «КОРЭМ» и программой развития «Энергия будущего» USAID, проводилась работа по подготовке к аукционным торгам.

С 2017 года АО «KEGOC» и ТОО РФЦ по ВИЭ» совместно с национальной лабораторией США по ВИЭ (NREL) проводится исследование по первоначальной оценке воздействия интеграции возобновляемой энергии в энергосистему Казахстана. Основным инструментом является модель производственных затрат, построенная с использованием специализированного программного обеспечения, которое моделирует почасовую работу энергосистемы в течение одного года.

За счет моделирования полного временного ряда динамических показателей деятельности системы, программа позволяет выявить почасовые колебания в нагрузке и генерации возобновляемой энергии, а также связанные с этим требования к обеспечению гибкости, необходимой для балансирования генерации и спроса в каждый период времени. Этот подход позволяет оценить воздействие повышения уровней переменной возобновляемой энергетики на деятельность традиционных электростанций, систему передачи включая межгосударственные перетоки и другие элементы ЕЭС РК.

В области международного сотрудничества по сектору ВИЭ также ведется активная работа, в том числе в рамках мероприятий организуемых и проводимых Международным агентством по возобновляемым источникам энергии (IRENA). Так, в 2018 году IRENA был проведен ряд семинаров по вопросам планирования развития ВИЭ с применением программных продуктов, на котором эксперты презентовали передовые практики и методики.

Первые шаги по наращиванию необходимой компетенции в области формирования качественных прогнозов генерации ВИЭ были сделаны в 2018 году в рамках специального гранта Азиатского банка развития. Формирование относительно точных прогнозов выработки объектов ВИЭ в условиях растущей ее доли является необходимостью и позволит оптимизировать использование ограниченных ресурсов регулирующих мощностей и соответственно снизить издержки на компенсацию возникающих дисбалансов.

Активно ведется работа с ПРООН по вопросам проведения в 2019 году проектных аукционных торгов. На сегодняшний день подготовлено техническое задание, определена точка подключения и земельный участок. ПРООН выбран разработчик необходимой документации. Проработка вопросов подключения к сети, оценка ресурсного потенциала на уровне, достаточном для финансирующих институтов, а также оценка пригодности земельного участка позволит существенно снизить проектные риски инвесторов и оптимизировать сроки ввода в эксплуатацию.



**Финансовая
отчетность**

СОДЕРЖАНИЕ

Отчёт независимого аудитора.....	42
----------------------------------	----

Формы финансовой отчетности

Бухгалтерский баланс	44
Отчёт о прибылях и убытках	46
Отчёт о движении денежных средств	48
Отчёт об изменениях в капитале	50
Пояснительная записка к формам финансовой отчётности	52

Аудиторский отчёт независимого аудитора

Участнику и Руководству ТОО «Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии»

Мнение

Мы провели аудит финансовой отчетности организации ТОО «Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии» (далее - «Компания»), состоящей из отчета о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2018 г., отчета о совокупном доходе, отчета об изменениях в капитале и отчета о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также примечаний к финансовой отчетности, включая краткий обзор основных положений учетной политики.

По нашему мнению, прилагаемая финансовая отчетность отражает достоверно во всех существенных аспектах финансовое положение Компании по состоянию на 31 декабря 2018 г., а также ее финансовые результаты и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО).

Основание для выражения мнения

Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита (МСА). Наши обязанности в соответствии с этими стандартами описаны далее в разделе «Ответственность аудитора за аудит финансовой отчетности» нашего отчета. Мы независимы по отношению к Компании в соответствии с Кодексом этики профессиональных бухгалтеров Совета по международным стандартам этики для бухгалтеров (Кодекс СМСЭБ), и нами выполнены прочие этические обязанности в соответствии с Кодексом СМСЭБ.

Мы полагаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащими, чтобы служить основанием для выражения нашего мнения.

Ответственность руководства и лиц, отвечающих за корпоративное управление, за финансовую отчетность

Руководство несет ответственность за подготовку и достоверное представление указанной финансовой отчетности в соответствии с МСФО и за систему внутреннего контроля, которую руководство считает необходимой для подготовки финансовой отчетности, не содержащей существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок.

При подготовке финансовой отчетности руководство несет ответственность за оценку способности Компании продолжать непрерывно свою деятельность, за раскрытие в соответствующих случаях сведений, относящихся к непрерывности деятельности, и за составление отчетности на основе допущения о непрерывности деятельности, за исключением случаев, когда руководство намеревается ликвидировать Компанию, прекратить ее деятельность или когда у него нет реальной альтернативы таким действиям.

Лица, отвечающие за корпоративное управление, несут ответственность за надзор за процессом подготовки финансовой отчетности Компании.

Ответственность аудитора за аудит финансовой отчетности

Наши цели заключаются в получении разумной уверенности в том, что финансовая отчетность в целом не содержит существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок, и в выпуске аудиторского отчета, содержащего наше мнение. Разумная уверенность представляет собой высокую степень уверенности, но не является гарантией того, что аудит, проведенный в соответствии с Международными стандартами аудита, всегда выявит существенное искажение при его наличии.

Искажения могут быть результатом недобросовестных действий или ошибок и считаются существенными, если можно обоснованно предположить, что по отдельности или в совокупности они могли бы повлиять на экономические решения пользователей, принимаемые на основе этой финансовой отчетности.

В рамках аудита, проводимого в соответствии с Международными стандартами аудита, мы применяем профессиональное суждение и сохраняем профессиональный скептицизм на протяжении всего аудита. Кроме того, мы выполняем следующее:

- выявляем и оцениваем риски существенного искажения финансовой отчетности вследствие недобросовестных действий или ошибок; разрабатываем и проводим аудиторские процедуры в ответ на эти риски; получаем аудиторские доказательства, являющиеся достаточными и надлежащими, чтобы служить основанием для выражения нашего мнения. Риск необнаружения существенного искажения в результате недобросовестных действий выше, чем риск необнаружения существенного искажения в результате ошибок, так как недобросовестные действия могут включать сговор, подлог, умышленный пропуск, искаженное представление информации или действия в обход системы внутреннего контроля;
- получаем понимание системы внутреннего контроля, имеющей значение для аудита, с целью разработки аудиторских процедур, соответствующих обстоятельствам, но не с целью выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля Компании;
- оцениваем надлежащий характер применяемой учетной политики и обоснованность определенных руководством бухгалтерских оценок и раскрытия соответствующей информации;
- делаем вывод о правомерности применения руководством допущения о непрерывности деятельности, и, на основании полученных аудиторских доказательств, вывод о том, имеется ли существенная неопределенность в связи с событиями или условиями, которые могут вызвать значительные сомнения в способности Компании продолжать непрерывно свою деятельность. Если мы приходим к выводу о наличии существенной неопределенности, мы должны привлечь внимание в нашем аудиторском заключении к соответствующему раскрытию информации в финансовой отчетности или, если такое раскрытие информации является ненадлежащим, модифицировать наше мнение. Наши выводы основаны на аудиторских доказательствах, полученных до даты нашего аудиторского заключения. Однако будущие события или условия могут привести к тому, что Компания утратит способность продолжать непрерывно свою деятельность;
- проводим оценку представления финансовой отчетности в целом, ее структуры и содержания, включая раскрытие информации, а также того, представляет ли финансовая отчетность лежащие в ее основе операции и события так, чтобы было обеспечено их достоверное представление.

Мы осуществляем информационное взаимодействие с лицами, отвечающими за корпоративное управление, доводя до их сведения, помимо прочего, информацию о запланированном объеме и сроках аудита, а также о существенных замечаниях по результатам аудита, в том числе о значительных недостатках системы внутреннего контроля, если мы выявляем таковые в процессе аудита.



БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС

По состоянию на 31 декабря 2018 года

в тыс.тенге

Активы	Код строки	На конец отчетного периода	На начало отчетного периода
I. Краткосрочные активы:			
Денежные средства и их эквиваленты	010	1 758 655	1 674 537
Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи	011	-	-
Производные финансовые инструменты	012	-	-
Финансовые активы, учитываемые по справедливой стоимости через прибыли и убытки	013	-	-
Финансовые активы, удерживаемые до погашения	014	-	-
Прочие краткосрочные финансовые активы	015	2 908	1 974
Краткосрочная торговая и прочая дебиторская задолженность	016	2 298 248	1 660 532
Текущий подоходный налог	017	44 484	-
Запасы	018	868	266
Прочие краткосрочные активы	019	473	30 236
Итого краткосрочных активов (сумма строк с 010 по 019)	100	4 105 636	3 367 545
Активы (или выбывающие группы), предназначенные для продажи	101	-	-
II. Долгосрочные активы			
Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи	110	-	-
Производные финансовые инструменты	111	-	-
Финансовые активы, учитываемые по справедливой стоимости через прибыли и убытки	112	-	-
Финансовые активы, удерживаемые до погашения	113	-	-
Прочие долгосрочные финансовые активы	114	-	-
Долгосрочная торговая и прочая дебиторская задолженность	115	-	-
Инвестиции, учитываемые методом долевого участия	116	-	-
Инвестиционное имущество	117	-	-
Основные средства	118	45 290	17 161
Биологические активы	119	-	-
Разведочные и оценочные активы	120	-	-
Нематериальные активы	121	23 328	782
Отложенные налоговые активы	122	3 760	2 252
Прочие долгосрочные активы	123	-	-
Итого долгосрочных активов (сумма строк с 110 по 123)	200	72 378	20 195
БАЛАНС (стр.100 + стр. 101 + стр.200)		4 178 014	3 387 740

БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС

По состоянию на 31 декабря 2018 года

в тыс.тенге

Обязательства и капитал	Код строки	На конец отчетного периода	На начало отчетного периода
III. Краткосрочные обязательства			
Займы	210	-	-
Производные финансовые инструменты	211	-	-
Прочие краткосрочные финансовые обязательства	212	-	-
Краткосрочная торговая и прочая кредиторская задолженность	213	3 419 074	2 690 639
Краткосрочные резервы	214	13 512	16 293
Текущие налоговые обязательства по подоходному налогу	215	-	5 385
Вознаграждения работникам	216	-	-
Прочие краткосрочные обязательства	217	2 945	7
Итого краткосрочных обязательств (сумма строк с 210 по 217)	300	3 435 531	2 712 324
Обязательства выбывающих групп, предназначенных для продажи	301	-	-
IV. Долгосрочные обязательства			
Займы	310	-	-
Производные финансовые инструменты	311	-	-
Прочие долгосрочные финансовые обязательства	312	-	-
Долгосрочная торговая и прочая кредиторская задолженность	313	-	-
Долгосрочные резервы	314	-	-
Отложенные налоговые обязательства	315	-	-
Прочие долгосрочные обязательства	316	16 673	-
Итого долгосрочных обязательств (сумма строк с 310 по 316)	400	16 673	-
V. КАПИТАЛ			
Уставный (акционерный) капитал	410	100 000	100 000
Эмиссионный доход	411	-	-
Выкупленные собственные долевые инструменты	412	-	-
Резервы	413	-	-
Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	414	625 810	575 416
Итого капитал, относимый на собственников материнской организации (сумма строк с 410 по 414)	420	725 810	675 416
Доля неконтролирующих собственников	421	-	-
Всего капитал (строка 420 +/- строка 421)	500	725 810	675 416
БАЛАНС (стр.300 + стр. 301 + стр.400 + стр.500)		4 178 014	3 387 740

