

ГODOVOЙ ОТЧЕТ



ТОО «Расчетно-финансовый центр
по поддержке возобновляемых
источников энергии»
по итогам 2020 года

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ

2020

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

СОДЕРЖАНИЕ

1. Введение	
1.1 Приветственное обращение	9
1.2 О Компании	11
2. Функциональные направления деятельности	13
2.1 Сектор ВИЭ	14
2.2 Рынок электрической мощности.....	23
2.3 Перспектива – ввод балансирующего рынка электроэнергии в Республике Казахстан в режиме реального времени	28
3. Корпоративное управление	29
3.1 Кадровая политика	30
3.1.2 Обучение и развитие персонала.....	31
4. Международное сотрудничество	33
4.1 Сотрудничество и взаимодействие с участниками рынка	34
4.2 Прогнозирование генерации ВИЭ	35
5. Финансовая отчетность за 2019 год	39
Аудиторский отчет независимого аудитора	40
Отчёт о финансовом положении.....	43
Отчёт о совокупном доходе	44
Отчёт о движении денежных средств	45
Отчёт об изменениях в капитале	46
Примечания к финансовой отчётности.....	47
Глоссарий	73



- Приветственное обращение
- О Компании

ВВЕДЕНИЕ

Уважаемые коллеги! Дорогие друзья!

Сегодня энергетический сектор страны переживает переходный период и претерпевает значительные структурные изменения, чтобы обеспечить всеобщий доступ к недорогим, надежным, устойчивым источникам энергии для всех. Ключевым моментом является трансформирование энергетических систем путем интеграции различных традиционных и возобновляемых источников энергии в широком диапазоне мощностей. Заданный государством курс на развитие «зеленой» энергетики только набирает обороты.

Государственная политика по развитию возобновляемых источников энергии наряду со всесторонней поддержкой Министерства энергетики РК и АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына»» в условиях пандемии коронавирусной инфекции COVID-19 позволили сохранить привлекательность данного рынка для действующих и новых инвесторов. Подтверждением этому служат проведенные в 2020 году аукционы, на которых за право получения долгосрочного контракта с ТОО «РФЦ по ВИЭ» приняли участие инвесторы из Казахстана, России, Нидерландов и Германии.

Важно подчеркнуть, что в 2020 году ТОО «РФЦ по ВИЭ» наряду с многими столкнулось с множеством новых вызовов и изменений, возникших в результате карантинных ограничений и нестабильности в различных секторах экономики страны. Несмотря на трудности, Компания полностью исполнила свои обязательства.

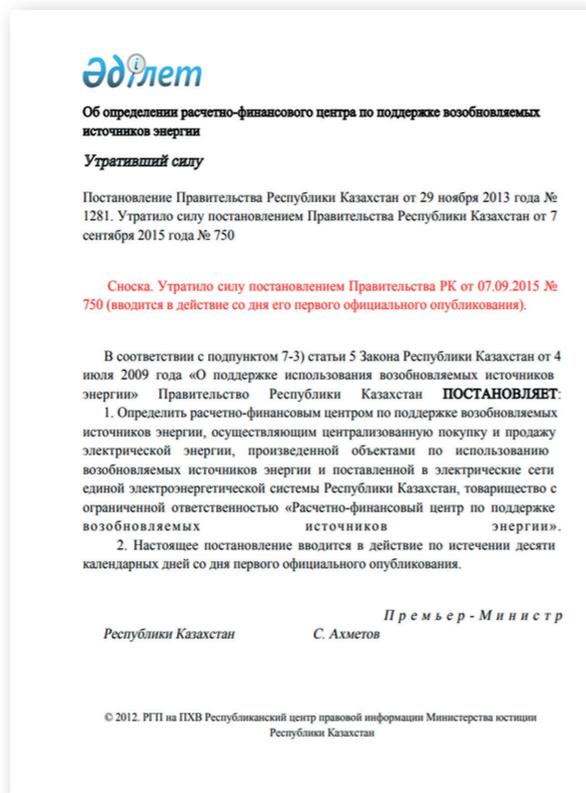
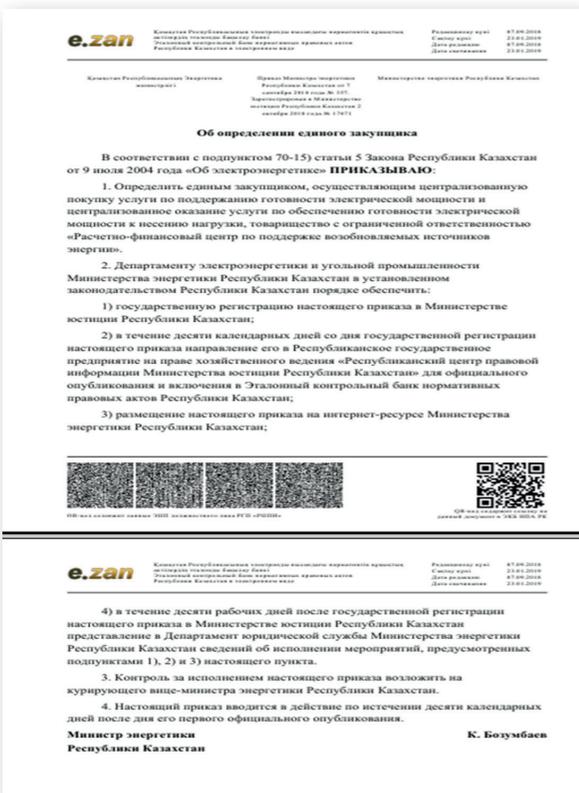
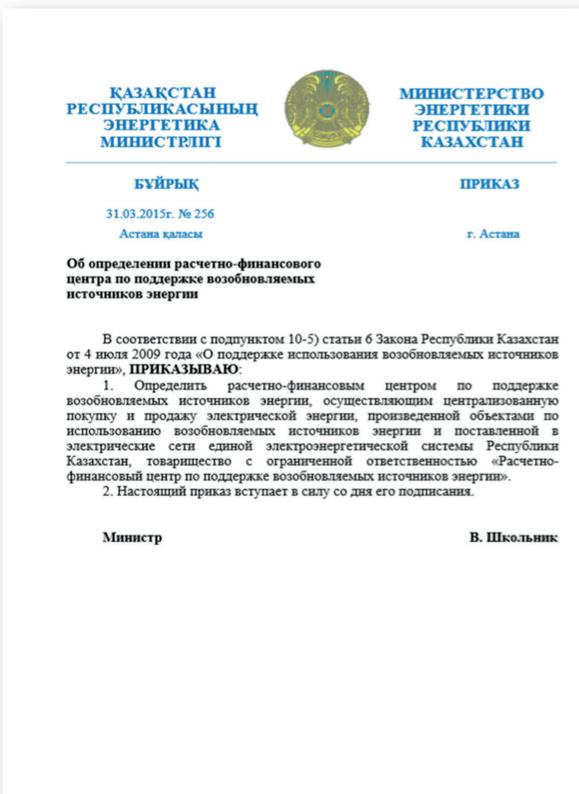
За счет слаженной работы всех участников энергетического рынка, законодательная база также претерпела значительные улучшающие изменения. Так, по инициативе Министерства энергетики РК проведена работа по повышению финансовой устойчивости ТОО «РФЦ по ВИЭ» путем внедрения механизма «сквозной» надбавки на поддержку возобновляемых источников энергии с 1 июля 2021 года, созданию действенных механизмов для развития маневренной генерации через рынок электрической мощности и т.д.

Со своей стороны, выражаю уверенность, что с учетом актуальных тенденций и перспектив развития экономики поставленные цели и задачи будут выполнены.



Айбек Ботабеков

*Управляющий директор по
финансам и учету АО «KEGOC»
Председатель
Наблюдательного Совета
ТОО «РФЦ по ВИЭ»*

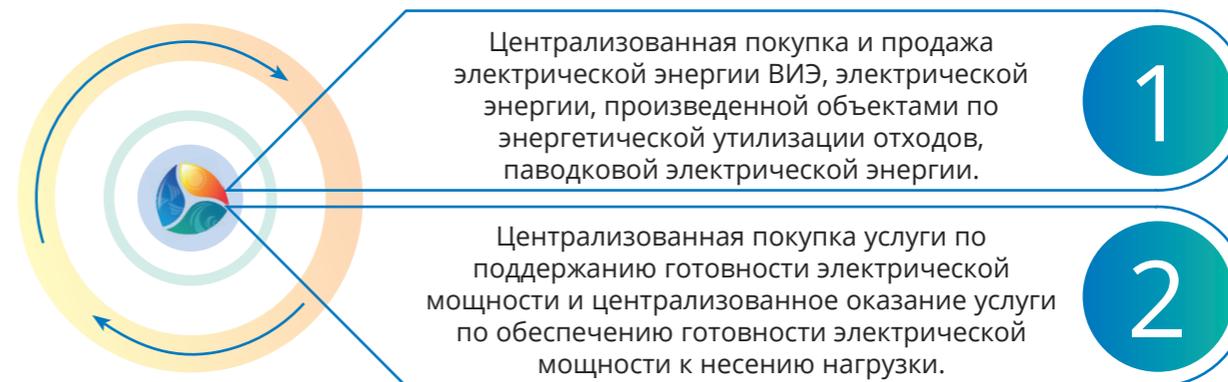


1.2 О Компании

ТОО «РФЦ по ВИЭ» – компания, созданная при Системном операторе АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями «KEGOC» в целях реализации механизма государственной поддержки

использования возобновляемых источников энергии, основанного на централизованной покупке расчетно-финансовым центром электрической энергии, производимой объектами ВИЭ.

Основными направлениями деятельности Компании являются:



Отчетным периодом данного отчета является календарный год с 1 января по 31 декабря 2020 года.

Компания не имеет в своем составе зависимых и дочерних организаций, предствительств и филиалов.

С подробной информацией о деятельности Компании можно ознакомиться на корпоративном сайте Компании по адресу: www.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, Департамент развития и планирования, контактные телефоны: +7(7172) 69 38 39, e-mail: rfc@kegoc.kz.



2 ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

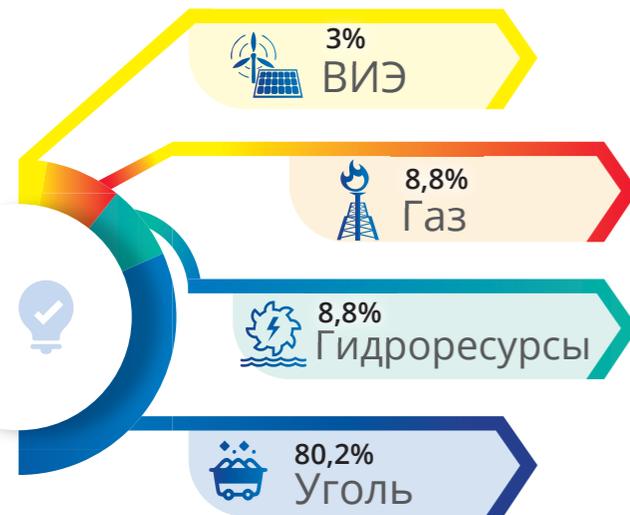


- Сектор ВИЭ
- Рынок электрической мощности
- Перспектива – ввод балансирующего рынка электроэнергии в Республике Казахстан в режиме реального времени

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

2.1 Сектор ВИЭ

Структура производства электроэнергии в Казахстане



Электроэнергетика – базовая инфраструктурная отрасль экономики, от которой зависит эффективность функционирования производственного комплекса, сферы услуг, а также качество жизни населения Республики Казахстан.

Казахстан обладает большими запасами энергетических ресурсов (нефть, газ, уголь, уран). Электроэнергия в Казахстане вырабатывается в основном на угле, газе, гидроресурсах и в меньшей степени из возобновляемых источников энергии.

Производство электроэнергии в 2020 году по Казахстану составило 108 085,80 млн. кВтч (рост 1,9% к 2019 году). Потребление электроэнергии по стране составило 107 344,80 млн. кВтч (рост 2,0% к 2019 году).