ОТЧЁТ О ПРИБЫЛЯХ И УБЫТКАХ

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года

в тыс.тенге

Наименование показателей	Код строки	За отчетный период	За предыдущий период
Выручка	010	21 025 149	15 351 402
Себестоимость реализованных товаров и услуг	011	(20 964 126)	(14 909 893)
Валовая прибыль (стр. 010 - стр. 011)	012	61 023	441 509
Расходы по реализации	013	-	-
Административные расходы	014	(197 748)	(168 562)
Прочие расходы	015	(2)	(16)
Прочие доходы	016	50 542	7 251
Итого операционная прибыль (убыток) (+/- строки с 012 по 016)	020	(86 185)	280 182
Доходы по финансированию	021	156 528	117 229
Расходы по финансированию	022	-	-
Доля организации в прибыли (убытке) ассоциированных организаций и совместной деятельности, учитываемых по методу долевого участия	023	-	-
Прочие неоперационные доходы	024	-	-
Прочие неоперационные расходы	025	-	-
Прибыль (убыток) до налогообложения (+/- строки с 020 по 025)	100	70 343	397 411
Расходы по подоходному налогу	101	(14 114)	(79 967)
Прибыль (убыток) после налогообложения от продолжающейся деятельности (строка 100 - строка 101)	200	56 229	317 444
Прибыль (убыток) после налогообложения от прекращенной деятельности	201	-	-
Прибыль за год (строка 200 + строка 201) относимая на:	300	56 229	317 444
собственников материнской организации	301	56 229	317 444
долю неконтролирующих собственников	302	-	-
Прочая совокупная прибыль, всего (сумма строк с 410 по 420):	400	-	-
В том числе			
Переоценка основных средств	410	-	-
Переоценка финансовых активов, имеющих в наличии для продажи	411	-	-
Доля в прочей совокупной прибыли (убытке) ассоциированных организаций и совместной деятельности, учитываемых по методу долевого участия	412	-	-
Актуарные прибыли (убытки) по пенсионным обязательствам	413	-	-
Эффект изменения в ставке подоходного налога на отсроченный налог дочерних организаций	414	-	-
Хеджирование денежных потоков	415	-	-
Курсовая разница по инвестициям в зарубежные организации	416	-	-
Хеджирование чистых инвестиций в зарубежные операции	417	-	-
Прочие компоненты прочей совокупной прибыли	418	-	-
Корректировка при реклассификации в составе прибыли (убытка)	419	-	-
Налоговый эффект компонентов прочей совокупной прибыли	420	-	-

ОТЧЁТ О ПРИБЫЛЯХ И УБЫТКАХ

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года

в тыс.тенге

Наименование показателей	Код строки	За отчетный период	За предыдущий период
Общая совокупная прибыль (строка 300 + строка 400)	500	56 229	317 444
Общая совокупная прибыль, относимая на:		-	-
собственников материнской организации		56 229	317 444
доля неконтролирующих собственников		-	-
Прибыль на акцию:	600	-	-
в том числе:		-	-
Базовая прибыль на акцию:		-	-
от продолжающейся деятельности		-	-
Прочие краткосрочные обязательства		-	-
от прекращенной деятельности		-	-
Разводненная прибыль на акцию:		-	-
от продолжающейся деятельности		-	-
от прекращенной деятельности		-	-

ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года
в тыс.тенге

Наименование показателей	Код строки	За отчетный период	За предыдущий период
I. ДВИЖЕНИЕ ДЕНЕГ ОТ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ			
1. Поступление денежных средств, всего (сумма строк с 011 по 016), в том числе	010	23 128 422	17 080 108
реализация товаров и услуг	011	22 926 476	16 963 389
прочая выручка	012	77	-
авансы, полученные от покупателей, заказчиков	013	-	1
поступления по договорам страхования	014	-	-
полученные вознаграждения	015	132 253	103 383
прочие поступления	016	69 616	13 336
взаиморасчеты с филиалами	017	-	-
2. Выбытие денежных средств, всего (сумма строк с 021 по 027), в том числе	020	23 025 522	16 448 100
платежи поставщикам за товары и услуги	021	22 808 220	16 176 814
авансы выданные, поставщикам товаров и услуг	022	11 413	2 470
выплаты по оплате труда	023	90 380	75 541
выплаты вознаграждения	024	-	-
выплаты по договорам страхования	025	-	-
подоходный налог и другие платежи в бюджет	026	90 091	167 298
прочие выплаты	027	25 418	25 978
взаиморасчеты с филиалами	028	-	-
3. Чистая сумма денежных средств от операционной деятельности (стр.010 - стр.020)	030	102 900	632 008
II. ДВИЖЕНИЕ ДЕНЕГ ОТ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ			
1. Поступление денежных средств, всего (сумма строк с 041 по 051), в том числе:	040	-	951 000
реализация основных средств	041	-	-
реализация нематериальных активов	042	-	-
реализация других долгосрочных активов	043	-	-
реализация долевых инструментов других организаций (кроме дочерних) и долей участия в совместном предпринимательстве	044	-	-
реализация долговых инструментов других организаций	045	-	-
возмещение при потере контроля над дочерними организациями	046	-	-
реализация прочих финансовых активов	047	-	-
фьючерсные и форвардные контракты, опционы и свопы	048	-	-
полученные дивиденды	049	-	-
полученные вознаграждения	050	-	-
прочие поступления	051	-	951 000
2. Выбытие денежных средств, всего (сумма строк с 061 по 071), в том числе:	060	18 780	453 162
приобретение основных средств	061	18 317	-
приобретение нематериальных активов	062	463	162
приобретение других долгосрочных активов	063	-	-
приобретение долевых инструментов других организаций (кроме дочерних) и долей участия в совместном предпринимательстве	064	-	-
приобретение долговых инструментов других организаций	065	-	-
приобретение контроля над дочерними организациями	066	-	-
приобретение прочих финансовых активов	067	-	-
предоставление займов	068	-	-
фьючерсные и форвардные контракты, опционы и свопы	069	-	-
инвестиции в ассоциированные и дочерние организации	070	-	-
Прочие выплаты	071	-	453 000
3. Чистая сумма денежных средств от инвестиционной деятельности (стр.040 - стр.060)	080	(18 780)	497 838

ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года

в тыс.тенге

Наименование показателей	Код строки	За отчетный период	За предыдущий период
III. ДВИЖЕНИЕ ДЕНЕГ ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ			
1. Поступление денежных средств, всего (сумма строк с 091 по 094), в том числе:	090	-	-
эмиссия акций и других финансовых инструментов	091	-	-
получение займов	092	-	-
получение вознаграждения	093	-	-
прочие поступления	094	-	-
2. Выбытие денежных средств, всего (сумма строк с 101 по 105), в том числе:	100	-	-
погашение займов	101	-	-
выплата вознаграждения	102	-	-
выплата дивидендов	103	-	-
выплаты собственникам по акциям организации	104	-	-
Прочие выплаты	105	-	-
3. Чистая сумма денежных средств от финансовой деятельности (стр.090 - стр.100)	110	-	-
4. Влияние обменных курсов валют к тенге	120	(2)	(16)
5. Увеличение +/- уменьшение денежных средств (строка 030 +/- строка 080 +/- строка 110)	130	84 118	1 129 846
6. Денежные средства и их эквиваленты на начало отчетного периода	140	1 674 537	544 691
7. Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода	150	1 758 655	1 674 537

ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года

в тыс.тенге

Наименование показателей	Код строки	Капитал материнской организации					Доля неконтролирующих собственников	Итого капитал
		Уставный капитал	Эмиссионный доход	Выкупленные собственные долевые инструменты	Резервы	Нераспределенная прибыль		
Сальдо на 1 января предыдущего года	010	100 000	-	-	-	257 972	-	357 972
Изменение в учетной политике	011	-	-	-	-	-	-	-
Пересчитанное сальдо (строка 010 +/- строка 011)	100	100 000	-	-	-	257 972	-	357 972
Общая совокупная прибыль, всего (строка 210 + строка 220):	200	-	-	-	-	317 444	-	317 444
Прибыль (убыток) за год	210	-	-	-	-	317 444	-	317 444
Прочая совокупная прибыль, всего (сумма строк с 221 по 229):	220	-	-	-	-	-	-	-
Прирост от переоценки основных средств (за минусом налогового эффекта)	221	-	-	-	-	-	-	-
Перевод амортизации от переоценки основных средств (за минусом налогового эффекта)	222	-	-	-	-	-	-	-
Переоценка финансовых активов, имеющиеся в наличии для продажи (за минусом налогового эффекта)	223	-	-	-	-	-	-	-
Доля в прочей совокупной прибыли (убытке) ассоциированных организаций и совместной деятельности, учитываемых по методу долевого участия	224	-	-	-	-	-	-	-
Актуарные прибыли (убытки) по пенсионным обязательствам	225	-	-	-	-	-	-	-
Эффект изменения в ставке подоходного налога на отсроченный налог дочерних организаций	226	-	-	-	-	-	-	-
Хеджирование денежных потоков (за минусом налогового эффекта)	227	-	-	-	-	-	-	-
Курсовая разница по инвестициям в зарубежные организации	228	-	-	-	-	-	-	-
Хеджирование чистых инвестиций в зарубежные операции	229	-	-	-	-	-	-	-
Операции с собственниками, всего (сумма строк с 310 по 318)	300	-	-	-	-	-	-	-
Вознаграждения работников акциями:	310	-	-	-	-	-	-	-
Взносы собственников	311	-	-	-	-	-	-	-
Выпуск собственных долевых инструментов (акций)	312	-	-	-	-	-	-	-
Выпуск долевых инструментов, связанный с объединением бизнеса	313	-	-	-	-	-	-	-
Долевой компонент конвертируемых инструментов (за минусом налогового эффекта)	314	-	-	-	-	-	-	-
Выплата дивидендов	315	-	-	-	-	-	-	-
Прочие распределения в пользу собственников	316	-	-	-	-	-	-	-
Прочие операции с собственниками	317	-	-	-	-	-	-	-
Изменения в доле участия в дочерних организациях, не приводящей к потере контроля	318	-	-	-	-	-	-	-
Сальдо на конец предыдущего периода (строка 100+ строка 200 + строка 300)	400	100 000	-	-	-	575 416	-	675 416
Сальдо на начало отчетного периода	401	100 000	-	-	-	575 416	-	675 416
Изменение в учетной политике	402	-	-	-	-	(5 835)	-	(5 835)
Пересчитанное сальдо (строка 401 +/- строка 402)	500	100 000	-	-	-	569 581	-	669 581
Общая совокупная прибыль, всего (строка 610 + строка 620):	600	-	-	-	-	56 229	-	56 229
Прибыль (убыток) за год	610	-	-	-	-	56 229	-	56 229
Прочая совокупная прибыль, всего (сумма строк с 621 по 629)	620	-	-	-	-	-	-	-
Перевод амортизации от переоценки основных средств (за минусом налогового эффекта)	621	-	-	-	-	-	-	-
Перевод амортизации от переоценки основных средств (за минусом налогового эффекта)	622	-	-	-	-	-	-	-
Переоценка финансовых активов, имеющиеся в наличии для продажи (за минусом налогового эффекта)	623	-	-	-	-	-	-	-
Доля в прочей совокупной прибыли (убытке) ассоциированных организаций и совместной деятельности, учитываемых по методу долевого участия	624	-	-	-	-	-	-	-
Актуарные прибыли (убытки) по пенсионным обязательствам	625	-	-	-	-	-	-	-
Эффект изменения в ставке подоходного налога на отсроченный налог дочерних компаний	626	-	-	-	-	-	-	-
Хеджирование денежных потоков (за минусом налогового эффекта)	627	-	-	-	-	-	-	-
Курсовая разница по инвестициям в зарубежные организации	628	-	-	-	-	-	-	-
Хеджирование чистых инвестиций в зарубежные операции	629	-	-	-	-	-	-	-

ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года

в тыс.тенге

Наименование показателей	Код строки	Капитал материнской организации					Доля неконтролирующих собственников	Итого капитал
		Уставный капитал	Эмиссионный доход	Выкупленные собственные долевые инструменты	Резервы	Нераспределенная прибыль		
Операции с собственниками (сумма строк с 710 по 718)	700	-	-	-	-	-	-	-
Вознаграждения работников акциями	710	-	-	-	-	-	-	-
Взносы собственников	711	-	-	-	-	-	-	-
Выпуск собственных долевых инструментов (акций)	712	-	-	-	-	-	-	-
Выпуск долевых инструментов, связанный с объединением бизнеса	713	-	-	-	-	-	-	-
Долевой компонент конвертируемых инструментов (за минусом налогового эффекта)	714	-	-	-	-	-	-	-
Выплата дивидендов	715	-	-	-	-	-	-	-
Прочие распределения в пользу собственников	716	-	-	-	-	-	-	-
Прочие операции с собственниками	717	-	-	-	-	-	-	-
Изменения в доле участия в дочерних организациях, не приводящей к потере контроля	718	-	-	-	-	-	-	-
Сальдо на 31 декабря отчетного года (строка 500 + строка 600 + строка 700)	800	100 000	-	-	-	625 810	-	725 810

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Товарищество с ограниченной ответственностью «Расчётно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии» (далее – «Компания» или «РФЦ») было образовано 27 августа 2013 года в соответствии с законом Республики Казахстан от 4 июля 2013 года № 128-V «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам поддержки использования возобновляемых источников энергии» (далее – «Закон о возобновляемых источниках энергии»), а также в соответствии с решением Совета директоров АО «Казахстанская Компания по Управлению Электрическими Сетями» от 12 августа 2013 года.

На 31 декабря 2018 года АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» (далее – «KEGOC») является единственным учредителем Компании. Правительство Республики Казахстан в лице АО «Фонд Национального Благосостояния «Самрук-Казына» (далее – «Самрук-Казына») владеет 90% долей в KEGOC, соответственно все дочерние организации Самрук-Казына рассматриваются, как связанные стороны Компании.

Основным видом деятельности Компании, в соответствии с законом Республики Казахстан «О поддержке возобновляемых источников энергии» от 4 июля 2009 года № 165-IV является осуществление централизованной покупки и продажи электрической энергии, произведённой объектами по использованию возобновляемых источников энергии и поставленной в электрические сети единой электроэнергетической системы Республики Казахстан.

Головной офис Компании расположен по адресу: Республика Казахстан, 010000, г. Астана, пр. Тәуелсіздік, 59.

Прилагаемые формы финансовой отчётности (далее – «финансовая отчётность») были утверждены к выпуску Генеральным директором и Главным бухгалтером Компании 28 февраля 2019 года.

2. ОСНОВЫ ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

Финансовая отчетность Компании подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (далее «МСФО») в редакции утвержденной Советом по Международным стандартам финансовой отчетности (далее «Совет по МСФО»).

Данная финансовая отчётность была подготовлена в соответствии с принципом оценки по первоначальной стоимости. Финансовая отчётность представлена в тенге, а все суммы округлены до целых тысяч, кроме случаев, где указано иное.

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ

Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям

Компания впервые применила некоторые новые стандарты и поправки к действующим стандартам, которые вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся 1 января 2018 года или после этой даты. Компания не применяла досрочно стандарты, разъяснения или поправки, которые были выпущены, но не вступили в силу.

МСФО (IFRS) 15 «Выручка по договорам с покупателями»

МСФО (IFRS) 15 заменяет МСФО (IAS) 11 «Договоры на строительство», МСФО (IAS) 18 «Выручка» и соответствующие разъяснения и, за некоторыми исключениями, применяется в отношении всех статей выручки, возникающей в связи с договорами с покупателями. Для учёта выручки, возникающей в связи с договорами с покупателями, МСФО (IFRS) 15 предусматривает модель, включающую пять этапов, и требует признания выручки в сумме, отражающей возмещение, право на которое организация ожидает получить в обмен на передачу товаров или услуг покупателю.

МСФО (IFRS) 15 требует, чтобы организации применяли суждение и учитывали все уместные факты и обстоятельства при применении каждого этапа модели в отношении договоров с покупателями.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям (продолжение)

МСФО (IFRS) 15 «Выручка по договорам с покупателями» (продолжение)

Стандарт также содержит требования к учёту дополнительных затрат на заключение договора и затрат, непосредственно связанных с выполнением договора. Кроме того, стандарт требует раскрытия большого объема информации.

Компания применила МСФО (IFRS) 15 с 1 января 2018 года с использованием модифицированного ретроспективного метода применения. Согласно данному методу перехода стандарт может применяться либо ко всем договорам на дату его первоначального применения, либо только к тем договорам, которые не являются выполненными на эту дату. Компания приняла решение применять стандарт только к тем договорам, которые не являются выполненными на 1 января 2018 года.

Суммарный эффект от первоначального применения МСФО (IFRS) 15 признается на дату первоначального применения в качестве корректировки остатка нераспределенной прибыли на начало периода. Следовательно, сравнительная информация не пересчитывалась и по-прежнему представлялась в соответствии с МСФО (IAS) 11, МСФО (IAS) 18 и соответствующими разъяснениями.

Деятельность РФЦ по продаже электрической энергии вытекает из положений закона Республики Казахстан «О поддержке использования ВИЭ», при этом договора РФЦ являются типовыми и закрепляют только обязанности по ежемесячному выставлению счетов-фактур и проведению ежеквартальных сверок взаиморасчетов. Расчёт тарифа базируется на затратах на поддержку использования возобновляемых источников энергии – затраты на покупку электрической энергии, произведенной объектами по использованию ВИЭ, затраты на услуги по организации

балансирования производства-потребления электрической энергии, затраты на формирование резервного фонда и затраты, связанные с осуществлением деятельности РФЦ. Тариф на поддержку возобновляемых источников энергии подлежит корректировке в зависимости от изменения расчётных данных, в порядке, установленном Правилами ценообразования на общественно значимых рынках, утверждённых Министром национальной экономики Республики Казахстан от 1 февраля 2017 года № 36 (зарегистрированный в реестре государственной регистрации нормативных правовых актов № 109751). При этом, выручка по данным договорам признается в размере, соответствующем фактически реализованному объему электрической энергии. У РФЦ не возникает отношений принципал-агент, так как при заключении договоров на покупку-продажу электрической энергии все риски и выгоды переходят от продавца электрической энергии к РФЦ и от РФЦ к конечному потребителю. Переход к отражению выручки в соответствии с МСФО 15 не вызвал изменений в учёте РФЦ.

МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты»

МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты» заменяет МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка» и действует в отношении годовых отчётных периодов, начинающихся 1 января 2018 года или после этой даты. МСФО (IFRS) 9 объединяет вместе три аспекта учёта финансовых инструментов: классификация и оценка, обесценение и учёт хеджирования.

Компания применила МСФО (IFRS) 9 ретроспективно с признанием суммарного влияния первоначального применения настоящего стандарта в качестве корректировки остатка нераспределенной прибыли на начало годового отчётного периода, который включает дату первоначального применения.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Ниже представлено влияние применения МСФО (IFRS) 9 по состоянию на 1 января 2018 года:

<i>В тысячах тенге</i>	Корректировка
Активы	
Оборотные активы	
Торговая дебиторская задолженность	(3 311)
Прочие текущие активы	(20)
Денежные средства и их эквиваленты	(2 504)
Итого активов	(5 835)
Капитал и обязательства	
Капитал	
Нераспределённая прибыль	(5 835)
Итого активов	(5 835)

Применение МСФО (IFRS) 9 коренным образом изменило учёт Компании в отношении убытков от обесценения финансовых активов, заменив метод понесенных убытков согласно МСФО (IAS) 39 методом ожидаемых кредитных убытков.

Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям (продолжение)

МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты»

МСФО (IFRS) 9 требует признания в учёте ожидаемых кредитных убытков по всем финансовым активам, не учитываемым по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

Ожидаемые кредитные убытки рассчитываются как разница между потоками денежных средств, подлежащими оплате в соответствии с договором, и все денежными потоками, которые Компания ожидает получить. Затем полученные результаты дисконтируются по эффективной процентной ставке актива.

Для торговой дебиторской задолженности, долгосрочной дебиторской задолженности и прочих текущих активов Компания применяет упрощенный подход и рассчитывает ожидаемые кредитные потери за весь срок.

Компания осуществила расчёт ожидаемых кредитных потерь на основе средних коэффициентов просрочки торговой и прочей дебиторской задолженности по историческим данным Компании. Для прочих финансовых активов, денежных средств, ограниченных в использовании, денежных средств и их эквивалентов, ожидаемые кредитные убытки рассчитываются на период 12 месяцев. 12-месячные ожидаемые кредитные убытки – это часть ожидаемых кредитных убытков за весь срок, которые могут быть понесены в течение 12 месяцев после отчётной даты. Однако, значительное увеличение кредитного риска после признания актива, приведет к применению ожидаемых кредитных убытков на весь срок.

Компания признает финансовый актив дефолтным, когда платеж просрочен на 90 дней. Однако, в некоторых случаях Компания может также рассматривать финансовый актив как дефолтный, когда внутренняя или внешняя информация указывает на то, что Компания вряд ли получит непогашенные договорные суммы в полном объеме.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Компания считает, что по финансовому активу произошел дефолт, если платежи по договору просрочены на 90 дней. Однако в определенных случаях Компания также может прийти к заключению, что по финансовому активу произошел дефолт, если внутренняя или внешняя информация указывает на то, что маловероятно, что Компания получит всю сумму оставшихся выплат, предусмотренных по договору, без учёта механизмов повышения кредитного качества, удерживаемых Компанией.

Применение требований МСФО 9 в отношении ожидаемых кредитных убытков не оказало существенного влияния на отчёт о финансовом положении по состоянию на 1 января 2018 года.

В 2018 году также были впервые применены некоторые другие поправки к стандартам и разъяснения, которые не оказали влияния на финансовую отчётность Компании, такие как:

- Разъяснение КРМФО (IFRIC) 22 «Операции в иностранной валюте и предварительная оплата»;
- Поправки к МСФО (IAS) 40 «Переводы инвестиционной недвижимости из категории в категорию»;
- Поправки к МСФО (IFRS) 2 «Классификация и оценка операций по выплатам на основе акций»;
- Поправки к МСФО (IFRS) 4 «Применение МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты» вместе с МСФО (IFRS) 4 «Договоры страхования»;
- МСФО (IAS) 28 «Инвестиции в ассоциированные организации и совместные предприятия» – разъяснение того, что решение оценивать объекты инвестиции по справедливой стоимости через прибыль или убыток должно приниматься отдельно для каждой инвестиции;

МСФО (IFRS) 1 «Первое применение Международных стандартов финансовой отчётности» – удаление краткосрочных освобождений для организаций, впервые применяющих МСФО.

Ниже приводятся стандарты и разъяснения, которые были выпущены, но еще не вступили в силу на дату выпуска финансовой отчётности Компании. Компания намерена применить эти стандарты с даты их вступления в силу.