Объемы производства и потребления электроэнергии в разрезе типов энергопроизводящих организаций и зон Единой энергосистемы Республики Казахстан за период 2016-2020 годы представлены в таблице 1.

Таблица 1.

Объемы производства и потребления электроэнергии в Республике Казахстан за период 2016-2020 годы

НАИМЕНОВАНИЕ	Объем, млн. кВтч				
	2016	2017	2018	2019	2020
Производство электроэнергии в целом по Казахстану	94 076,50	102 383,60	106 797,10	106 029,80	108 085,80
тепловыми электростанциями	74 702,8	82 424,8	86 795,1	85 955,0	86 662,6
газотурбинными электростанциями	7 407,6	8 372,6	9 119,3	8 975,6	9 527,7
гидроэлектростанциями	11 605,9	11 157,9	10 343,0	9 984,9	9 545,8
В том числе по зонам:					
- Северная зона	70 968,4	78 714,0	82 671,9	81 235,9	83 032,0
- Южная зона	11 731,4	11 347,2	10 814,3	10 552,4	11 565,7
- Западная зона	11 376,7	12 322,4	13 310,9	13 127,2	13 488,1
Потребление электроэнергии в целом по Казахстану	92 311,6	97 856,6	103 228,3	105 193,1	107 344,8
В том числе по зонам:					
- Северная зона	61 768,3	64 881,3	67 856,3	69 053,6	70 522,2
- Южная зона	19 012,9	20 551,2	21 940,1	22 680,7	23 287,4
- Западная зона	11 530,4	12 424,1	13 431,9	13 458,8	13 535,2

Примечание: данные АО «KEGOC»

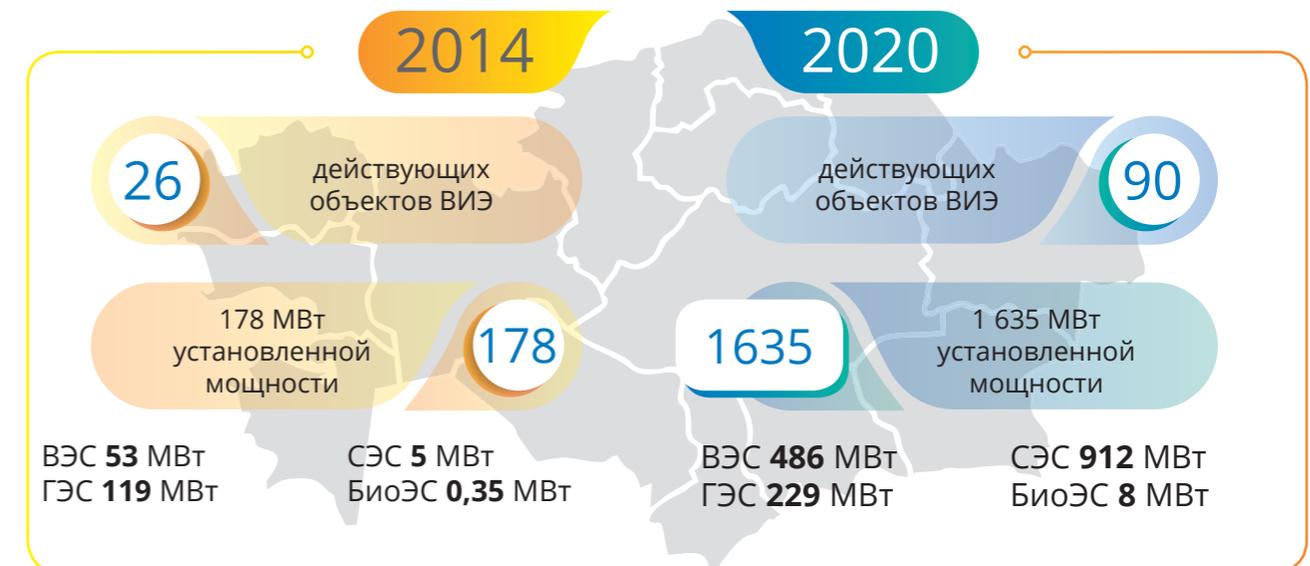
По информации АО «Самрук-Энерго», основная потребность в электроэнергии Республики Казахстан в 2020 году покрывалась за счет тепловых электрических станций, на долю которых приходится 80,2% от общей генерации в стране. Гидроэлектростанции страны в 2020 году занимали долю 8,8%, а газотурбинные электростанции обеспечили 8,8% от общей выработки электроэнергии.

Следуя международным тенденциям низкоуглеродного развития, в мае 2013 года Казахстан принял Концепцию по переходу страны к «зеленой экономике» и утвердил масштабную цель: к 2050 году 50% генерации должны включать альтернативные и возобновляемые источники энергии. Так, согласно Концепции перехода к «зеленой

экономике» и Стратегическому плану развития Республики Казахстан до 2025 года, доля ВИЭ в общем объеме производства электроэнергии должна составлять 3% к 2020 году, 6% к 2025 году, 10% к 2030 году и 50% (альтернативные + ВИЭ) в 2050 году.

За последние 5 лет, с момента введения фиксированных тарифов на ВИЭ в 2014 году, произошел значительный рост в развитии проектов по ВИЭ. Так, по итогам 2020 года в Казахстане действовало 115 (29 ВЭС – 486,3 МВт; 43 СЭС – 911,6 МВт; 38 ГЭС – 229,0 МВт; 5 БиоЭС – 7,8 МВт) объектов ВИЭ общей установленной мощностью 1 634,7 МВт.

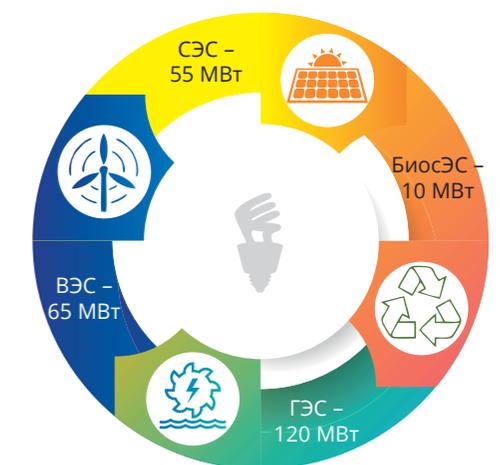
К 2025 году ожидается, рост общей установленной мощности объектов ВИЭ до 3000 Мвт.



Источник: Информация Министерства Энергетики РК

Согласно Графику, утвержденному Министерством энергетики Республики Казахстан, на 2020 год было объявлено о проведении аукционов в общем объеме на 250 МВт установленной мощности, с разбивкой по следующим типам электростанций:

Всего было запланировано и проведено 8 аукционов (4 – по малым, 4 – по крупным проектам ВИЭ), из которых 6 аукционов - без документации и 2 аукциона - с документацией.



В соответствии с Правилами определения фиксированных тарифов и предельных аукционных цен, предельные аукционные цены на 2020 год определяются по максимальной цене победителей по итогам аукционных торгов 2019 года. Исходя из этого, предельные стартовые цены для аукционов 2020 года были установлены на следующем уровне (без НДС): ВЭС – 21,69 тг/кВтч; СЭС – 16,97 тг/кВтч; ГЭС – 15,48 тг/кВтч; БиоЭС – 32,15 тг/кВтч. В целом, на аукционах 2020 г. было отобрано 16 проектов ВИЭ общей установленной мощностью 147,95 МВт, из них ВЭС – 64,95 МВт, СЭС – 60 МВт, ГЭС – 23 МВт. Всего приняло участие 27 компании из 4 стран: Республика Казахстан, Российская Федерация, Нидерланды и Федеративная Республика Германия.

По информации Министерства энергетики Республики Казахстан, выработка электрической энергии объектами ВИЭ по Республике Казахстан по итогам 2020 год составила 3,2 млрд. кВтч. Увеличение выработки электрической энергии объектами ВИЭ по сравнению с 2019 годом составило 74%. По количеству объектов ВИЭ в разрезе технологий преобладают ГЭС и СЭС.

Наибольшее количество станций размещены в Алматинской, Туркестанской и Жамбылской областях. По установленной мощности также преобладает южная зона Казахстана.

При этом, 96% всей производимой электроэнергии ВИЭ сосредоточено в четырех областях Казахстана – Алматинская, Жамбылская, Восточно-Казахстанская и Туркестанская (данные Министерства Энергетики РК).

Карта расположения крупных станций ВИЭ

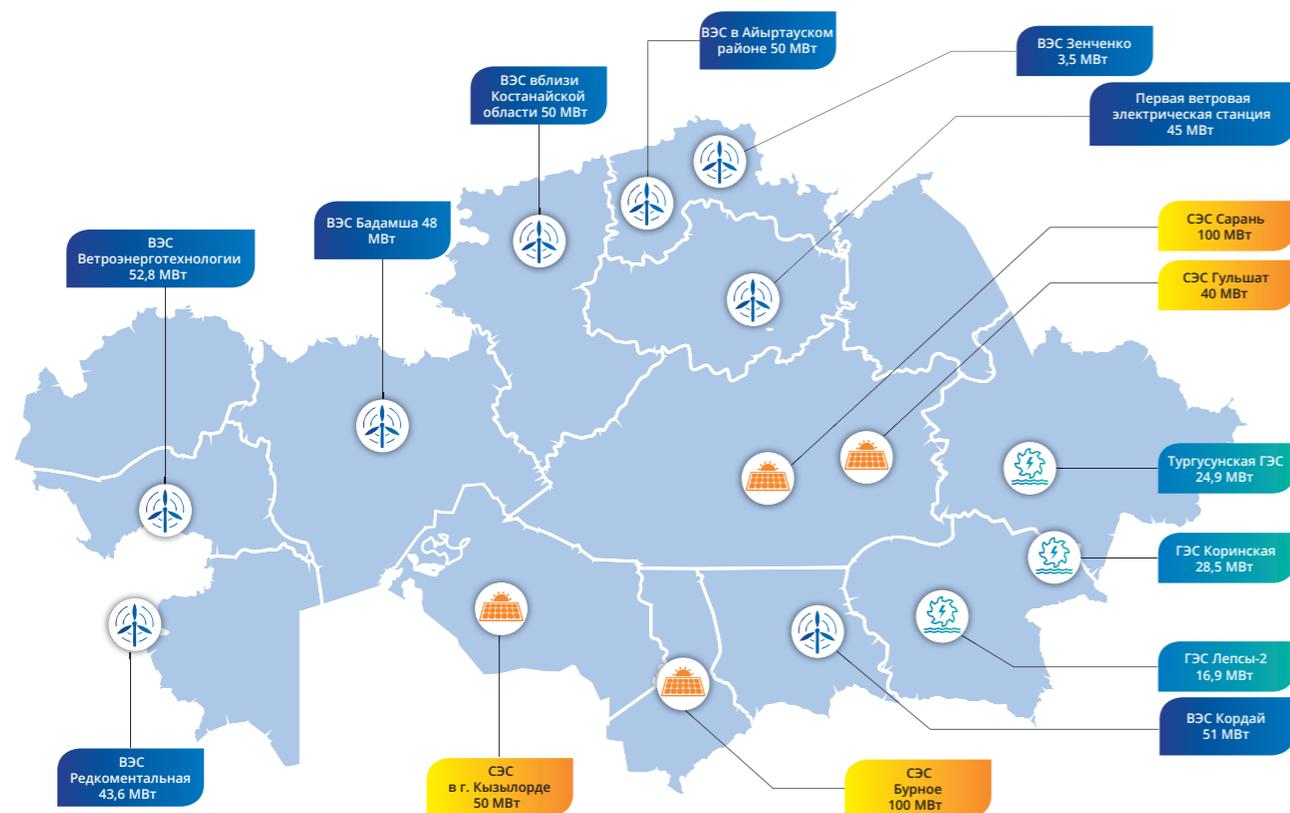


Таблица 2.