МСФО (IFRS) 16 «Аренда»

МСФО (IFRS) 16 был выпущен в январе 2016 года и заменяет собой МСФО (IAS) 17 «Аренда», Разъяснение КРМФО (IFRIC) 4 «Определение наличия в соглашении признаков аренды», Разъяснение ПКР (SIC) 15 «Операционная аренда – стимулы» и Разъяснение ПКР (SIC) 27 «Определение сущности операций, имеющих юридическую форму аренды». МСФО (IFRS) 16 устанавливает принципы признания, оценки, представления и раскрытия информации об аренде и требует, чтобы арендаторы отражали все договоры аренды с использованием единой модели учёта в балансе, аналогично порядку учёта, предусмотренному в МСФО (IAS) 17 для финансовой аренды. Стандарт предусматривает два освобождения от признания для арендаторов – в отношении аренды активов с низкой стоимостью (например, персональных компьютеров) и краткосрочной аренды (т.е. аренды со сроком не более 12 месяцев). На дату начала аренды арендатор будет признавать обязательство в отношении арендных платежей (т.е. обязательство по аренде), а также актив, представляющий право пользования базовым активом в течение срока аренды (т.е. актив в форме права пользования).

Арендаторы будут обязаны признавать процентный расход по обязательству по аренде отдельно от расходов по амортизации актива в форме права пользования. Арендаторы также должны будут переоценивать обязательство по аренде при наступлении определенного события (например, изменении сроков аренды, изменении будущих арендных платежей в результате изменения индекса или ставки, используемых для определения таких платежей). В большинстве случаев арендатор будет учитывать суммы переоценки обязательства по аренде в качестве корректировки актива в форме права пользования.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Применение требований по отражению ожидаемых кредитных убытков по МСФО 9 привело к увеличению резервов под обесценение финансовых активов Компании. Увеличение резерва привело к корректировке нераспределенной прибыли.

В отчёте об изменениях в капитале было отражено влияние МСФО 9 на нераспределенную прибыль по состоянию на 1 января 2018 года в размере 5.835 тысяч тенге.

(а) Классификация и оценка

Согласно МСФО 9 Компания первоначально оценивает финансовые активы по справедливой стоимости, увеличенной в случае финансовых активов, оцениваемых не по справедливой стоимости через прибыль или убыток, на сумму затрат по сделке.

Согласно МСФО 9 долговые финансовые инструменты впоследствии оцениваются по справедливой стоимости через прибыль или убыток (ССЧПУ), по амортизированной стоимости или по справедливой стоимости через прочий совокупный доход (ССЧПСД). Классификация зависит от двух критериев: бизнес-модели, используемой Компанией для управления финансовыми активами; и того, являются ли предусмотренные договором денежные потоки по финансовым инструментам «исключительно платежами в счёт основной суммы долга и процентов на непогашенную часть основной суммы долга».

Согласно новым требованиям Компания классифицирует и оценивает долговые финансовые активы следующим образом:

Долговые инструменты оцениваются по амортизированной стоимости, если финансовые активы удерживаются в рамках бизнес-модели, целью которой является удержание финансовых активов для получения предусмотренных договором денежных потоков, которые являются исключительно платежами в счёт основной суммы долга и процентов на непогашенную часть основной суммы долга. Компания включает в данную категорию торговую и прочую дебиторскую задолженность и банковские вклады.

У Компании отсутствуют финансовые активы, учитываемые по ССЧПСД.

(б) Обесценение

Применение МСФО 9 радикально изменило порядок учёта, используемый Компанией в отношении убытков от обесценения по финансовым активам. Метод, используемый в МСБУ 39 и основанный на понесенных убытках, был заменен на модель прогнозных ожидаемых кредитных убытков (ОКУ).

МСФО 9 требует, чтобы Компания отражала оценочный резерв под ожидаемые кредитные убытки по всем долговым финансовым активам, которые не оцениваются по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

Ожидаемые кредитные убытки рассчитываются как разница между денежными потоками, причитающимися организации в соответствии с договором, и всеми денежными потоками, которые Компания ожидает получить. Недополучение затем дисконтируется по ставке, примерно равной первоначальной эффективной процентной ставке по данному активу.

В отношении активов по договору и торговой и прочей дебиторской задолженности Компания применила упрощенный подход, предусмотренный стандартом, и рассчитала ожидаемые кредитные убытки за весь срок. Компания использовала матрицу оценочных резервов, опираясь на свой прошлый опыт возникновения кредитных убытков, скорректированных с учётом факторов, специфичных для заемщиков и общих экономических условий.

В случае других долговых финансовых активов (банковских вкладов) ожидаемые кредитные убытки рассчитываются за двенадцать месяцев. Двенадцатимесячные ожидаемые кредитные убытки – это часть ожидаемых кредитных убытков за весь срок, представляющая собой ожидаемые кредитные убытки, которые возникают вследствие дефолтов по финансовому инструменту, возможных в течение 12 месяцев после отчётной даты. Однако в случае значительного увеличения кредитного риска по финансовому инструменту с момента первоначального признания оценочный резерв под убытки оценивается в сумме, равной ожидаемым кредитным убыткам за весь срок.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Порядок учёта для арендодателя в соответствии с МСФО (IFRS) 16 практически не изменяется по сравнению с действующими в настоящий момент требованиями МСФО (IAS) 17. Арендодатели будут продолжать классифицировать аренду, используя те же принципы классификации, что и в МСФО (IAS) 17, выделяя при этом два вида аренды: операционную и финансовую.

МСФО (IFRS) 16, вступающий в силу в отношении годовых периодов, начинающихся 1 января 2019 года или после этой даты, требует от арендодателей и арендаторов раскрытия большего объема информации по сравнению с МСФО (IAS) 17.

Компания планирует применить МСФО (IFRS) 16 модифицированный ретроспективный подход в отношении договоров аренды, действующих на дату первоначального применения стандарта.

Компания приняла решение использовать освобождения, предусмотренные стандартом в отношении договоров аренды, срок аренды по которым на дату первоначального применения составляет не более 12 месяцев, а также договоров аренды, базовый актив по которым имеет низкую стоимость.

В 2018 году Компания осуществила анализ влияния МСФО (IFRS) 16, по результатам которого Компания не ожидает существенного влияния на финансовую отчетность.

Компания также не применяла досрочно стандарты, разъяснения или поправки, которые были выпущены, но еще не вступили в силу:

- МСФО (IFRS) 17 «Договоры страхования»;
- Разъяснение КРМФО (IFRIC) 23 «Неопределенность в отношении правил исчисления налога на прибыль»;
- Поправки к МСФО (IFRS) 9 «Условия о досрочном погашении с потенциальным отрицательным возмещением»;

- Поправки к МСФО (IFRS) 10 и МСФО (IAS) 28 «Продажа или взнос активов в сделках между инвестором и его ассоциированной организацией или совместным предприятием»;

- Поправки к МСФО (IAS) 19 «Внесение изменений в программу, сокращение программы или погашение обязательств по программе»;

- Поправки к МСФО (IAS) 28 «Долгосрочные вложения в ассоциированные организации и совместные предприятия»

Классификация активов и обязательств на текущие и долгосрочные

В отчёте о финансовом положении Компания представляет активы и обязательства на основе их классификации на текущие и долгосрочные. Актив является оборотным, если:

- его предполагается реализовать или он предназначен для продажи или потребления в рамках обычного операционного цикла;

- он предназначен в основном для целей торговли;

- его предполагается реализовать в течение 12 (двенадцати) месяцев после окончания отчётного периода; или

- он представляет собой денежные средства или их эквиваленты, за исключением случаев наличия ограничений на его обмен или использование для погашения обязательств в течение как минимум 12 (двенадцати) месяцев после окончания отчётного периода.

Все прочие активы классифицируются в качестве внеоборотных. Обязательство является текущим, если:

- его предполагается погасить в рамках обычного операционного цикла;

- оно удерживается в основном для целей торговли;

- оно подлежит погашению в течение 12 (двенадцати) месяцев после окончания отчётного периода; или

- у компании отсутствует безусловное право отсрочить погашение обязательства в течении как минимум 12 (двенадцати) месяцев после окончания отчётного периода.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Компания классифицирует все прочие обязательства в качестве долгосрочных.

Отложенные налоговые активы и обязательства классифицируются как долгосрочные активы и обязательства.

Оценка справедливой стоимости

Компания оценивает такие финансовые инструменты, как финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, по справедливой стоимости на каждую отчетную дату, и нефинансовые активы, по справедливой стоимости, когда их справедливая стоимость значительно отличается от их остаточной стоимости. Справедливая стоимость является ценой, которая была бы получена за продажу актива или выплачена за передачу обязательства в рамках сделки, совершаемой в обычном порядке между участниками рынка на дату оценки. Оценка справедливой стоимости предполагает, что сделка по продаже актива или передаче обязательства происходит:

- либо на основном рынке для данного актива или обязательства; или
- либо, в условиях отсутствия основного рынка, на наиболее благоприятном рынке для данного актива или обязательства.

У Компании должен быть доступ к основному или наиболее благоприятному рынку. Справедливая стоимость актива или обязательства оценивается с использованием допущений, которые использовались бы участниками рынка при определении цены актива или обязательства, при этом предполагается, что участники рынка действуют в своих лучших интересах.

Оценка справедливой стоимости нефинансового актива учитывает возможность участника рынка генерировать экономические выгоды либо посредством использования актива наилучшим и наиболее эффективным образом либо в результате его продажи другому участнику рынка, который будет использовать данный актив наилучшим и наиболее эффективным образом.

Компания использует такие методики оценки, которые являются приемлемыми в сложившихся обстоятельствах и для которых доступны данные, достаточные для оценки справедливой стоимости, при этом максимально используя уместные наблюдаемые исходные данные и минимально используя ненаблюдаемые исходные данные.

Все активы и обязательства, справедливая стоимость которых оценивается или раскрывается в финансовой отчетности, классифицируются в рамках описанной ниже иерархии источников справедливой стоимости на основе исходных данных самого низкого уровня, которые являются существенными для оценки справедливой стоимости в целом:

- Уровень 1 – рыночные котировки цен на активном рынке по идентичным активам или обязательствам (без каких-либо корректировок).
- Уровень 2 – модели оценки, в которых существенные для оценки справедливой стоимости исходные данные, относящиеся к наиболее низкому уровню иерархии, являются прямо или косвенно наблюдаемыми на рынке.
- Уровень 3 – модели оценки, в которых существенные для оценки справедливой стоимости исходные данные, относящиеся к наиболее низкому уровню иерархии, не являются наблюдаемыми на рынке.

В случае активов и обязательств, которые переоцениваются в финансовой отчетности на периодической основе, Компания определяет необходимость их перевода между уровнями источников иерархии, повторно анализируя классификацию (на основании исходных данных самого низкого уровня, которые являются существенными для оценки справедливой стоимости в целом) на конец каждого отчетного периода.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Операции в иностранной валюте

Финансовая отчётность Компании представлена в тенге. Тенге также является функциональной валютой материнской компании. Операции в иностранной валюте первоначально учитываются Компанией в её функциональной валюте по спот-курсу, действующему на дату, когда операция удовлетворяет критериям признания. В течение 2018 и 2017 годов все операции Компании осуществлялись в тенге.

Обменные курсы иностранных валют представлены следующим образом:

<i>Обменный курс на конец периода (к тенге)</i>	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
1 доллар США		
Торговая дебиторская задолженность	384,20	332,33
1 евро	439,37	398,23
1 российский рубль	5,52	5,77

<i>Средний обменный курс за год (к тенге)</i>	2018 года	2017 года
1 доллар США		
Торговая дебиторская задолженность	344,90	326,08
1 евро	406,77	368,52
1 российский рубль	5,50	5,59

Основные средства

Основные средства учитываются по первоначальной стоимости за вычетом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения в случае их наличия. Такая стоимость включает стоимость замены частей основных средств и затраты по займам в случае долгосрочных строительных проектов, если выполняются критерии их капитализации. При необходимости замены значительных компонентов основных средств через определённые промежутки времени Компания признает подобные компоненты в качестве отдельных активов с соответствующими им индивидуальными сроками полезного использования и амортизирует их соответствующим образом. Аналогичным образом, при проведении основного технического осмотра, затраты, связанные с ним, признаются в балансовой стоимости основных средств как замена оборудования, если выполняются все критерии признания.

Все прочие затраты на ремонт и техническое обслуживание признаются в составе прибыли или убытка в момент их понесения.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Амортизация рассчитывается линейным методом в течение оценочного срока полезного использования активов следующим образом:

Здания	60 лет
Сооружения	30 лет
Машины и оборудование	7-11 лет
Прочие	2-30 лет

Земля не подлежит амортизации.

Сроки полезного использования и ликвидационная стоимость основных средств анализируются в конце каждого годового отчётного периода и при необходимости корректируются. В случае если ожидания отличаются от предыдущих ожиданий, изменения учитываются как изменения в бухгалтерской оценке в соответствии с МСФО (IAS) 8 «Учётная политика, изменения в бухгалтерских оценках и ошибки». Данная бухгалтерская оценка может оказать существенное влияние на остаточную стоимость основных средств и на сумму износа основных средств, признаваемого в отчёте о совокупном доходе.

Признание объекта основных средств прекращается при его выбытии или тогда, когда более не ожидается получение будущих экономических выгод от его использования или выбытия. Любые доходы или убытки, возникающие при прекращении признания актива (рассчитанные как разница между чистыми поступлениями от выбытия и балансовой стоимостью актива) включаются в состав прибыли или убытка в том отчётном году, когда прекращено признание актива.

Нематериальные активы

Нематериальные активы при первоначальном признании оцениваются по первоначальной стоимости. После первоначального признания нематериальные активы учитываются по первоначальной стоимости за вычетом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения.

Нематериальные активы, произведённые внутри компании, за исключением капитализированных затрат на разработку продуктов, не капитализируются, и соответствующий расход отражается в прибылях и убытках в отчётный период, в котором он возник.

Нематериальные активы Компании включают, главным образом, компьютерное программное обеспечение и лицензии. Нематериальные активы амортизируются линейным методом в течение оценочного срока полезного использования активов от 3 до 30 лет.

Обесценение нефинансовых активов

На каждую отчётную дату Компания определяет, имеются ли признаки возможного обесценения актива. Если такие признаки имеют место, или если требуется проведение ежегодной проверки актива на обесценение. Компания производит оценку возмещаемой стоимости актива. Возмещаемая стоимость актива или подразделения, генерирующего денежные потоки (ПГДП) – это наибольшая из следующих величин: справедливая стоимость актива (ПГДП), за вычетом затрат на продажу, и ценность от использования актива (ПГДП). Возмещаемая стоимость определяется для отдельного актива, за исключением случаев, когда актив генерирует притоки денежных средств, которые, в основном, независимы от притоков, генерируемых другими активами или группами активов.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Если балансовая стоимость актива или подразделения, генерирующего денежные потоки, превышает его возмещаемую стоимость, актив считается обесцененным и списывается до возмещаемой стоимости.

При оценке ценности от использования будущие денежные потоки дисконтируются по ставке дисконтирования до налогообложения, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие активу. При определении справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу применяется соответствующая модель оценки. Эти расчёты подтверждаются оценочными коэффициентами, котировками цен свободно обращающихся на рынке акций или прочими доступными показателями справедливой стоимости.

Компания определяет сумму обесценения, исходя из ценности от использования, которая подготавливается отдельно для каждого ПГДП Компании, к которому относятся отдельные активы. Эти планы и прогнозные расчёты, как правило, составляются на 5 (пять) лет. Для более длительных периодов рассчитываются долгосрочные темпы роста, которые применяются в отношении прогнозируемых будущих денежных потоков после пятого года.

Финансовые инструменты – первоначальное признание и последующая оценка

Финансовые активы

Первоначальное признание и оценка

Финансовые активы Компании включают денежные средства и их эквиваленты, краткосрочные и долгосрочные депозиты, денежные средства, ограниченные в использовании, прочие финансовые активы, торговую и прочую дебиторскую задолженность, котируемые и не котируемые финансовые инструменты.

Финансовые активы при первоначальном признании классифицируются соответственно, как финансовые активы, учитываемые по амортизированной стоимости; финансовые активы, учитываемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток; финансовые активы, учитываемые по справедливой стоимости через прочий совокупный доход.

Финансовый актив учитывается по амортизированной стоимости, если соблюдены два критерия:

1) целью бизнес-модели является удерживание финансового актива для получения всех договорных денежных потоков; и

2) договорные потоки денег представлены только платежами по процентному вознаграждению и основному долгу. Вознаграждение представляет собой плату за временную стоимость денег и кредитный риск, связанный с основным долгом к погашению в определенный период времени.

Если хотя бы один из вышеуказанных критериев не соблюден, финансовый актив измеряется по справедливой стоимости.

Финансовые активы Компании, не учитываемые по амортизированной стоимости, учитываются по справедливой стоимости.

Финансовый актив учитывается по справедливой стоимости через прочий совокупный доход, если соблюдены два критерия:

1) целью бизнес-модели является удерживание финансового актива как для получения всех договорных денежных потоков, так и путем продажи финансового актива; и

2) договорные потоки денег представлены только платежами по процентному вознаграждению и основному долгу. Вознаграждение представляет собой плату за временную стоимость денег и кредитный риск, связанный с основным долгом к погашению в определенный период времени.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Группа учитывает финансовые активы по справедливой стоимости через прибыль или убыток, за исключением случаев, когда они отражаются по амортизированной стоимости или по справедливой стоимости через прочий совокупный доход.

Последующая оценка

В последующем финансовые активы оцениваются по амортизированной или по справедливой стоимости через прочий совокупный доход или через прибыль или убыток, основываясь на бизнес-модели Компании по управлению финансовыми активами. Бизнес-модель определяется руководством Компании.

Прекращение признания

Финансовый актив (или, где применимо – часть финансового актива или часть группы аналогичных финансовых активов) прекращает признаваться на балансе, если:

- срок действия прав на получение денежных потоков от актива истёк;
- Компания передала свои права на получение денежных потоков от актива либо взяла на себя обязательство по выплате третьей стороне получаемых денежных потоков в полном объёме и без существенной задержки по «транзитному» соглашению; и либо (а) Компания передала практически все риски и выгоды от актива; либо (б) Компания не передала, но и не сохраняет за собой, практически все риски и выгоды от актива, но передала контроль над данным активом.

Если Компания передала все свои права на получение денежных потоков от актива, либо заключила транзитное соглашение, она оценивает, сохранила ли она риски и выгоды, связанные с правом собственности, и если да, то в каком объёме. Если Компания не передала, но и не сохранила за собой практически все риски и выгоды от актива, а также не передала контроль над активом,

новый актив признаётся в той степени, в которой Компания продолжает своё участие в переданном активе.

В этом случае Компания также признаёт соответствующее обязательство. Переданный актив и соответствующее обязательство оцениваются на основе, которая отражает права и обязательства, сохранённые Компанией.

Продолжающееся участие, которое принимает форму гарантии по переданному активу, признаётся по наименьшей из следующих величин: первоначальной балансовой стоимости актива или максимальной суммы, выплата которой может быть потребована от Компании.

Признание ожидаемых кредитных убытков

Компания признает оценочный резерв под ожидаемые кредитные убытки по финансовым активам, оцениваемым по амортизированной стоимости и по справедливой стоимости через прочий совокупный доход в сумме, равной ожидаемым кредитным убыткам за весь срок, если кредитный убыток с момента первоначального признания значительно увеличился. Компания не уменьшает балансовую стоимость финансового актива, оцениваемого по справедливой стоимости через прочий совокупный доход, а признает оценочный резерв в составе прочего совокупного дохода.

При определении того, нет ли значительного увеличения кредитного риска по финансовому активу с момента его первоначального признания, Компания ориентируется на изменения риска наступления дефолта на протяжении срока действия кредитного инструмента, а не на изменения суммы ожидаемых кредитных убытков.

Если условия предусмотренных договором денежных потоков по финансовому активу были пересмотрены или модифицированы и признание финансового актива не было прекращено, Компания оценивает, изменился ли значительно кредитный риск по финансовому инструменту, путем сравнения:

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

1) оценки риска наступления дефолта по состоянию на отчётную дату (на основании модифицированных договорных условий);

2) оценки риска наступления дефолта при первоначальном признании (на основе первоначальных немодифицированных договорных условий).

Если значительное увеличение кредитного риска отсутствует, Компания признает оценочный резерв под убытки по финансовому активу в сумме, равной 12-месячным ожидаемым кредитным убыткам, за исключением:

1) приобретенных или созданных кредитно-обесцененных финансовых активов;

2) торговой дебиторской задолженности или активов по договору, возникающих вследствие операций, относящихся к сфере применения МСФО (IFRS) 15 «Выручка по договорам с покупателями»; и

3) дебиторской задолженности по аренде.

По финансовым активам, указанным в пункте (1)-(3), Компания оценивает резерв под убытки в сумме ожидаемых кредитных убытков за весь срок.

Если в предыдущем отчётном периоде Компания оценила оценочный резерв под убытки по финансовому инструменту в сумме, равной ожидаемым кредитным убыткам за весь срок, но по состоянию на текущую отчётную дату определяет, что значительное увеличение кредитного риска отсутствует, то на текущую отчётную дату Компания должна оценить оценочный резерв в сумме, равной 12-месячным ожидаемым кредитным убыткам.

Компания признает в качестве прибыли или убытка от обесценения сумму, необходимую для корректировки оценочного резерва под убытки до суммы ожидаемых кредитных убытков по состоянию на отчётную дату.

По приобретенным или созданным кредитно-обесцененным финансовым активам Компания признает благоприятные изменения ожидаемых кредитных убытков за весь срок в качестве восстановления убытка от обесценения, даже если ожидаемые кредитные убытки за весь срок меньше величины ожидаемых кредитных убытков, которые были включены в расчётные денежные потоки при первоначальном признании.

Оценка ожидаемых кредитных убытков

Компания оценивает ожидаемые кредитные убытки по финансовому инструменту способом, который отражает:

1) непредвзятую и взвешенную с учётом вероятности сумму, определенную путем оценки диапазона возможных результатов;

2) временную стоимость денег;

3) обоснованную и подтверждаемую информацию о прошлых событиях, текущих условиях и прогнозируемых будущих экономических условиях, доступных на отчётную дату.

Максимальный период, рассматриваемый при оценке ожидаемых кредитных убытков – это максимальный период по договору (с учётом опционов на продление), на протяжении которого Компания подвержена кредитному риску.

По финансовым инструментам, включающим как займ, так и неиспользованный компонент обязательства по предоставлению займов, предусмотренная договором возможность Компании требовать погашения займа и аннулировать неиспользованный компонент обязательства по предоставлению займов не ограничивает подверженность Компании риску кредитных убытков договорным сроком подачи уведомления. По таким финансовым инструментам Компания оценивает кредитные убытки за весь период подверженности кредитному риску, и ожидаемые кредитные убытки не будут уменьшаться в результате деятельности Компании по управлению кредитными рисками, даже если такой период превосходит максимальный период по договору.

Для достижения цели признания ожидаемых кредитных убытков за весь срок, обусловленных значительным увеличением кредитного риска с момента перво-начального признания, может понадобиться оценка значительного увеличения кредитного риска на групповой основе, например, посредством анализа информации, указывающей на значительное увеличение кредитного риска по группе или подгруппе финансовых инструментов.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Это гарантирует достижение Компанией цели признания ожидаемых кредитных убытков за весь срок в случае значительного увеличения кредитного риска, даже если подтверждение такого значительного увеличения кредитного риска на уровне отдельного инструмента еще недоступно.