Информация по производству электрической энергии станциями ВИЭ по РК за 2016-2020 годы

Показатели	Единицы измерения	2016	2017	2018	2019	2020
Установленная мощность	МВт	295,7	342,3	531,0	1 050,1	1 634,7
в том числе:						
ветровые электростанции	МВт	98,2	112,4	121,5	283,8	486,3
малые ГЭС	МВт	139,9	170,8	200,2	222,2	229,04
солнечные электростанции	МВт	57,2	58,8	209	541,7	911,6
биоэлектростанции	МВт	0,4	0,3	0,3	2,42	7,82
Выработка электроэнергии	млн. кВтч	927,9	1 102,5	1 352,9	2 400,7	3 245,1
в том числе:						
ветровые электростанции	млн.кВтч	262,0	339,0	401,9	717,4	1 076,7
малые ГЭС	млн.кВтч	577,2	649,1	807,4	1 105,3	812,1
солнечные электростанции	млн.кВтч	86,8	114,3	142,3	563,14	1 349,7
биоэлектростанции	млн.кВтч	1,9	0,06	1,3	14,9	6,6

Централизованная покупка и продажа электрической энергии, произведенной объектами по использованию ВИЭ, осуществляется на основе заключенных договоров с энергопроизводящими организациями, использующими ВИЭ и условными потребителями по типовым формам, утвержденным 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 -100 МВт, СЭС EneverseKunkuat -100МВт, СЭС Baikonur Solar -50 МВт, СЭС M-KATGreen-100 МВт, СЭС Сарань -100 МВт, СЭС Агадырь-50 МВт, СЭС Нура – 100 МВт, СЭС Каскелен – 50 МВт;

- ▶ ВЭС Первая ветровая электростанция - 45 МВт, ВЭС ЦАТЭК GreenEnergy – 100 МВт, ВЭС ВетроЭнергоТехнологии -52,8 МВт, ВЭС Форт Шевченко -43,6 МВт, ВЭС Бадамша – 48 МВт, ВЭС Жанатас – 50 МВт;
- ▶ ГЭС Коринская -28,50 МВт, ГЭС Лепсы-2 - 16,99 МВт.

Для достижения установленных показателей развития сектора ВИЭ, в соответствии с формируемым Министерством энергетики РК Перечнем энергопроизводящих организаций, использующих ВИЭ, ТОО «РФЦ по ВИЭ» по состоянию на 31.12.2020 года заключено 131 договор на общую установленную мощность 2 811 МВт (ВЭС – 1 374 МВт; СЭС – 1 135 МВт; ГЭС – 285 МВт; БиоЭС – 17 МВт), в том числе

- ▶ 86 договоров по фиксированным тарифам, общей установленной мощностью 1 800 МВт;
- ▶ 45 договора по аукционным ценам, установленной мощностью 1 011 МВт.

По итогам 2020 года, количество действующих станций ВИЭ, реализующих электроэнергию через ТОО «РФЦ по ВИЭ» составило 72 единицы общей установленной мощностью 1 570 МВт (ВЭС – 544 МВт; СЭС – 949 МВт; ГЭС – 76 МВт; БиоЭС – 1 МВт).

Выработано и реализовано электроэнергии – 2,54 млрд. кВтч, в том числе: ВЭС – 1 080 млн. кВтч; СЭС – 1 231 млн. кВтч; ГЭС – 227 млн.кВтч; БиоЭС – 4,9 млн.кВтч.

Таблица 3.

Информация об объемах покупки электроэнергии ВИЭ и о затратах на поддержку ВИЭ за период 2014-2020 годы

Тип ВИЭ	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Объемы электрической энергии ВИЭ								
ВЭС	млн.кВтч	2,3	127,8	271,0	335,4	397,9	699,0	1 079,8
СЭС	млн.кВтч	0,4	44,8	86,1	89,8	137,7	408,7	1 231,4
ГЭС	млн.кВтч	5,9	31,0	80,5	143,8	242,4	237,5	227,3
БиоЭС	млн.кВтч					1,3	3,0	4,9
Итого	млн.кВтч	8,7	203,6	437,6	569,0	779,3	1 348,2	2 543,4
Затраты на покупку электрической энергии ВИЭ								
ВЭС	млн.тенге	52,4	2 898,6	6 147,1	8 829,8	11 029,2	21 162,4	35 260,2
СЭС	млн.тенге	15,3	1 555,1	2 994,9	3 627,5	5 627,4	15 342,5	45 056,0
ГЭС	млн.тенге	81,8	436,5	1 246,2	2 403,6	4 194,5	4 331,4	4 271,8
БиоЭС	млн.тенге					42,4	95,6	165,1
Итого	млн.тенге	149,5	4 890,3	10 388,2	14 861,0	20 893,5	40 931,8	84 752,9
Средний тариф на покупку электрической энергии ВИЭ								
ВЭС	тенге/кВтч	22,68	22,68	22,68	26,33	27,72	30,27	32,65
СЭС	тенге/кВтч	34,61	34,75	34,79	40,42	40,86	37,54	36,59
ГЭС	тенге/кВтч	13,80	14,08	15,49	16,71	17,31	18,24	18,79
БиоЭС	тенге/кВтч					32,23	32,23	33,93

За 2020 год объем покупки ТОО «РФЦ по ВИЭ» электроэнергии у станций ВИЭ составил 2 543,4 млн. кВтч, затраты на покупку электроэнергии ВИЭ составил 84 752,9 млн. тенге.

С момента запуска механизма поддержки ВИЭ, основанного на централизованной покупке и продаже электроэнергии ВИЭ, объемы покупки электроэнергии ВИЭ увеличились с 8 млн. кВтч в 2014 году до 2 543,4 млн. кВтч к 2020 году. Количество энергопроизводящих организаций использующих ВИЭ, осуществляющих электроэнергию РФЦ увеличилось с 6 до 72 к 2020 году.

На протяжении нескольких лет ежегодный прирост объемов электроэнергии ВИЭ по сравнению с предыдущим годом составляет более 69%, при этом темп прироста затрат на продажу электрической энергии ВИЭ увеличивается более чем на 80%. 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 2020 году утверждена ТОО «РФЦ по ВИЭ» по

зоне потребления электрической энергии 1 — с 1 января по 30 июня 2020 года – 34,62 тенге/кВтч без НДС, с 1 июля по 31 декабря 2021 года - 36,47 тенге/кВтч без НДС, по зоне потребления электрической энергии 2 — 24,46 тенге/кВтч без НДС. Порядок расчета и утверждения 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 к 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 и аукционных цен. Величина индекса потребительских цен, примененного для индексации

фиксированных тарифов и аукционных цен по годам, выглядит следующим образом:

Таблица 4.

Индекс потребительских цен на 2015-2020 годы

Период	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Уровень ИПЦ	104,4%	116,6%	107,1%	106,1%	105,3%	107,0%

Необходимо отметить, что в соответствии с пунктами 11 и 11.1 Правил определения фиксированных тарифов и предельных аукционных цен, утвержденных Постановлением Правительства Республики Казахстан от 27 марта 2014 года № 271, применяется индекс потребительских цен, накопленный за двенадцать месяцев, предшествующих 1 октября года проведения индексации, определяемый по данным уполномоченного органа в области государственной статистики.

Законодательная деятельность

Законодательство в области ВИЭ также включает иную дополнительную поддержку проектов в сфере ВИЭ в Казахстане. Правительство продолжает работу над совершенствованием условий для развития ВИЭ в Казахстане. В частности, в 2020 году были внесены изменения в законодательство о ВИЭ, касательно следующих улучшений:

- ▶ осуществление централизованной покупки паводковой электроэнергии;
- ▶ возможность реализации проектов по энергетической утилизации отходов;
- ▶ продление срока строительства малых гидроэлектростанций до 60 месяцев;
- ▶ продление с 1 января 2021 года срока действия договора покупки расчетно-финансовым центром электрической энергии, произведенной объектами ВИЭ до двадцати лет;
- ▶ смягчение требований к аукционам по отбору проектов БиоЭС.

Пандемия COVID-19

В результате сложной эпидемиологической ситуации распространения вируса

COVID-19 во всем мире 16 марта 2020г. на территории Республики Казахстан был введен режим чрезвычайного положения и сопутствующие жесткие карантинные меры, что в свою очередь оказало негативное влияние на реализуемые проекты по использованию ВИЭ.

Временное ограничение и приостановка разрешений на въезд иностранных специалистов, сильно повлияли на сроки строительных работ. Закрытие границы привело к трудностям с поставками импортных комплектующих частей и оборудования.

Так, решением Государственной комиссии по чрезвычайным ситуациям, было принято решение о продлении сроков предоставления копии уведомления о начале строительно-монтажных работ и копии акта приема в эксплуатацию объектов по заключенным с ТОО «РФЦ по ВИЭ» договорам покупки электрической энергии.

В связи с этим, Приказом Министерства энергетики РК от 19 мая 2020 года №197 были внесены соответствующие поправки в Правила централизованной покупки и продажи расчетно-финансовым центром электрической энергии, произведенной объектами по использованию возобновляемых источников энергии, объектами по энергетической утилизации отходов, и паводковой электрической энергии, порядка перерасчета и перераспределения расчетно-финансовым центром соответствующей доли электрической энергии на квалифицированного условного потребителя по итогам календарного года, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 2 марта 2015 года №164 (далее - Правила).

Согласно данным дополнениям в Правила, субъекты ВИЭ, столкнувшиеся со сложностями

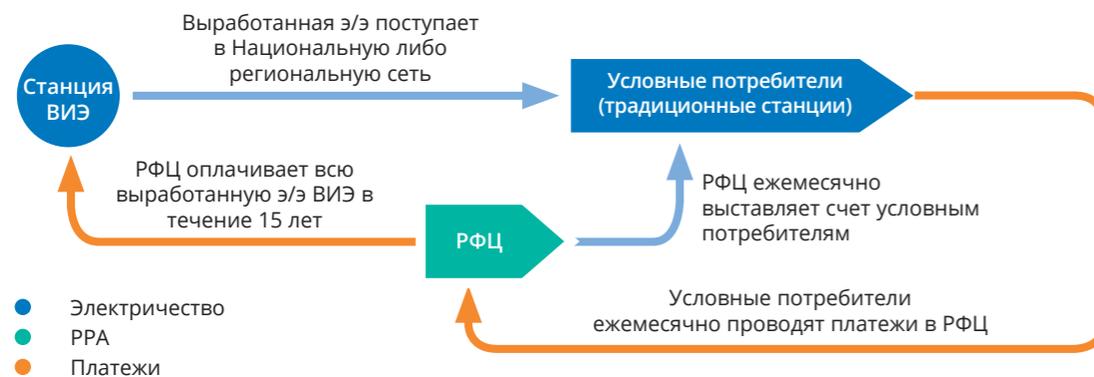
и имеющие действующие договора покупки электрической энергии с ТОО «РФЦ по ВИЭ» имели возможность продления сроков по предоставлению вышеуказанных документов на срок не более одного календарного года.

Таким образом, поддержка была оказана более 60 проектам по использованию ВИЭ и были продлены соответствующие сроки.

Распределение электроэнергии, произведенной объектами ВИЭ 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.

Рис. 4 Схема распределения электроэнергии, произведенной объектами ВИЭ



По итогам 2020 года общее количество условных потребителей составило 60, в том числе по зоне 1 – 46, по зоне 2 – 14.

Объем распределения электроэнергии ВИЭ условным потребителям за 2020 год составил 2 543,5 млн. кВтч. В том числе,

доли крупных генерирующих групп компаний следующие: АО «Самрук-Энерго» – 29%, ERG – 17,4%, АО «ЦАЭК» – 6,5%, ТОО «Kazakhmys Holding» – 6,7%, ТОО «ККС» – 6,0%, ТОО «Kazinc Holdings» – 2,7%, и прочие – 31,7%.

Таблица 5.

Информация о распределении электроэнергии ВИЭ между условными потребителями за 2019-2020 годы по зоне 1

№	Энергопроизводящие организации	2019 год		2020 год	
		Объем покупки электроэнергии ВИЭ, млн.кВтч	Затраты, млн.тенге	Объем покупки электроэнергии ВИЭ, млн.кВтч	Затраты, млн.тенге
1	ТОО "Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова"	238,7	7 562,4	479,2	17 137,9
2	АО "Евроазиатская энергетическая корпорация"	171,2	5 423,5	369,9	13 172,8
3	АО "Станция Экибастузская ГРЭС-2"	59,2	1 874,6	125,0	4 464,4
4	АО "Алматинские электрические станции"	61,0	1 931,3	120,4	4 280,5
5	ТОО "Караганда Энергоцентр"	51,0	1 615,0	99,1	3 529,5
6	АО "Казцинк" (Бухтарминская ГЭК)	42,0	1 330,0	82,8	2 950,4
7	АО "ПАВЛОДАРЭНЕРГО"	39,6	1 253,0	82,9	2 949,8

№	Энергопроизводящие организации	2019 год		2020 год	
		Объем покупки электроэнергии ВИЭ, млн.кВтч	Затраты, млн.тенге	Объем покупки электроэнергии ВИЭ, млн.кВтч	Затраты, млн.тенге
8	АО "СЕВКАЗЭНЕРГО" (ППТЭЦ-2)	40,2	1 273,7	77,9	2 771,6
9	АО "Астана-Энергия"	35,7	1 131,8	70,1	2 493,7
10	ТОО "Kazakhmysenergy"	31,0	980,9	60,8	2 161,7
11	ТОО "АЕС Усть-Каменогорская ГЭС"	24,2	766,2	49,0	1 747,5
12	ТОО "АЕС Шульбинская ГЭС"	24,4	772,7	50,0	1 772,5
13	АО "АрселорМиттал Темиртау"	29,7	939,7	66,1	2 355,4
14	АО "Алюминий Казахстана"(ТЭЦ-1)	22,5	711,8	47,8	1 697,3
15	ТОО "АЕС Усть-Каменогорская ТЭЦ"	24,2	766,6	50,3	1 792,6
16	АО "Жамбылская ГРЭС им. Т.И. Батурова"	22,3	705,0	43,7	1 558,1
17	АО "Мойнакская ГЭС"	13,0	412,2	26,9	958,0
18	ЭС АЗФ ТНК "Казхром"	13,7	434,2	23,9	847,6
19	АО "Актобе ТЭЦ"	10,4	329,7	20,7	737,3
20	ТОО "Кристалл Менеджмент"	9,0	285,6	19,0	677,6
21	ТОО "Степногорская ТЭЦ"	9,0	283,9	17,7	628,1
22	ТОО "Жаназольская ГТЭС"(ЖГТЭС-56)	8,9	281,5	24,4	870,9
23	АО "Соколовско-Сарбайское горно-обогатительное производственное объединение" (Рудненская ТЭЦ)	8,0	253,0	21,8	774,0
24	ТОО "Bassel Group LLS" (Кар.ГРЭС-1)	10,6	336,3	12,4	440,9
25	АО 3- Энергоорталык"(Шымк. ТЭЦ-3)	7,5	237,0	16,8	596,0
26	АО "Шардаринская ГЭС"	6,1	192,7	13,8	489,8
27	АО "ПетроКазахстанКумкольРесорсиз"	4,1	128,5	11,3	403,2
28	ТОО "Актюбинский рельсобалочный завод"	3,6	114,2	7,5	267,8
29	ТОО "УПНК-ПВ"	0,4	11,2	0,7	23,5
30	ТОО "АЭС Согринская ТЭЦ"	4,0	128,1	8,9	317,4
31	АО "Риддер ТЭЦ"	1,8	56,4	3,0	105,0
32	ТОО "ГРЭС Топар"	56,5	1 789,9	99,6	3 537,6
33	ТОО "Шахтинсктеплоэнерго"	0,1	4,5	0,2	5,8
34	ГКП "Костанайская ТЭЦ"	0,2	5,5	0,2	7,8
35	ГКП "Аркалыкская ТЭЦ"	0,0	0,4	0,0	0,7
36	АО СНПС "Актобемунайгаз"	8,1	256,4	14,8	527,0
37	ТОО "Казтуркумунай" ГПЭС Юж. Каратобе	0,2	7,3	0,5	19,5
38	ТОО "Фирма Ада Ойл" ГПЭС Башенколь	0,1	4,7	0,2	7,4
39	ТОО "Восход-Oriel" (ГКП Восход)	0,2	7,6	0,4	15,8
40	ТОО "Текелийскийэнергокомплекс" (ТЭЦ-2)	2,4	76,4	5,0	176,5
41	АО "Таразэнергоцентр" (Жам.ТЭЦ-4)	0,7	21,0	2,2	76,2
42	ГКП «Кентау сервис» (Кент.ТЭЦ-5)	0,0	0,9	0,0	1,3
43	ТОО "СКЗ-У"	1,5	48,5	2,7	95,4
44	АО "Кызылордатеплоэлектроцентр"	3,5	109,3	5,5	193,8
45	ТОО "Теплокоммунэнерго"	0,0	0,0	0,1	5,3
46	АО «KEGOC»	0,8	25,5	0,0	1,4
Итого		1 101,0	34 880,6	2 235,5	79 644,5

Таблица 6.

Информация о распределении электроэнергии ВИЭ между условными потребителями за 2019-2020 годы по зоне 2

№	Энергопроизводящие организации	2019		2020	
		Объем покупки электроэнергии ВИЭ, млн.кВтч	Затраты, млн.тенге	Объем покупки электроэнергии ВИЭ, млн.кВтч	Затраты, млн.тенге
1	ТОО"МАЭК-Казатомпром"	82,0	1 976,6	100,3	2 452,3
2	АО"Атырауская теплоэлектроцентраль"	45,2	1 089,6	49,6	1 212,5
3	ТОО "ТенгизШевройл" (ТГТЭС-1,2,3)	38,8	934,0	47,3	1 157,1
4	ЭС "Кашаган" NCOС N.V.	21,6	520,0	29,3	715,6
5	АОЗТ «Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б.В. Казахстанский филиал»	18,8	453,4	20,5	501,2
6	ТОО "БатысПауэр" (ГТЭС-200)	9,5	228,9	11,7	285,8
7	АО "Мангистаумунайгаз"	6,9	167,3	0,6	13,7
8	ГПЭС АО "КазАзот"	5,5	133,0	6,7	163,3
9	АО "Жайыктеплоэнерго"	4,5	109,2	5,9	145,3
10	ТОО "Уральская газотурбинная электростанция"	6,8	164,5	8,0	196,4
11	ТОО "Атырауский нефтеперерабатывающий завод" (ТЭЦ)	3,7	89,3	4,5	109,9
12	ТОО "Жаикмунай"	2,1	51,1	2,1	50,5
13	ГПЭС ТОО "SagatEnergy"	1,0	24,6	1,1	27,8
15	ТОО "Karabatanutilitiesolutions"	0,3	8,1	20,6	503,3
16	АО "KEGOC" (потери)	0,3	7,3	0,0	0,0
Итого		247,2	5 956,9	308,0	7 534,7
Всего по зоне 1 и зоне 2		1 348,2	40 837,5	2 543,5	87 179,2

Применение механизма квалифицированных условных потребителей

В 2017 году были приняты поправки в Закон РК «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» (далее – Закон) по применению механизма квалифицированных условных потребителей (КУП).

Данные нормы и положения законодательства в области ВИЭ освобождают условных потребителей, входящих в КУП, от оплаты растущих расходов на поддержку развития ВИЭ, формирующихся в рамках обязательств по заключенным с инвесторами договорам о гарантированной покупке электрической энергии в течении 15 лет.

Согласно положениям законодательства в области ВИЭ, на энергопроизводящие орга-

низации, использующие ВИЭ, входящие в состав КУП, распространяются все меры государственной поддержки, оказываемые энергопроизводящим организациям, использующим ВИЭ, а именно освобождение от оплаты услуг энергопередающих организаций на передачу электрической энергии, инвестиционные, налоговые и таможенные преференции.

В 2020 году ТОО «Kazakhstanmys Holding» успешно запустило солнечную электростанцию в Кенгирском сельском округе мощностью 10 МВт, положив начало действию механизма КУП. С апреля 2020 года СЭС Кенгир вырабатывает электроэнергию, что оказывает положительное влияние на затраты холдинга Kazakhstanmys на ВИЭ, при этом продолжая участвовать в поддержке ВИЭ.

2.2 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 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 энерге-

тических компаний и финансовых институтов в роли инвесторов.

Общая информация по ЕЭС Казахстана

По результатам 2020 года, генерация электрической энергии достигла 108 млрд. кВтч. Увеличение от показателя исторического максимума прошедшего года составило 2 млрд. кВтч. При этом, рост потребления зафиксирован на уровне 2,1 млрд. кВтч и составил 107,3 млрд. тг. Согласно прогнозируемому балансу электроэнергии и мощности ЕЭС Казахстана от 12.01.2021 года, к концу 2027 года выработка электрической энергии достигнет 132,3 млрд. кВтч при потреблении в 126,5 млрд. кВтч.

Ниже представлена динамика производства/потребления электрической энергии с 1990 по 2027 год (факт/прогноз), а также основные производственные показатели за 2020 год.

Динамика производства/потребления электрической энергии с 1990 по 2027 год (факт/прогноз)

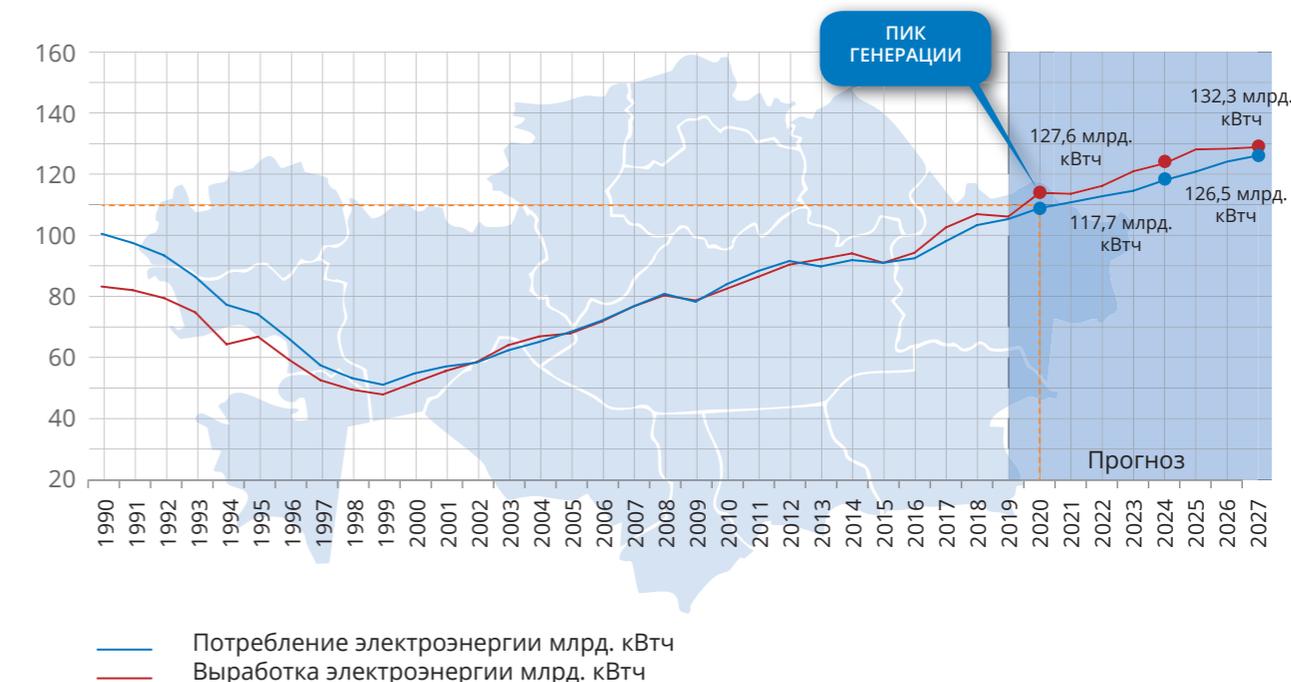


Рис. 5 Динамика производства/потребления электрической энергии с 1990 по 2027 год

Установленная мощность	в.т.ч. ТЭС	ГЭС	ГТЭС	СЭС, ВЭС, БГУ
23,6 ГВт	17,4 ГВт	2,7 ГВт	2 ГВт	1,5 ГВт
Производство	в.т.ч. ТЭС	ГЭС	ГТЭС	СЭС, ВЭС, БГУ
108 млрд. кВтч	86,7 млрд. кВтч	9,5 млрд. кВтч	9,5 млрд. кВтч	2,3 млрд. кВтч

Потребление 107,3 млрд. кВтч
 Годовой максимум нагрузки 15,7 ГВт (07.12.2020 в 19:00)
 Располагаемая мощность 20,1 ГВт



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).