Финансовые обязательства

Первоначальное признание и оценка

Финансовые обязательства при первоначальном признании классифицируются соответственно как финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, кредиты и заимствования, или производные инструменты, определённые в качестве инструментов хеджирования при эффективном хеджировании.

Финансовые обязательства первоначально признаются по справедливой стоимости, за вычетом в случае займов, кредитов и кредиторской задолженности непосредственно связанных с ними затрат по сделке.

Финансовые обязательства Компании включают торговую и прочую кредиторскую задолженность.

Последующая оценка

Последующая оценка финансовых обязательств зависит от их классификации следующим образом:

Торговая и прочая кредиторская задолженность

Торговая и прочая кредиторская задолженность первоначально отражается по справедливой стоимости, и в последующем оценивается по амортизированной стоимости с использованием эффективной процентной ставки.

Прекращение признания

Признание финансового обязательства прекращается, если обязательство погашено, аннулировано, или срок его действия истёк.

Если имеющееся финансовое обязательство заменяется другим обязательством перед тем же кредитором, на существенно отличающихся условиях, или если условия имеющегося обязательства значительно изменены, такая замена или изменения учитываются как прекращение признания первоначального обязательства и начало признания нового обязательства, а разница в их балансовой стоимости признаётся в консолидированном отчёте о совокупном доходе.

Запасы

Запасы учитываются по методу ФИФО.

Запасы оцениваются по наименьшей из двух величин: стоимости приобретения и чистой стоимости реализации.

Чистая стоимость реализации определяется как предполагаемая цена продажи в ходе обычной деятельности, за вычетом предполагаемых расходов на завершение производства и оцененных затрат на продажу.

Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства в отчёте о финансовом положении включают денежные средства в банках.

Для целей отчёта о движении денежных средств денежные средства и их эквиваленты состоят из денежных средств согласно определению выше.

Резервы

Резервы признаются, если Компания имеет текущее обязательство (юридическое или вытекающее из практики), возникшее в результате прошлого события, отток экономических выгод, который потребует для погашения этого обязательства, является вероятным, и может быть получена надёжная оценка суммы такого обязательства. Если Компания предполагает получить возмещение некоторой части или всех резервов, например, по договору страхования, возмещение признаётся как отдельный актив, но только в том случае, когда получение возмещения не подлежит сомнению. Расход, относящийся к резерву, отражается в отчёте о совокупном доходе за вычетом возмещения.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Признание выручки

Выручка признаётся в том случае, если получение экономических выгод Компанией оценивается как вероятное, и если выручка может быть надёжно оценена, вне зависимости от времени осуществления платежа. Выручка оценивается по справедливой стоимости полученного или подлежащего получению вознаграждения с учётом определённых в договоре условий платежа и за вычетом налогов или пошлин. Компания анализирует заключаемые ею договоры, предусматривающие получение выручки, в соответствии с определёнными критериями с целью определения того, выступает ли она в качестве принципала или агента. Компания пришла к выводу, что она выступает в качестве принципала по всем таким договорам.

Компания признает выручку, чтобы отразить предоставление потребителям обещанных услуг в сумме возмещения, которое Компания, по ее ожиданиям, будет иметь право получить в обмен на указанные товары или услуги.

Компания, при признании выручки, осуществляет следующие шаги:

- 1) идентификация договора;
- 2) идентификация обязательства, подлежащего исполнению в рамках договора;
- 3) определение цены сделки;
- 4) распределение цены сделки между отдельными обязанностями, подлежащими исполнению в рамках договора;
- 5) признание выручки в момент (или по мере) исполнения обязанности, подлежащей исполнению в рамках договора.

Процентный доход

По всем финансовым инструментам, оцениваемым по амортизированной стоимости, и процентным финансовым активам, классифицированным в качестве имеющихся в наличии для продажи, процентный доход или расход признаются с использованием метода эффективной процентной ставки, который точно дисконтирует ожидаемые будущие выплаты или поступления денежных средств на протяжении предполагаемого срока использования финансового инструмента или, если это уместно, менее продолжительного периода до чистой балансовой стоимости финансового актива или обязательства. Процентный доход включается в отчёт о совокупном доходе.

Аренда

Определение того, является ли сделка арендой, либо содержит ли она признаки аренды, основано на анализе содержания сделки на дату начала действия договора. В рамках такого анализа требуется установить, зависит ли выполнение договора от использования конкретного актива или активов, и переходит ли право пользования активом или активами в результате данной сделки.

Компания в качестве арендатора

Финансовая аренда, по которой к Компании переходят практически все риски и выгоды, связанные с владением арендованным активом, капитализируется на дату начала срока аренды по справедливой стоимости арендованного имущества, или, если эта сумма меньше, – по дисконтированной стоимости минимальных арендных платежей. Арендные платежи распределяются между финансовыми расходами и уменьшением основной суммы обязательства по аренде таким образом, чтобы получилась постоянная ставка процента на непогашенную сумму обязательства. Финансовые расходы отражаются непосредственно в прибылях и убытках. Арендванный актив амортизируется в течение периода полезного использования актива.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Однако если отсутствует обоснованная уверенность в том, что к Компании перейдет право собственности на актив в конце срока аренды, актив амортизируется в течение более короткого из следующих периодов: расчётный срок полезного использования актива и срок аренды.

Платежи по операционной аренде признаются как расход в отчёте о прибылях и убытках равномерно на протяжении всего срока аренды.

Пенсионные обязательства

В соответствии с законодательством Республики Казахстан, Компания осуществляет платежи в размере 10% от заработной платы работников, но не более 212.130 тенге в месяц (2017 год: 183.443 тенге) в качестве отчислений в накопительные пенсионные фонды. Платежи в пенсионные фонды удерживаются из заработной платы работников и включаются в общие расходы по оплате труда совместно с прочими отчислениями, связанными с оплатой труда в отчёте о совокупном доходе, в момент их возникновения. Компания не имеет каких-либо других обязательств по пенсионным платежам.

Текущий подоходный налог

Налоговые активы и обязательства по текущему подоходному налогу за текущий период и предыдущие периоды оцениваются по сумме, предполагаемой к возмещению от налоговых органов или к уплате налоговым органом. Налоговые ставки и налоговое законодательство, применяемые для расчёта данной суммы, – это ставки и законодательство, принятые или фактически принятые на отчётную дату в странах, в которых Компания осуществляет свою деятельность и получает налогооблагаемую прибыль.

Текущий подоходный налог, относящийся к статьям, признанным непосредственно в капитале, признаётся в составе капитала, а не в отчёте о совокупном доходе. Руководство периодически осуществляет оценку позиций, отражённых в налоговых декларациях, в отношении которых соответствующее налоговое законодательство может быть по-разному интерпретировано, и по мере необходимости создает резервы.

Отложенный налог

Отложенный налог рассчитывается по методу обязательств путём определения временных разниц между налоговой базой активов и обязательств и их балансовой стоимостью для целей финансовой отчётности на отчётную дату.

Отложенные налоговые обязательства признаются по всем налогооблагаемым временным разницам, кроме случаев, когда:

- отложенное налоговое обязательство возникает в результате первоначального признания гудвила, актива или обязательства, в ходе сделки, не являющейся объединением бизнеса, и на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток;
- в отношении налогооблагаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние организации, ассоциированные компании, а также с долями участия в совместной деятельности, если можно контролировать распределение во времени уменьшения временной разницы, и существует значительная вероятность того, что временная разница не будет уменьшена в обозримом будущем.

Отложенные налоговые активы признаются по всем вычитаемым временным разницам, неиспользованным налоговым льготам и неиспользованным налоговым убыткам, в той степени, в которой существует значительная вероятность того, что будет существовать налогооблагаемая прибыль, против которой могут быть зачтены вычитаемые временные разницы, неиспользованные налоговые льготы и неиспользованные налоговые убытки, кроме случаев, когда:

- отложенный налоговый актив, относящийся к вычитаемой временной разнице, возникает в результате первоначального признания актива или обязательства, которое возникло не вследствие объединения бизнеса, и которое на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток;

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

- в отношении вычитаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние организации, ассоциированные компании, а также с долями участия в совместной деятельности, отложенные налоговые активы признаются только в той степени, в которой есть значительная вероятность того, что временные разницы будут использованы в обозримом будущем, и будет иметь место налогооблагаемая прибыль, против которой могут быть использованы временные разницы.

Балансовая стоимость отложенных налоговых активов пересматривается на каждую отчётную дату и снижается в той степени, в которой достижение достаточной налогооблагаемой прибыли, которая позволит использовать все или часть отложенных налоговых активов, оценивается как маловероятное. Непризнанные отложенные налоговые активы пересматриваются на каждую отчётную дату и признаются в той степени, в которой появляется значительная вероятность того, что будущая налогооблагаемая прибыль позволит использовать отложенные налоговые активы.

Отложенные налоговые активы и обязательства оцениваются по налоговым ставкам, которые, как предполагается, будут применяться в том отчётном году, в котором актив будет реализован, а обязательство погашено, на основе налоговых ставок (и налогового законодательства), которые по состоянию на отчётную дату были приняты или фактически приняты.

Отложенный налог, относящийся к статьям, признанным не в составе прибыли или убытка, также не признаётся в составе прибыли или убытка. Статьи отложенных налогов признаются в соответствии с лежащими в их основе операциями либо в составе прочего совокупного дохода, либо непосредственно в капитале.

Отложенные налоговые активы и отложенные налоговые обязательства зачитываются друг против друга, если имеется юридически закреплённое право зачёта текущих налоговых активов и обязательств, и отложенные налоги относятся к одной и той же налогооблагаемой компании и налоговому органу.

Условные обязательства и условные активы

Условные обязательства не признаются в финансовой отчётности, при этом информация о них раскрывается в финансовой отчётности, за исключением тех случаев, когда выбытие ресурсов в связи с их погашением является маловероятным.

Условные активы не признаются в финансовой отчётности, при этом информация о них раскрывается в финансовой отчётности в тех случаях, когда получение связанных с ними экономических выгод является вероятным.

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ СУЖДЕНИЯ, ОЦЕНОЧНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ И ДОПУЩЕНИЯ

Подготовка финансовой отчётности Компании требует от её руководства вынесения суждений и определения оценочных значений и допущений на конец отчётного периода, которые влияют на представляемые в отчётности суммы выручки, расходов, активов и обязательств, а также на раскрытие информации об условных обязательствах и активах. Однако неопределённость в отношении этих допущений и оценочных значений может привести к результатам, которые могут потребовать в будущем существенных корректировок к балансовой стоимости актива или обязательства, в отношении которых принимаются подобные допущения и оценки.

Оценочные значения и допущения

Основные допущения о будущем и прочие основные источники неопределённости в оценках на отчётную дату, которые могут послужить причиной существенных корректировок балансовой стоимости активов и обязательств в течение следующего финансового года, рассматриваются ниже. Допущения и оценочные значения Компании основаны на исходных данных, которыми она располагала на момент подготовки финансовой отчётности. Однако текущие обстоятельства и допущения относительно будущего могут изменяться ввиду рыночных изменений или неподконтрольных Компании обстоятельств. Такие изменения отражаются в допущениях по мере того, как они происходят.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Налоги

В отношении интерпретации сложного налогового законодательства, а также сумм и сроков получения будущей налогооблагаемой прибыли существует неопределённость. С учётом значительного разнообразия международных операций Компании, а также долгосрочного характера и сложности имеющихся договорных отношений, разница, возникающая между фактическими результатами и принятыми допущениями, или будущие изменения таких допущений могут повлечь за собой будущие корректировки уже отражённых в отчётности сумм расходов или экономии по подоходному налогу. Основываясь на обоснованных допущениях, Компания создаёт резервы под возможные последствия налоговых проверок. Величина подобных резервов зависит от различных факторов, например, от результатов предыдущих проверок и различных интерпретаций налогового законодательства компанией налогоплательщиком и соответствующим налоговым органом.