Результаты деятельности ТОО «РФЦ по ВИЭ» на рынке электрической мощности

По итогам функционирования рынка мощности в 2020 году ТОО «РФЦ по ВИЭ» проведена следующая работа:

По договорной компании с потребителями рынка мощности ТОО «РФЦ по ВИЭ» по состоянию на 2020 года заключено 250 договоров на оказание услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки на суммарную мощность 9118 МВт*мес. Потребителями рынка мощности в обязательном порядке выступают

энергоснабжающие и энергопередающие компании, а также потребители, в том числе промышленные комплексы, являющиеся субъектами оптового рынка электрической энергии.

Оплата услуги по обеспечению готовности электрической мощности Единому закупщику производится потребителями по единой, средневзвешенной цене. На 2020 год расчетная цена составила 799 869 тг./МВт*мес.

ТОО «РФЦ по ВИЭ» в 2020 году осуществил централизованную покупку мощности у 32 энергопроизводящих организаций:

от действующих энергопроизводящих организаций, заключивших инвестиционные соглашения с Министерством энергетики. Министерством энергетики, на 2020 год заключены 5 инвестиционных соглашений, с ТОО «Караганда Энергоцентр», АО «Севказэнерго», АО «Мойнакская ГЭС им. У.Д. Кантаева», АО «Алматинские электрические станции» и АО «Шардаринская ГЭС» на суммарную мощность 739,6 МВт*мес;

от действующих энергопроизводящих организаций, в состав которых входят теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), в объеме технологического минимума генерирующей мощности. Так, ТОО «РФЦ по ВИЭ» заключено 18 договоров на суммарную мощность 2354,2 МВт*мес;

от действующих энергопроизводящих организаций по итогам централизованных торгов. Так, ТОО «РФЦ по ВИЭ» заключено 27 договоров на суммарную мощность 6119,16 МВт*мес.

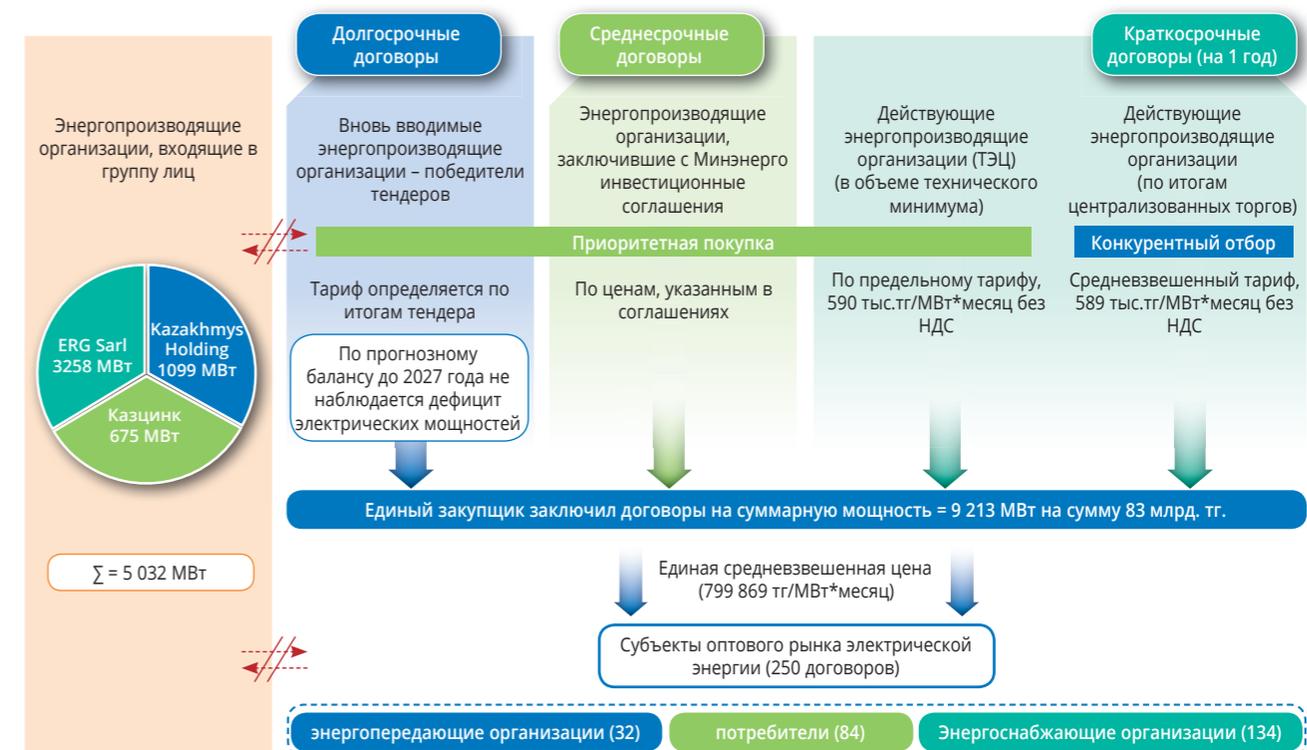
Согласно утвержденному прогнозируемому балансу электрической энергии и мощности на 2020-2027 годы в этом временном периоде в ЕЭС Республики Казахстан не наблюдается дефицит электрических мощностей, в связи с чем, объявление уполномоченным органом

тендера на строительство новых генерирующих установок в 2020 году не проводилось.

Стоит отметить о необходимости прохождения ежегодной аттестации генерирующих установок энергопроизводящих организаций на предмет подтверждения заявленных параметров аттестованной электрической мощности и аттестованных скоростей увеличения и уменьшения электрической мощности. По результатам мероприятий по аттестации электрической мощности генерирующих установок, проведенных Системным оператором в прошедшем году, к участию на рынке электрической мощности в 2020 году были допущены 33 станции.

Модель рынка электрической мощности с основными показателями 2020 года представлена в виде инфографики.

Модель рынка электрической мощности



По итогам функционирования рынка электрической мощности энергопроизво-

дящими организациями суммарно получен доход в размере более 79,3 млрд.тг.

Таблица 7.

Список энергопроизводящих организаций, участвующих на рынке электрической мощности в 2020 году

№	Наименование энергопроизводящей организации	Фактическая сумма инвестиций за 2020 год, млн. тенге
1	АО «Севказэнерго»	5 247
2	ТОО «Караганда Энергоцентр»	6 802
3	АО "ПАВЛОДАРЭНЕРГО"	3 047
4	ТОО «Усть-Каменогорская ТЭЦ»	1 934
5	АО "Риддер ТЭЦ"	95
6	ТОО «Согринская ТЭЦ»	277
7	АО "Кристалл Менеджмент"	586
8	АО "З-Энергоорталык"	192
9	ТОО "Bassel Group LLS"	469
10	АО «Жамбылская ГРЭС им.Т.И.Батурова»	2 260
11	АО "Астана-Энергия"	2 476
12	ТОО "Степногорская ТЭЦ"	596
13	ТОО "Актобе ТЭЦ"	786
14	ТОО "Уральская газотурбинная электростанция"	322
15	АО "Жайыктеплоэнерго"	168
16	ТОО "МАЭК-Казатомпром"	4 042
17	АО "Атырауская ТЭЦ"	1 736
18	АО "Алматинские электрические станции"	9137
19	АО "Таразэнергоцентр"	188
20	ГКП "Кызылордатеплоэлектроцентр"	270
21	ТОО "АЭС Усть-Каменогорская ГЭС"	2 201
22	ТОО "АЭС Шульбинская ГЭС"	2 358
23	ТОО "Казцинк"	1 768
24	ТОО "Жанажолская ГТЭС"	819
25	ТОО "Батыс Пауэр"	319
26	ТОО "Главная распорядительная энергостанция Топар"	2 842
27	АО «Евроазиатская энергетическая корпорация»	593
28	АО "Шардаринская ГЭС"	2326
29	АО "Мойнакская ГЭС им. У.Д. Кантаева"	8 790
30	АО "Станция Экибастузская ГРЭС-2"	5 499
31	ТОО "Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова"	11 019
32	ТОО "Текелийский энергокомплекс"	122
Итого		79 286

Законотворческая деятельность

В целях совершенствования законодательства Республики Казахстан в сфере электроэнергетики, ТОО «РФЦ по ВИЭ» совместно с участниками рынка инициировалось внесение изменений и дополнений в соответствующие нормативные правовые акты.

По потребителям рынка мощности:

1) В силу развития рынка электрической мощности на территории Республики

Казахстан, потребителям рынка мощности предоставлены дополнительные возможности по изменению договорного объема, как в сторону уменьшения, так и в сторону увеличения. Так же, приняты временные нормы по изменению договорного объема услуги по обеспечению в сторону уменьшения, в связи с пандемией, которая послужила причиной снижения объемов потребления.

2) Определен порядок подачи Единым закупщиком Системному оператору заявки

на ввод, перенос и снятие мер технического характера в адрес потребителей рынка электрической мощности, нарушающих условия оплаты по договору на оказание услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки, либо не заключивших этот договор;

3) Предусмотрено отклонение заявок в суточный график производства-потребления электрической энергии потребителей рынка электрической мощности, нарушающих условия оплаты по договору на оказание услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки;

4) Внесены дополнения в части снижения цены на услугу по обеспечению готовности электрической мощности. Так, Единый закупщик будет направлять средства, образовавшиеся по итогам положительного финансового результата в рамках деятельности на рынке мощности (применение понижающих коэффициентов для станций и штрафов за превышения услуги для потребителей) на снижение тарифа на услугу по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки.

По энергопроизводящим организациям:

1) Внесены дополнения, касающиеся развития маневренной генерации в ЕЭС РК, проведения аукционных торгов на строительство генерирующих установок с маневренным режимом генерации.

2) Предусмотрены нормы по запрету энергопроизводящих организаций отказывать либо уклоняться от заключения дого-

вора с отдельными потребителями и обязательство размещения на своих интернет-ресурсах информации на каждый день о законтрактованной, планируемой к продаже на централизованных торгах свободной для отпуска в сеть электрической мощности собственных генерирующих установок. Данные нормы вводятся с целью допуска к свободной мощности энергопроизводящей организации, для исключения факта отклонения энергоснабжающей организацией и оптовому потребителю к покупке свободной электрической энергии.

3) Изменены условия корректирования информации о рабочей мощности и техническом и технологическом минимуме, в соответствии с которыми учитывается факт включения генерирующего оборудования из ремонта, а также особенности работы ГЭС по заданным расходам воды бассейновыми инспекциями по регулированию использования и охране водных ресурсов расходов воды;

4) Внесены изменения в Правила допуска на рассмотрение, рассмотрения и отбора инвестиционных программ, согласно которых допустимый объем инвестиций в рамках инвестиционных соглашений был увеличен с 10% до 30% (в натуральном выражении с 10 до 30 млрд. тенге), что способствует притоку инвестиций в отрасль на модернизацию, расширение, реконструкцию и (или) обновление генерирующих мощностей.



2.3 Перспектива – ввод балансирующего рынка электроэнергии в Республике Казахстан в режиме реального времени

Балансирующий рынок представляет собой рынок урегулирования почасовых отклонений фактического производства и потребления электроэнергии от планового суточного графика и предназначен для обеспечения баланса производства и потребления в режиме реального времени.

На основании приказа и.о. Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 30 ноября 2007 г. №269 с 2008 г. работа балансирующего рынка осуществляется в имитационном режиме без процедуры реальных денежных взаиморасчетов за купленную-проданную на балансирующем рынке электрическую энергию. Имитационный период работы необходим всем субъектам оптового рынка электроэнергии для отработки механизма взаимодействия в условиях функционирования балансирующего рынка электрической энергии (далее – БРЭ), определения реальных величин дисбалансов производства-потребления электрической энергии в ЕЭС Казахстана, уточнения потребности в резервах мощности, определения диапазонов цен на балансирующую электроэнергию. Работа балансирующего рынка электрической энергии в имитационном режиме продлена до 1 января 2022 года.

Анализ работы БРЭ в имитационном режиме показал, что без применения финансовых стимулов, субъекты оптового рынка не участвуют в регулировании дисбалансов.

Исходя из этого, основными причинами рассмотрения вопроса запуска БРЭ в режиме реального времени являются:

1. Растущий объем доли нестабильных ВИЭ в энергобалансе страны (с учетом цели до 2030 года);
2. Необходимость создания экономических сигналов для субъектов Республики Казахстан (субъекты Республики Казахстан смогут получать оплату за участие в балансировании);

3. Введение адресности в распределении дисбалансов по системе (чтобы платили только те, кто создает дисбалансы);
4. Смягчение влияния вновь вводимых маневренных электростанций на конечных потребителей РК за счет задействования потенциала регулирования действующих ЭПО и субъектов РК;
5. Создание и отработка механизмов БРЭ для полного вовлечения вновь вводимых маневренных электростанций в процесс регулирования (балансирования);
6. Нарботка опыта (истории) функционирования БРЭ в Казахстане и его совершенствование для улучшения условий для привлечения инвестиций в строительство новых маневренных мощностей и накопителей.

В целях запуска балансирующего рынка электроэнергии в Казахстане в режиме реального времени, при Министерстве энергетики Республики Казахстан была создана рабочая группа, в состав которой вошли представители Системного оператора АО «KEGOC», ТОО «РФЦ по ВИЭ», АО «Энергоинформ», АО «Самрук-Энерго», а также участников рынка.

В течении 2020 года, не смотря на карантинные ограничения, рабочая группа в режиме онлайн формата разработала предложения по внесению изменений и дополнений в Законы РК «Об электроэнергетике», «О поддержке использования ВИЭ», Налоговый Кодекс РК и другие нормативные правовые акты, которые на сегодняшний день находятся на согласовании у государственных органов и заинтересованных организациях.



- Кадровая политика

КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

3.1 Кадровая политика

3.1.1 Управление персоналом

Кадровый потенциал ТОО «РФЦ по ВИЭ» является одним из важнейших факторов, определяющих успех и развитие организации. Менеджмент человеческих ресурсов ТОО «РФЦ по ВИЭ» осуществляется в соответствии с принципами Корпоративного стандарта по управлению человеческими ресурсами группы АО «Самрук-Қазына».

Кадровая политика направлена на формирование кадрового потенциала как важнейшего интеллектуального и профессионального ресурса, обеспечивающего реализацию Стратегии развития ТОО «РФЦ по ВИЭ» через эффективную корпоративную культуру, ориентированную на достижение высоких результатов и меритократию.

Для реализации цели ТОО «РФЦ по ВИЭ» в развитии Кадровой политики, стоят следующие направления:

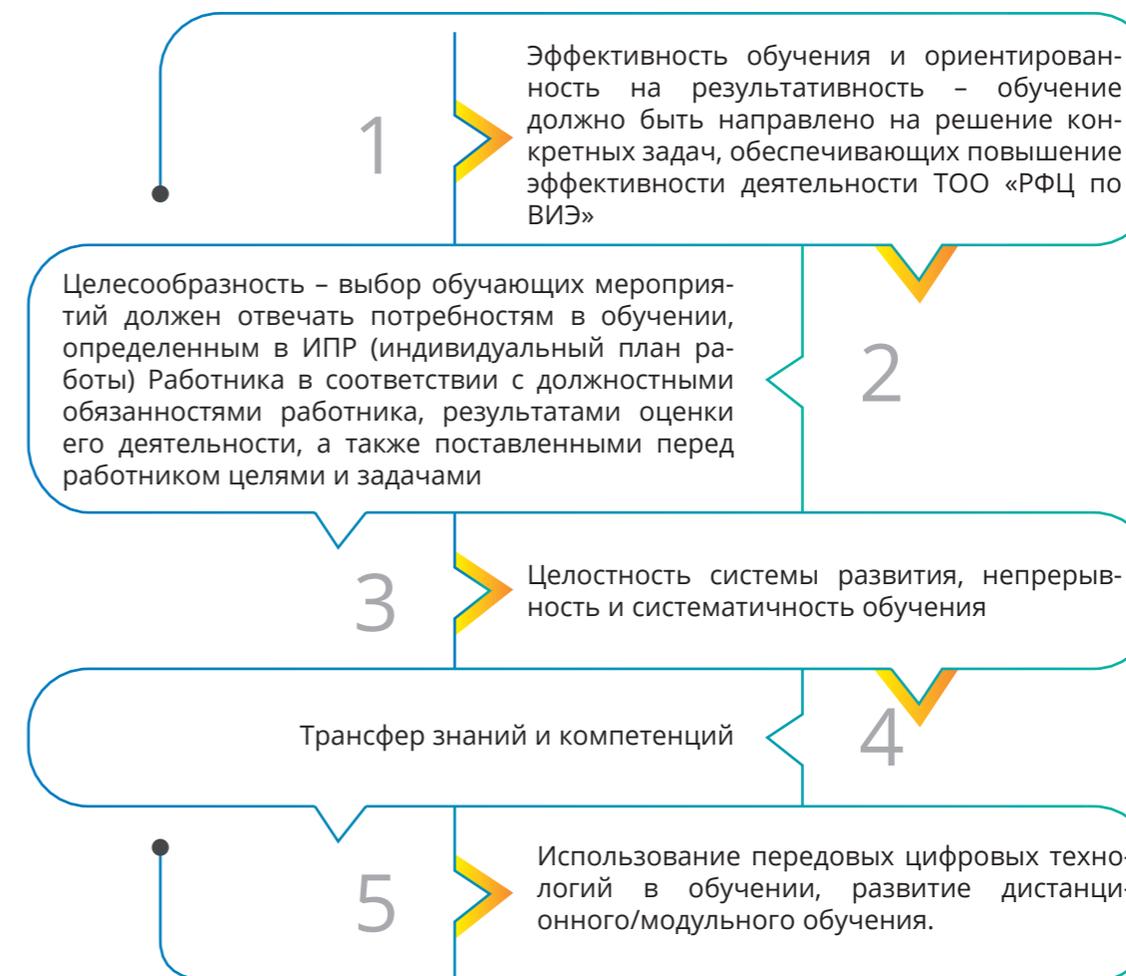
-  привлечение, развитие и удержание высокопрофессиональных работников
-  внедрение передовых методов управления персоналом (совершенствование организационной структуры, планирование, подбор и расстановка кадров, профессиональное обучение и профессиональное развитие персонала)
-  создание в ТОО «РФЦ по ВИЭ» эффективного подразделения по работе с персоналом
-  управление кадровым резервом посредством разумного сочетания внутреннего кадрового резерва и внешних ресурсов
-  создание и выработка совместных ценностей, социальных норм и норм, регламентирующих поведение работника

Все элементы кадровой политики выстроены таким образом, чтобы быстро и эффективно адаптироваться к новым работникам, ускорить их скорое назначение в должность. Вместе с тем, на регулярной

основе проводятся ознакомительные мероприятия с нововведёнными работниками в целях изучения Правил и функции ТОО «РФЦ по ВИЭ» для дальнейшей совместной работы.

3.1.2 Обучение и развитие персонала

ТОО «РФЦ по ВИЭ» придает высокое значение процессу обучения и развития персонала и руководствуется следующими принципами:



Обучение персонала проведено с использованием всего спектра современных методов обучения — бизнес-практикумы, семинары, тренинги, повышение квалификации, программы профессиональной подго-

товки, форумы, конференции. В отчетном году прошли обучение 3 работника. Фактические затраты ТОО «РФЦ по ВИЭ» на обучение за 2020 год составили 997,65 тыс. тенге.



4 МЕЖДУНАРОДНОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО



- Сотрудничество и взаимодействие с участниками рынка
- Прогнозирование генерации ВИЭ

МЕЖДУНАРОДНОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО

4.1 Сотрудничество и взаимодействие с участниками рынка

• ТОО «РФЦ по ВИЭ» активно сотрудничает со многими основными игроками на электроэнергетическом рынке. Кроме того, проводится совместная активная законодательная 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.

ТОО «РФЦ по ВИЭ» тесно сотрудничает с Министерством энергетики РК, АО «KEGOC», АО «КОРЭМ» в вопросах развития возобновляемой энергетики и рынка электрической мощности в Республике Казахстан. Кроме того, в ходе оценки дальнейшего развития механизма поддержки ВИЭ учитываются 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».

В 2020 году совместно с Министерством энергетики РК, АО «KEGOC», АО «КОРЭМ» были проведены очередные проектные аукционные торги по отбору проектов ВИЭ. Главное отличие проектных аукционных торгов от зональных аукционных торгов, которые были проведены 2018-2019 годах в том, что инвесторам было предложено реализовать строительство объекта ВИЭ, с приложенной предпроектной документацией. В 2020 году на аукционные торги с документацией были выставлены 2 проекта СЭС общей установленной мощностью 40 МВт: СЭС 20 МВт, вблизи г.Аральск, Аральского района, Кызылординской области и СЭС мощностью 20 МВт в г. Кентау, сельском округе Иассы Туркестанской области.

По результатам аукционных торгов, минимальная цена составила 14,58 тг/кВтч. Подготовка проектной документации, включающей в себя проработку вопросов подключения к сети, оценку ресурсного потенциала на уровне достаточном для финансирующих институтов, а также оценку пригодности земельного участка, позволяет существенно снизить проектные риски инвесторов и оптимизировать сроки ввода в эксплуатацию.

Начиная 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, которая 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 январе 2020 году представители ТОО «РФЦ по ВИЭ» совместно с представителями Министерства Энергетики РК, НАО «Междуна-

родный центр зеленых технологий и инвестиционных проектов» и ПРООН в Казахстане приняли участие в десятой юбилейной ассамблее Международного агентства по возобновляемой энергетике (IRENA). Мероприятие проводилось в столице Объединенных Арабских Эмиратов, в г. Абу-Даби.

4.2 Прогнозирование генерации ВИЭ

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.

С точки зрения интеграции ВИЭ в Единую электроэнергетическую систему Республики Казахстан (далее – ЕЭС РК), одной из основных

проблем, связанных с генерацией ВИЭ, является несоблюдение объектами ВИЭ суточного графика производства электроэнергии. Неправильное планирование суточного графика существенно затрудняет работу и препятствует выполнению поставленных задач по обеспечению постоянного баланса производства и потребления электроэнергии.

Согласно пункту 8 статьи 7-1 Закона, все энергопроизводящие организации использующие ВИЭ обязаны иметь автоматизированную систему коммерческого учета (далее – АСКУЭ) на своем объекте по использованию ВИЭ. АСКУЭ имеет возможность дистанционной передачи данных, вследствие чего стало возможно начать прогнозирование.