Подобные различия в интерпретации могут возникнуть по большому количеству вопросов в зависимости от условий, преобладающих в стране, в которой зарегистрирована соответствующая компания.

Поскольку Компания оценивает возникновение судебных разбирательств в связи с налоговым законодательством и последующий отток денежных средств как маловероятные, условное обязательство не признавалось.

Отложенные налоговые активы признаются по всем неиспользованным налоговым убыткам в той мере, в которой является вероятным получение налогооблагаемой прибыли, против которой могут быть зачтены налоговые убытки. Для определения суммы отложенных налоговых активов, которую можно признать в консолидированной финансовой отчётности,

на основании вероятных сроков получения и величины будущей налогооблагаемой прибыли, а также стратегии налогового планирования, необходимо существенное суждение руководства.

Отложенные налоговые активы

Отложенные налоговые активы признаются по всем неиспользованным налоговым убыткам в той мере, в которой является вероятным получение налогооблагаемой прибыли, против которой могут быть зачтены налоговые убытки. Для определения суммы отложенных налоговых активов, которую можно признать в финансовой отчётности, на основании вероятных сроков получения и величины будущей налогооблагаемой прибыли, а также стратегии налогового планирования, необходимо существенное суждение руководства.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

В случаях, когда справедливая стоимость финансовых инструментов и финансовых обязательств, признанных в отчёте о финансовом положении, не может быть определена на основании данных активных рынков, она определяется с использованием методов оценки, включая модель дисконтированных денежных потоков. В качестве исходных данных для этих моделей по возможности используется информация с наблюдаемых рынков, однако в тех случаях, когда это не представляется практически осуществимым, требуется определённая доля суждения для установления справедливой стоимости. Суждения включают учёт таких исходных данных, как риск ликвидности, кредитный риск и волатильность. Изменения в допущениях относительно данных факторов могут оказать влияние на справедливую стоимость финансовых инструментов, отражённую в финансовой отчётности.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

5. БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС

010. Денежные средства и их эквиваленты

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Банковские вклады в тенге	1 656 948	1 624 000
Текущие счета в банках в тенге	104 057	50 537
Минус: резерв под ожидаемые кредитные убытки	(2 350)	-
	1 758 655	1 674 537

В 2018 году на текущие счета Компании начислялись проценты от 3,875 % до 7,75% годовых. За год, закончившийся 31 декабря 2018 года Компания начислила доход в размере 62.076 тысяч тенге (2017 год: 41.717 тысяч тенге). В течение 2018 года, временно свободные денежные средства были размещены на краткосрочных депозитных счетах на срок до одного месяца со ставкой вознаграждения от 7% до 8,7% годовых. За год, закончившийся 31 декабря 2018 года Компания начислила вознаграждения по временно свободным денежным средствам на краткосрочных депозитах в размере 94.452 тысячи тенге (2017 год: 75.512 тысяч тенге). Движение резерва под ожидаемые кредитные убытки представлено следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	2018 года	2017 года
На 1 января	-	-
Эффект применения МСФО 9 (Примечание 3)	2 504	-
Начисление резерва	2 051	-
Восстановление	(2 205)	-
На 31 декабря	2 350	-

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

016. Краткосрочная торговая и прочая дебиторская задолженность

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Торговая дебиторская задолженность	2 283 848	1 660 532
НДС к возмещению	20 419	-
Минус: резерв под ожидаемые кредитные убытки	(6 019)	-
	2 298 248	1 660 532

Движение резерва под ожидаемые кредитные убытки представлено следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	2018 года	2017 года
На 1 января	-	2 178
Эффект применения МСФО 9 (Примечание 3)	3 331	-
Начисление резерва	14 581	33 050
Восстановление резерва	(11 873)	(35 228)
На 31 декабря	6 019	-

По состоянию на 31 декабря 2018 года торговая дебиторская задолженность Компании включала дебиторскую задолженность за продажу электроэнергии и была выражена в тенге.

Анализ торговой дебиторской задолженности по срокам возникновения представлен следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Итого	Не просроченная, не обесценённая	Просроченная, но не обесценённая			
			<30 дней	31-60 дней	61-90 дней	Более 90 дней
31 декабря 2018 года	2 277 829	2 272 164	5 665	-	-	-
31 декабря 2017 года	1 660 532	1 618 431	42 101	-	-	-

118. Основные средства и прочие долгосрочные активы

Основные средства включают в основном транспортные средства и прочие основные средства. Износ за 2018 год составил 4.124 тысяч тенге (2017: 3.974 тысячи тенге).

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

213. Краткосрочная торговая и прочая кредиторская задолженность

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Кредиторская задолженность за покупную электроэнергию	3 386 833	2 669 297
Кредиторская задолженность за оказанные работы и услуги	28 425	7 559
Задолженность по прочим налогам, кроме подоходного налога	3 816	13 783
	3 419 074	2 690 639

По состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов кредиторская задолженность Компании была выражена в тенге.

410. Уставный капитал

По состоянию на 31 декабря 2018 года уставный капитал Компании составил 100.000 тысяч тенге (2017 год: 100.000 тысяч тенге).

6. ОТЧЁТ О ПРИБЫЛЯХ И УБЫТКАХ

010. Выручка

<i>В тысячах тенге</i>	2018 года	2017 года
Доход от реализации покупной электроэнергии по возобновляемым источникам энергии	21 025 149	15 351 402
	21 025 149	15 351 402

В 2018 году доходы были получены от продажи покупной электроэнергии 60 энергопроизводящим предприятиям (2017 год: 44).

В течение 2018 и 2017 годов Компания реализовывала электроэнергию в определенный момент времени и на территории Республики Казахстан.

011. Себестоимость реализованных товаров и услуг

<i>В тысячах тенге</i>	2018 года	2017 года
Себестоимость покупной электроэнергии по возобновляемым источникам энергии	20 893 549	14 860 959
Расходы по организации балансирования производства и потребления электроэнергии	70 577	48 934
	20 964 126	14 909 893

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

014. Административные расходы

<i>В тысячах тенге</i>	2018 года	2017 года
Расходы по оплате труда и прочие отчисления, связанные с оплатой труда	107 484	91 392
Расходы на аренду	24 709	20 583
Начисление резервов по неиспользованным отпускам и бонусам	14 944	19 708
Затраты на обслуживание оргтехники	10 822	8 089
Износ и амортизация	5 413	4 463
Расходы на ремонт	4 010	473
Командировочные расходы	3 981	2 884
Расходы по обучению	3 244	4 727
Консультационные услуги	3 207	3 000
Начисление/(восстановление) резерва под ожидаемые кредитные убытки	3 111	(2 323)
Услуги связи	2 443	1 860
Материалы	2 160	913
Расходы по страхованию	2 116	669
Представительские расходы	1 452	496
Затраты по организации закупок	923	923
Услуги банка	284	276
Прочие	7 445	10 429
	197 748	168 562

101. Расходы по подоходному налогу

<i>В тысячах тенге</i>	2018 года	2017 года
Текущий подоходный налог		
Расходы по текущему подоходному налогу	15 570	86 548
Корректировка подоходного налога прошлых лет	52	(5 422)
Отложенный налог		
Льгота по отложенному налогу	(1 508)	(1 159)
Итого расходы по подоходному налогу, отражённые в отчёте о прибылях и убытках	14 114	79 967

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

В Республике Казахстан в 2018 и 2017 годах ставка подоходного налога составляла 20%. Ниже приведена сверка 20% ставки подоходного налога и фактической суммы подоходного налога, учтённой в отчёте о совокупном доходе:

<i>В тысячах тенге</i>	2018 года	2017 года
Прибыль до учёта расхода по подоходному налогу	70 343	397 411
Налог, рассчитанный по официальной ставке 20%	14 069	79 482
Прочие невычетаемые расходы	45	485
Расходы по подоходному налогу, отражённые в прибылях и убытках	14 114	79 967

Далее отражено налоговое влияние на основные временные разницы, которые приводят к возникновению активов и обязательств по отложенному налогу по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов:

<i>В тысячах тенге</i>	Отчёт о финансовом положении		Отчёт о совокупном доходе	
	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года	2018 года	2017 года
	Начисленные обязательства	2 703	3 259	(556)
Отложенный доход	3 923	-	3 923	-
Торговая дебиторская задолженность	1 204	-	1 204	(465)
Основные средства	(4 380)	(1 231)	(3 149)	350
Налоги	310	224	86	224
Чистые отложенные налоговые активы	3 760	2 252		
Льгота по отложенному налогу			1 508	1 159

Компания производит зачёт налоговых активов и налоговых обязательств только в тех случаях, когда у неё имеется юридически закреплённое право на зачёт текущих налоговых активов и текущих налоговых обязательств, а отложенные налоговые активы и отложенные налоговые обязательства относятся к подоходному налогу, которые взимаются одним и тем же налоговым органом.

7. ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

Связанные стороны включают в себя ключевой управляющий персонал Компании, организации, в которых ключевому управляющему персоналу Компании, материнской компании и предприятиям группы Самрук-Казына прямо или косвенно принадлежит существенная доля участия, а также прочие предприятия, контролируемые Правительством. Сделки со связанными сторонами осуществлялись на условиях, согласованных между сторонами, которые не обязательно соответствуют рыночным ставкам, за исключением некоторых регулируемых услуг, которые предоставлены на основании тарифов, предлагаемых для связанных и третьих сторон.

Следующая таблица показывает общую сумму сделок, которые были совершены со связанными сторонами по состоянию на 31 декабря 2018 года и 31 декабря 2017 года и за годы, закончившиеся на указанные даты:

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

014. Административные расходы

<i>В тысячах тенге</i>	Года	Продажи связанным сторонам	Закупки от связанных сторон	Торговая дебиторская задолженность связанных сторон	Торговая кредиторская задолженность связанным сторонам
Материнская компания – KEGOC	2018	1 892	94 660	842	7 520
	2017	1 994	69 516	557	6 482
Дочерние компании KEGOC	2018	-	8 246	-	724
	2017	-	8 428	-	785
Дочерние компании Самрук-Казына	2018	6 221 154	4 605 893	622 870	847 813
	2017	4 043 905	4 522 470	520 163	913 037
Ассоциированные компании Самрук-Казына	2018	2 284 644	5 148 563	215 774	555 174
	2017	725 946	3 324 294	49 911	358 237

Продажи связанным сторонам представлены продажей электроэнергии, произведённой объектами по использованию возобновляемых источников энергии.

В 2018 году ключевой управленческий персонал представлен 2 работниками (2017 год: 2 человека). За годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 годов вознаграждение ключевого управленческого персонала, включённое в административные расходы в прилагаемом отчёте о совокупном доходе, составило 26.399 тысяч тенге и 24.219 тысяч тенге, соответственно. Вознаграждение ключевого управленческого персонала состоит из договорной заработной платы, премий по результатам операционной деятельности и материальной помощи в соответствии с внутренними нормативными актами.

8. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

Основные финансовые обязательства Компании включают торговую и прочую кредиторскую задолженность. Основной целью данных финансовых обязательств является финансирование операций Компании. У Компании имеются торговая и прочая дебиторская задолженность,

денежные средства, которые возникают непосредственно в ходе её операционной деятельности.