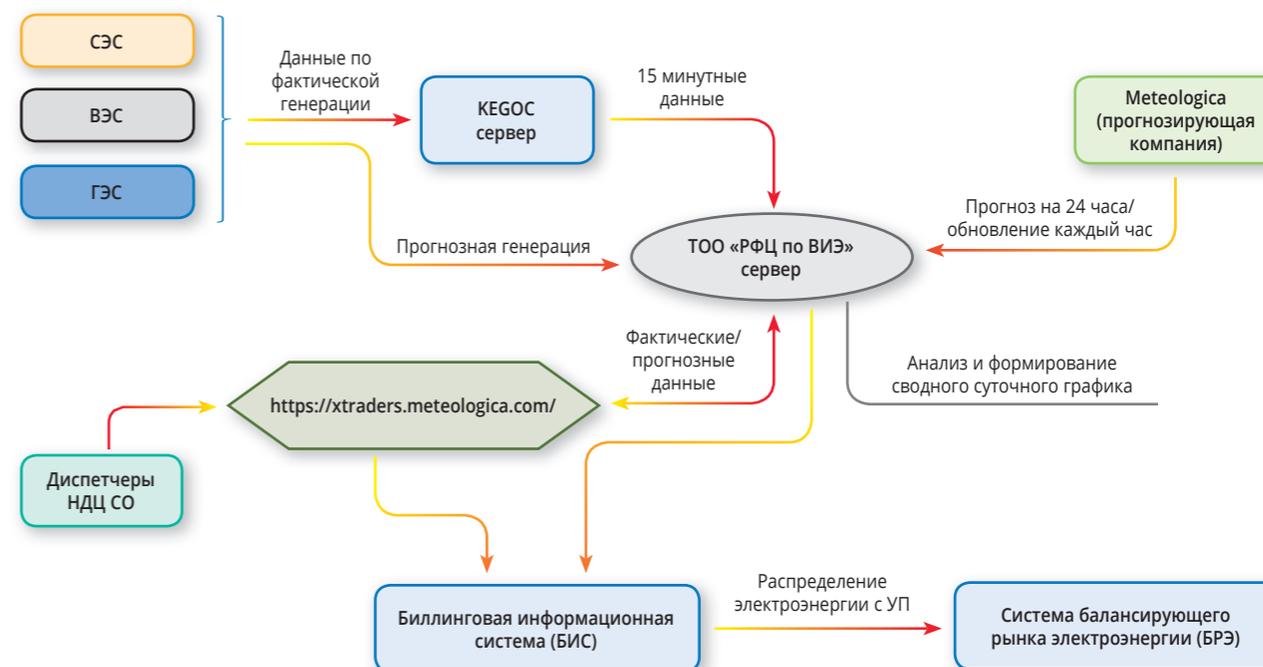


Рис. 6: IT система электроэнергетики

По данным международного энергетического агентства ВИЭ (IRENA) качественное прогнозирование генерации объектов ВИЭ является одним из наиболее экономически эффективных способов компенсации переменчивости выработки. На сегодняшний день в мире прогнозирование ВИЭ с учетом природно-климатических факторов является ключевым фактором, который обеспечивает возможность интеграции ВИЭ в энергосистему.

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 механизмов поддержки использования ВИЭ и рынка 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 развертывания возобновляемой энергетики, наращивание потенциала маневренной генерации ЕЭС РК;

Сектор ВИЭ – это часть энергорынка, определенный его 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, в странах, в которых аукционы дали максимальные результаты по снижению цены, аукционы 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).

Одновременно с этим, планируется дополнительное изменение законодательства с целью дальнейшего улучшения условий для инвестиций в ВИЭ. Так, в 2021 году планируется рассмотреть следующие вопросы:

- ▶ оказание государственной финансовой поддержки РФЦ;

- ▶ внедрение механизма надбавки на поддержку использования ВИЭ;

- ▶ проведение аукционных торгов по отбору проектов по энергетической утилизации отходов (ЭУО);

- ▶ вопросы интеграции ВИЭ в электрические сети;

- ▶ стимулирование строительства маневренных мощностей (крупные ГЭС и газовые);

- ▶ долгосрочное планирование и совершенствование процесса аукционов ВИЭ;

- ▶ поддержка казахстанского производителя оборудования ВИЭ;

- ▶ подготовительная работа по запуску балансирующего рынка.



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН





ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

За год, закончившийся 31 декабря 2020 года,
с аудиторским отчётом независимого аудитора

- **Аудиторский отчет независимого аудитора**..... 37
- **Финансовая отчётность**
 - Отчёт о финансовом положении..... 40
 - Отчёт о совокупном доходе 41
 - Отчёт о движении денежных средств 42
 - Отчёт об изменениях в капитале 43
 - Примечания к финансовой отчётности..... 44

АУДИТОРСКИЙ ОТЧЕТ НЕЗАВИСИМОГО АУДИТОРА

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

Мнение

Мы провели аудит финансовой отчетности ТОО «Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии» (далее по тексту – «Организация»), состоящей из отчета о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2020 года, 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 отношениях финансовое положение Организации по состоянию на 31 декабря 2020 года, а также ее финансовые результаты и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (далее по тексту – «МСФО»).

Основание для выражения мнения

Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита (далее по тексту – «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 Организации в соответствии с Кодексом этики профессиональных бухгалтеров Совета по международным стандартам этики для бухгалтеров (включая международные

стандарты независимости) (далее по тексту – «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.

Прочая информация, включенная в годовой отчет Организации за 2020 год

Прочая информация включает информацию, содержащуюся в годовом отчете Организации за 2020 год, но не включает финансовую отчетность и наш аудиторский отчет по ней. Ответственность за прочую информацию несет руководство. Годовой отчет Организации за 2020 год, предположительно, будет нам предоставлен после даты настоящего аудиторского отчета.

Наше мнение о финансовой отчетности не распространяется на прочую информацию, и мы не будем предоставлять вывода, выражающего уверенность в какой-либо форме в отношении данной информации.

В связи с проведением нами аудита финансовой отчетности, наша обязанность заключается в ознакомлении с указанной выше прочей информацией, когда она будет нам предоставлена, и рассмотрении при этом вопроса, имеются ли существенные несоответствия между прочей информацией и финансовой отчетностью или нашими знаниями, полученными в ходе аудита, и не содержит ли прочая информация иных существенных искажений.

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 Организации 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 Организацию, 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 Организации.

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 Организации;

- ▶ 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 Организации продолжать непрерывно свою деятельность. Если мы приходим к выводу о наличии существенной неопределенности, мы должны привлечь внимание в нашем аудиторском

ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2020 года

В тысячах тенге

	Прим.	2020 год	2019 год
Выручка по договорам с покупателями	11	176.132.448	111.964.206
Себестоимость	12	(165.385.303)	(99.865.777)
Валовая прибыль		10.747.145	12.098.429
Общие и административные расходы	13	(555.613)	(362.661)
Финансовый доход	7,8	1.665.765	589.717
Финансовый расход		(5.784)	-
Прочие доходы		54.100	154.659
Прочие расходы		-	(13)
Начисление резерва под ожидаемые кредитные убытки		(498.357)	(243.581)
Прибыль до налогообложения		11.407.256	12.236.550
Расходы по подоходному налогу	14	(2.182.057)	(2.453.197)
Прибыль за год		9.225.199	9.783.353
Итого совокупный доход за год		9.225.199	9.783.353

ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

За год, закончившийся 31 декабря 2020 года

В тысячах тенге

	Прим.	2020 год	2019 год
Операционная деятельность			
Прибыль до налогообложения		11.407.256	12.236.550
Корректировки для сверки прибыли до налогообложения с чистыми денежными потоками			
Износ и амортизация	13	13.105	12.384
Начисление резервов по неиспользованным отпускам и бонусам		47.768	38.542
Начисление резерва под ожидаемые кредитные убытки		498.357	243.581
Финансовый доход	7,8	(1.665.765)	(589.717)
Корректировки на оборотный капитал			
Изменение в запасах		(52.453)	(1.703)
Изменение в торговой дебиторской задолженности		(3.587.594)	(12.139.986)
Изменение в авансах выданных		(1.253.094)	(2.317)
Изменение в НДС к возмещению и других налогах		(6.999)	20.419
Изменение в прочих текущих активах		(128.525)	(85.587)
Изменение в торговой кредиторской задолженности		12.182.287	11.389.950
Изменение в отложенных доходах		(2.942)	(2.942)
Изменение в задолженности по налогам кроме подоходного налога		(74.092)	79.096
Изменение в прочих текущих обязательствах		3.101	(9.682)
		17.380.410	11.188.588
Подоходный налог уплаченный		(3.412.925)	(1.674.816)
Проценты полученные		1.060.761	493.790
Чистые денежные потоки, полученные от операционной деятельности		15.028.246	10.007.562
Инвестиционная деятельность			
Снятие депозитов		25.082.966	-
Пополнение депозитных счетов		(37.524.318)	-
Приобретение основных средств		(2.106)	(19.904)
Приобретение нематериальных активов		(253)	(3.150)
Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности		(12.443.711)	(23.054)
Чистое изменение в денежных средствах и их эквивалентах		2.584.535	9.984.508
Эффект от начисления резерва под ожидаемые кредитные убытки на денежные средства и их эквиваленты		5.836	(9.513)
Денежные средства и их эквиваленты на 1 января		11.733.650	1.758.655
Денежные средства и их эквиваленты на 31 декабря	8	14.324.021	11.733.650

ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2020 года

В тысячах тенге

	Уставный капитал	Нераспределённая прибыль	Итого
На 1 января 2019 года	100.000	625.810	725.810
Прибыль за год	-	9.783.353	9.783.353
Итого совокупный доход	-	9.783.353	9.783.353
На 31 декабря 2019 года	100.000	10.409.163	10.509.163
Прибыль за год	-	9.225.199	9.225.199
Итого совокупный доход	-	9.225.199	9.225.199
На 31 декабря 2020 года	100.000	19.634.362	19.734.362

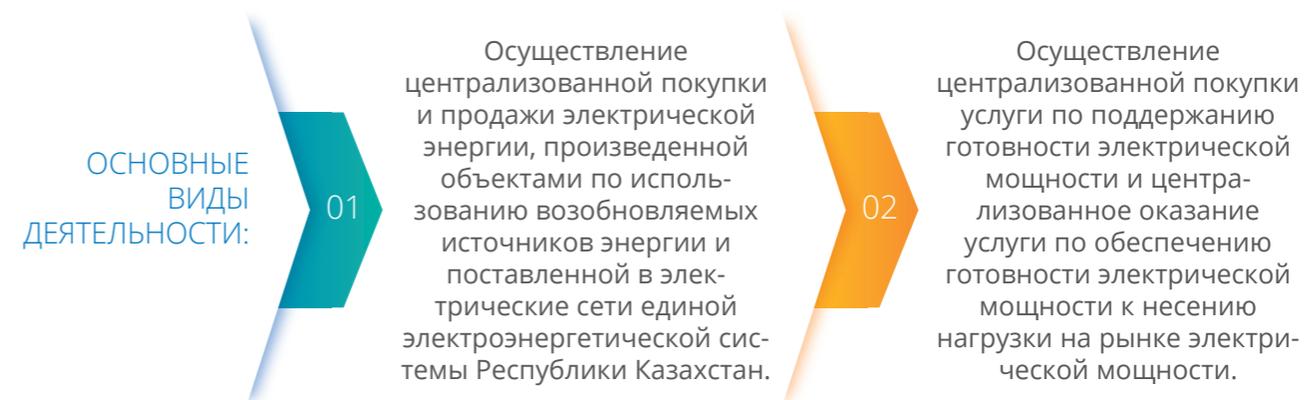
ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

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 2020 года АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» (далее – «KEGOC») является единственным акционером Компании. Основным акционером «KEGOC» является АО «Фонд Национального Благосостояния «Самрук-Казына» (далее – «Самрук-Казына») (90 процентов плюс одна акция), соответственно все дочерние организации «Самрук-Казына» рассматриваются, как связанные стороны Компании (Примечание 15). Самрук-Казына находится под контролем Правительства Республики Казахстан.



РФЦ не имеет дочерних и зависимых компаний, не имеет филиалов и представительств.