Компания подвержена кредитному риску и риску ликвидности.

Кредитный риск

Кредитный риск – это риск того, что Компания понесёт финансовые убытки, поскольку контрагенты не выполнят свои обязательства по финансовому инструменту или клиентскому договору. Компания подвержена кредитному риску, связанному с её операционной деятельностью, прежде всего, в отношении торговой дебиторской задолженности, и финансовой деятельностью, включая краткосрочные депозиты, денежные средства и их эквиваленты (*Примечание 5*). Подверженность Компании и кредитоспособность её контрагентов постоянно контролируются. Максимальная подверженность кредитному риску, ограничена балансовой стоимостью каждого финансового актива.

Балансовая стоимость финансовых активов, признанных в финансовой отчётности Компании за вычетом резервов под ожидаемые кредитные убытки, отражает максимальную величину кредитного риска Компании.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

В Компании нет утверждённых политик, процедур и контролей, связанных с управлением кредитным риском, но, тем не менее, непогашенный баланс дебиторской задолженности от клиентов регулярно контролируется руководством Компании.

Анализ на обесценение проводится руководством Компании на каждую отчётную дату на индивидуальной основе на основании количество дней просрочки.

Расчёты основываются на информации о фактически понесённых убытках в прошлом. Максимальная подверженность кредитному риску на отчётную дату представлена балансовой стоимостью каждого класса финансовых активов (*Примечание 5*). Компания не имеет имущества, переданного ей в залог.

Кредитный риск по денежным средствам ограничен, так как контрагентом Компании являются банки с высокими кредитными рейтингами, присвоенными международными рейтинговыми агентствами.

Риск ликвидности

Риск ликвидности связан с возможностью того, что Компания столкнется с трудностями при привлечении средств для выполнения своих финансовых обязательств. Риск ликвидности может возникнуть в результате невозможности оперативно реализовать финансовый актив по стоимости, приближающейся к его справедливой стоимости.

Требования к ликвидности регулярно контролируются, и руководство следит за наличием средств, в объёме, достаточном для выполнения обязательств по мере их возникновения.

В следующих таблицах отражаются контрактные сроки Компании по её финансовым обязательствам на основе договорных недисконтированных денежных потоков.

<i>В тысячах тенге</i>	До востре- бования	От 1 до 3 месяцев	От 3 месяцев до 1 года	От 1 года до 5 лет	Свыше 5 лет	Итого
На 31 декабря 2018 года						
Торговая кредиторская задолженность	-	3 415 258	-	-	-	3 415 258
Прочие текущие обязательства	-	13 515	-	-	-	13 515
	-	3 428 773	-	-	-	3 428 773
На 31 декабря 2017 года						
Торговая кредиторская задолженность	-	2 676 856	-	-	-	2 676 856
Прочие текущие обязательства	-	16 299	-	-	-	16 299
	-	2 693 155	-	-	-	2 693 155

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Управление капиталом

Главная цель управления капиталом Компании состоит в обеспечении того, что Компания будет в состоянии продолжать придерживаться принципа непрерывности деятельности наряду с максимизацией доходов для акционера посредством оптимизации отношения задолженности и капитала. Компания управляет своим капиталом с учётом изменений в экономических условиях.

В течение года, закончившегося 31 декабря 2018 года, не было каких-либо изменений в целях, по политике или процессах управления капиталом.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

На 31 декабря 2018 года балансовая стоимость финансовых активов и обязательств приблизительно равна их справедливой стоимости, ввиду краткосрочного характера данных финансовых инструментов.

На 31 декабря 2018 и 2017 годов Компания не имела финансовых инструментов, классифицированных в качестве финансовых инструментов 1 или 2 уровней.

За годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 годов, не было переходов между Уровнями 1, 2 и 3 справедливой стоимости финансовых инструментов.

9. УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Налогообложение

Казахстанское налоговое законодательство и нормативно-правовые акты являются предметом постоянных изменений и различных толкований. Нередки случаи расхождения во мнениях между местными, региональными и республиканскими налоговыми органами, включая мнения по подходу МСФО к выручке, расходам и прочим статьям финансовой отчётности. Применяемая в настоящее время система штрафов и пени за выявленные правонарушения на основании действующих в Казахстане законов, весьма сурова.

Штрафные санкции включают в себя штрафы, как правило, в размере 50% от суммы дополнительно начисленных налогов, и пеню, начисленную по ставке рефинансирования, установленной Национальным Банком Республики Казахстан, умноженной на 1,25. В результате, сумма штрафных санкций и пени может в несколько раз превышать суммы подлежащих доначислению налогов. Финансовые периоды остаются открытыми для проверки налоговыми органами в течение пяти календарных лет, предшествующих году, в котором проводится проверка. При определённых обстоятельствах, налоговые проверки могут охватывать более длительные периоды. Ввиду вышеизложенного, окончательная сумма налогов, штрафных санкций и пени, если таковые имеются, может превысить сумму, отнесенную на расходы в настоящее время и начисленную на 31 декабря 2018 года.

По состоянию на 31 декабря 2018 года руководство Компании считает, что толкование применимого законодательства является верным и существует вероятность того, что позиция Компании по налогам будет подтверждена, за исключением случаев, предусмотренных или раскрытых в данной финансовой отчётности.

Договорные обязательства

На 31 декабря 2018 года Компания имеет 35 (тридцать пять) договоров с действующими производителями электрической энергии, использующими возобновляемые источники энергии (энергия солнца, ветра и воды): 13 договоров с ГЭС; 9 договоров с СЭС, 12 договоров с ВЭС и 1 договор с БиоЭС. Срок действия контрактов составляет 15 лет с даты введения электро-станции в эксплуатацию, при котором выработанная электроэнергия будет выдана в электрические сети энергопередающей организации. Компания имеет обязательство по покупке всей произведённой электроэнергии данными электростанциями.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Тарифы на покупку электроэнергии, производимой объектами по использованию возобновляемых источников энергии.

Тарифы на покупку электроэнергии, производимой объектами по использованию возобновляемых источников энергии, которые были введены в эксплуатацию до введения в действие Закона № 165-IV «О возобновляемых источниках энергии» от 4 июля 2009 года, определены в Постановлении Правительства № 419 от 29 апреля 2014 года и равны тарифам, предусмотренным в технико-экономических обоснованиях проектов строительства данных объектов. Для объектов по использованию возобновляемых источников энергии, которые были введены в эксплуатацию после введения в действие Закона о возобновляемых источниках энергии, применяются фиксированные тарифы, одобренные Постановлением Правительства № 645 от 12 июня 2014 года и № 644 от 12 июня 2014 года.

Тариф на продажу электроэнергии, производимой объектами по использованию возобновляемых источников энергии

Тариф на продажу электроэнергии, производимой объектами по использованию возобновляемых источников энергии условным потребителям рассчитывается в соответствии с «Правилами определения тарифа на поддержку возобновляемых источников энергии», утверждёнными Постановлением Правительства № 290 от 1 апреля 2014 года и «Правилами ценообразования на общественно значимых рынках», утверждёнными Приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 1 февраля 2017 года № 36. Тариф на продажу электроэнергии включает в себя затраты расчётно-финансового центра на покупку электрической энергии, произведенной объектами по использованию возобновляемых источников энергии,

затраты на услуги на организации балансирования производства-потребления электрической энергии, затраты на формирование резервного фонда и затраты, связанные с осуществлением деятельности Компании. Руководство считает, что в 2018 году расчёт и применение тарифов на продажу и покупку электроэнергии, производимой объектами по использованию возобновляемых источников энергии, осуществлялось должным образом и в соответствии с применимыми нормами и законодательными актами.

Условия ведения деятельности

В Казахстане продолжают экономические реформы и развитие правовой, налоговой и административной инфраструктуры, которая отвечает бы требованиям рыночной экономики. Стабильность казахстанской экономики в будущем будет во многом зависеть от хода этих реформ, а также от эффективности принимаемых правительством мер в сфере экономики, финансовой и денежно-кредитной политики.

Снижение цен на нефть оказывает негативное влияние на казахстанскую экономику. Процентные ставки в тенге остаются высокими. Совокупность этих факторов привела к снижению доступности капитала и увеличению его стоимости, а также к повышению неопределенности относительно дальнейшего экономического роста, что может негативно повлиять на финансовое положение, результаты деятельности и экономические перспективы Компании.

Руководство Компании считает, что оно предпринимает надлежащие меры по поддержанию экономической устойчивости Компании в текущих условиях.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К ФОРМАМ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

10. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЁТНОЙ ДАТЫ

В соответствии с Законом «Об электроэнергетике» в Республике Казахстан с 1 января 2019 года функционирует рынок электрической мощности. Основная цель рынка мощности – это улучшение инвестиционной привлекательности отрасли с целью обеспечения достаточным объемом мощности ЕЭС Казахстана. Функционирование данного рынка мощности предусматривает введение Единого закупщика, который осуществляет покупку услуг по поддержанию готовности электрической мощности и оказание услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки. Приказом Министра энергетики Компания назначена Единым закупщиком.

Единый закупщик осуществляет покупку услуги по поддержанию готовности электрической мощности у энергопроизводящих организаций:

- заключивших инвестиционные соглашения с Министерством энергетики РК на модернизацию, расширение, реконструкцию и (или) обновление;
- в состав которых входят теплоэлектроцентрали;
- по итогам централизованных торгов электрической мощностью, проведенных АО «КОРЭМ».

Для осуществления вышеназванной покупки Единый закупщик использует средства от продажи услуги по обеспечению готовности электрической мощности потребителям - энергопередающие, энергоснабжающие организации и потребители, являющиеся субъектами оптового рынка электроэнергии.



Γλωσσάριον

6. ГЛОССАРИЙ

- АБР** – Азиатский банк развития
- АО** – акционерное общество
- АО «KEGOC»** - акционерное общество «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями (Kazakhstan Electricity Grid Operating Company) «KEGOC»
- АО «КОРЭМ»** - акционерное общество Казахстанский оператор рынка электрической энергии и мощности
- БиоЭС** - биоэлектростанция
- БГУ** - биогазовые установки
- ВИЭ** - возобновляемые источники энергии
- ВЭС** - ветровая электрическая станция
- ГВтч** - гигаваатт-час
- ГВт** - гигаваатт
- Гкал** - гигакалория
- ГКП** - государственное коммунальное предприятие
- ГПЭС** - газопоршневая электростанция
- ГРЭС** - государственная районная электростанция
- ГТЭС** - газотурбинная электростанция
- ГЭК** - гидроэнергетический комплекс
- ГЭС** - гидроэлектростанция
- ЕБРР** – Европейский банк реконструкции и развития
- ЕЭС РК** - единая электроэнергетическая система Республики Казахстан
- ИПЦ** - Индекс потребительских цен
- кВтч** – киловатт-час
- Компания** - товарищество с ограниченной ответственностью «Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии»
- МВт** - мегаватт
- МСБ** - малый и средний бизнес
- НДС** - налог на добавленную стоимость
- НДЦ СО** - филиал АО «KEGOC» «Национальный диспетчерский центр Системного Оператора»
- НПП «Атамекен»** - Национальная палата предпринимателей Республики Казахстан «Атамекен»
- ООН** - Организация Объединенных Наций
- ПРООН** - Программа Развития Организации Объединенных Наций
- РК** - Республика Казахстан
- СНГ** - Содружество Независимых Государств
- СЭС** - солнечная электростанция
- ТОО** - товарищество с ограниченной ответственностью
- ТЭО** - технико-экономическое обоснование
- IFC** - Международная финансовая корпорация
- TetraTech** - Консалтинговая и инжиниринговая компания США
- USAID** - Агентство США по международному развитию