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

Прилагаемая финансовая отчётность была утверждена к выпуску Генеральным директором и Главным бухгалтером Компании 26 февраля 2021 года.

Для управленческих целей деятельность Компании подразделяется в соответствии с типом оказываемых услуг на два операционных сегмента:

01 Услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки

С 1 января 2019 года в Республике Казахстан начал функционировать рынок электрической мощности, основная цель ввода которого – это обеспечение балансовой надежности энергосистемы Республики Казахстан. Под балансовой надёжностью понимается способность энергосистемы удовлетворять потребительский спрос на электроэнергию в любой момент времени.

В соответствии с методикой раздельного учёта, утвержденной Наблюдательным советом (протокол № 10, от 9 ноября 2019 года) Компания ведет раздельный учёт по основным видам деятельности.

Законом Республики Казахстан от 7 декабря 2020 года № 380-VI ЗРК «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам поддержки использования возобновляемых источников энергии и электроэнергетики», были внесены изменения и дополнения в Закон РК «Об электроэнергетике». В частности, компетенция Компании была расширена в пункте 2, статьи 10-3 новым подпунктом 8) следующего содержания:

Единый закупщик направляет средства, образовавшиеся по итогам положительного финансового результата в рамках деятельности на рынке электрической мощности, в году, предшествующем году, в котором осуществляется расчет цены, на снижение цены на услугу по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки на предстоящий год.

Вместе с тем, в соответствии с пунктом 8 статьи 15-3 расчет цены на услугу по обеспечению готовности электрической мощ-

02 Продажа покупной электроэнергии, произведенной объектами по использованию возобновляемых источников энергии

Сегмент реализации покупной электроэнергии включает сектор возобновляемых источников энергии (далее – «ВИЭ») созданный Правительством Республики Казахстан в целях создания условий развития сектора ВИЭ. Сектор ВИЭ регулируется Законом Республики Казахстан от 4 июля 2009 года №165-IV «О поддержке использования возобновляемых источников энергии».

ности к несению нагрузки на предстоящий календарный год осуществляется единым закупщиком на основании, в том числе положительного финансового результата, подтвержденного аудиторским отчетом, по деятельности единого закупщика на рынке электрической мощности за год, предшествующий году, в котором осуществляется расчет цены.

При этом, финансовый результат формируется исходя из валового результата от деятельности единого закупщика по покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности и оказания услуги по обеспечению готовности электрической мощности за вычетом:

- фактически понесенных операционных затрат единого закупщика, но не выше затрат, учтенных при утверждении цены на соответствующий год;

- непокрытых затрат на разработку предварительного технико-экономического обоснования по заказу уполномоченного органа;

- расчетного корпоративного подоходного налога.

При расчете тарифа на 2021 год Компания применила данные изменения в

законодательстве на основании финансового результата 2019 года.

За год, закончившийся 31 декабря 2020 года по виду деятельности «осуществление централизованной покупки услуги по поддержанию готовности электрической мощ-

ности и централизованное оказание услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки на рынке электрической мощности» получен следующий финансовый результат:

В тысячах тенге

	2020 год	2019 год
Выручка по договорам с покупателями	88.953.245	71.093.279
Себестоимость	(80.383.059)	(58.284.128)
Валовый результат	8.570.186	12.809.151
Операционные затраты (не выше предельных затрат)	(307.353)*	(355.692)*
Непокрытые затраты на разработку предварительного технико-экономического обоснования	-	-
Прибыль до налогообложения	8.262.833	12.453.459
Расчетный корпоративный подоходный налог (20% от прибыли до налогообложения)	(1.652.567)	(2.490.692)
Положительный финансовый результат	6.610.266	9.962.767

* В соответствии с методикой раздельного учёта по виду деятельности «осуществление централизованной покупки услуги по поддержанию готовности электрической мощности и централизованное оказание услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки на рынке электрической мощности» сумма фактически обоснованных операционных затрат составила 573 949 тыс.тенге за 2020 год и 432 440 тыс.тенге за 2019 год.

2. Основы подготовки финансовой отчетности

Финансовая отчетность Компании подготовлена в соответствии с международными стандартами финансовой отчетности («МСФО») в редакции, утверждённой Советом по международным стандартам финансовой отчетности («Совет по МСФО»).

Данная финансовая отчетность была подготовлена в соответствии с принципом оценки по первоначальной стоимости. Финансовая отчетность 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

В 2020 году Компания также впервые применила некоторые другие поправки и разъяснения, но они не оказали влияния на её финансовую отчетность.

Поправки к МСФО (IFRS) 3 – «Определение бизнеса»

В поправках к МСФО (IFRS) 3 поясняется, что, чтобы считаться бизнесом, интегрированная совокупность видов деятельности

и активов должна включать как минимум вклад и принципиально значимый процесс, которые вместе в значительной мере могут способствовать созданию отдачи. При этом поясняется, что бизнес не обязательно должен включать все вклады и процессы, необходимые для создания отдачи. Данные поправки не оказали влияния на финансовую отчетность Компании, но могут быть применимы в будущем, если Компания проведет сделку по объединению бизнесов.

Поправки к МСФО (IFRS) 7, МСФО (IFRS) 9 и МСФО (IAS) 39 – «Реформа базовой процентной ставки»

Поправки к МСФО (IFRS) 7, МСФО (IFRS) 9, МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка» предусматривают ряд освобождений, которые применяются ко всем отношениям хеджирования, на которые реформа базовой процентной ставки оказывает непосредственное влияние. Реформа базовой процентной ставки оказывает влияние на отношения хеджирования, если в результате ее применения возникают неопределенности в отношении сроков возникновения и/или величины денежных потоков, основанных на базовой процентной ставке, по объекту хеджирования или по инструменту хеджирования. Данные поправки не оказали влияния на финансовую отчетность Компании, поскольку у нее отсутствуют отношения хеджирования, основанные на процентных ставках.

Поправки к МСФО (IAS) 1 и МСФО (IAS) 8 – «Определение существенности»

Поправки предлагают новое определение существенности, согласно которому «информация является существенной, если можно обоснованно ожидать, что ее пропуск, искажение или маскировка повлияют на решения основных пользователей финансовой отчетности общего назначения, принимаемые ими на основе данной финансовой отчетности, предоставляющей финансовую информацию о конкретной отчитывающейся организации».

В поправках поясняется, что существенность будет зависеть от характера или количественной значимости информации (взятой в отдельности либо в совокупности с другой информацией) в контексте финансовой отчетности, рассматриваемой в целом. Искажение информации является существенным, если можно обоснованно ожидать, что это повлияет на решения основных пользователей финансовой отчетности. Данные поправки не оказали влияния на финансовую отчетность Компании, и ожидается, что в будущем влияние также будет отсутствовать.

«Концептуальные основы представления финансовых отчетов», выпущенные 29 марта 2018 года

Концептуальные основы не являются стандартом, и ни одно из положений Концептуальных основ не имеет преимущественной силы над каким-либо положением или требованием стандарта. Цели Концептуальных основ заключаются в следующем: содействовать Совету по МСФО в разработке стандартов; содействовать составителям финансовых отчетов при разработке положений учетной политики, когда ни один из стандартов не регулирует определенную операцию или другое событие; и содействовать всем сторонам в понимании и интерпретации стандартов. Данный документ окажет влияние на организации, которые разрабатывают свою учетную политику в соответствии с положениями Концептуальных основ.

Пересмотренная редакция Концептуальных основ содержит несколько новых концепций, обновленные определения активов и обязательств и критерии для их признания, а также поясняет некоторые существенные положения. Пересмотр данного документа не оказал влияния на финансовую отчетность Компании.

Поправки к МСФО (IFRS) 16 – «Уступки по аренде, связанные с пандемией COVID-19»

28 мая 2020 года Совет по МСФО выпустил поправку к МСФО (IFRS) 16 «Аренда» – «Уступки по аренде, связанные с пандемией COVID-19». Данная поправка предусматривает освобождение для арендаторов от применения требований МСФО (IFRS) 16 в части учета модификаций договоров аренды в случае уступок по аренде, которые возникают в качестве прямого следствия пандемии COVID-19. В качестве упрощения практического характера арендатор может принять решение не анализировать, является ли уступка по аренде, предоставленная арендодателем в связи с пандемией COVID-19, модификацией договора аренды. Арендатор, который принимает такое решение, должен учитывать любое изменение арендных платежей, обусловленное уступкой по аренде,

связанной с пандемией COVID-19, аналогично тому, как это изменение отражалось бы в учете согласно МСФО (IFRS) 16, если бы оно не являлось модификацией договора аренды.

Данная поправка применяется в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 июня 2020 года или после этой даты. Допускается досрочное применение. Данная поправка не оказала влияния на финансовую отчетность Компании.

Стандарты, которые были выпущены, но еще не вступили в силу

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

МСФО (IFRS) 17 «Договоры страхования»

В мае 2017 года Совет по МСФО выпустил МСФО (IFRS) 17 «Договоры страхования», новый всеобъемлющий стандарт финансовой отчетности для договоров страхования, который рассматривает вопросы признания и оценки, представления и раскрытия информации. Когда МСФО (IFRS) 17 вступит в силу, он заменит собой МСФО (IFRS) 4 «Договоры страхования», который был выпущен в 2005 году. МСФО (IFRS) 17 применяется ко всем видам договоров страхования (т.е. страхование жизни и страхование, отличное от страхования жизни, прямое страхование и перестрахование) независимо от вида организации, которая выпускает их, а также к определенным гарантиям и финансовым инструментам с условиями дискреционного участия. Имеется несколько исключений из сферы применения. Основная цель МСФО (IFRS) 17 заключается в предоставлении модели учета договоров страхования, которая является более эффективной и последовательной для страховщиков. В отличие от требований МСФО (IFRS) 4, которые в основном базируются на предыдущих местных учетных политиках, МСФО (IFRS) 17 предоставляет всестороннюю модель учета договоров страхования, охватывая все уместные аспекты учета. В

основе МСФО (IFRS) 17 лежит общая модель, дополненная следующим:

- ▶ Определенные модификации для договоров страхования с условиями прямого участия (метод переменного вознаграждения).

- ▶ Упрощенный подход (подход на основе распределения премии) в основном для краткосрочных договоров

МСФО (IFRS) 17 вступает в силу в отношении отчетных периодов, начинающихся 1 января 2023 года или после этой даты, при этом требуется представить сравнительную информацию. Допускается досрочное применение при условии, что организация также применяет МСФО (IFRS) 9 и МСФО (IFRS) 15 на дату первого применения МСФО (IFRS) 17 или до нее. Данный стандарт не применим к Компании.

Поправки к МСФО (IAS) 1 – «Классификация обязательств как краткосрочных или долгосрочных»

В январе 2020 года Совет по МСФО выпустил поправки к пунктам 69-76 МСФО (IAS) 1, в которых поясняются требования в отношении классификации обязательств как краткосрочных или долгосрочных. В поправках разъясняется следующее:

- ▶ что понимается под правом отсрочить урегулирование обязательств;

- ▶ право отсрочить урегулирование обязательств должно существовать на конец отчетного периода;

- ▶ на классификацию обязательств не влияет вероятность того, что организация исполнит свое право отсрочить урегулирование обязательства;

- ▶ условия обязательства не будут влиять на его классификацию, только если производный инструмент, встроенный в конвертируемое обязательство, сам по себе является долевым инструментом.

Данные поправки вступают в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2023 года или после этой даты, и применяются ретроспективно. В настоящее время Компания анализирует возможное влияние данных поправок на текущую классификацию обязательств и необходимость пересмотра условий по существующим договорам займа.

Поправки к МСФО (IFRS) 3 – «Ссылки на Концептуальные основы»

В мае 2020 года Совет по МСФО выпустил поправки к МСФО (IFRS) 3 «Объединения бизнесов» – «Ссылки на концептуальные основы». Цель данных поправок – заменить ссылки на «Концепцию подготовки и представления финансовой отчетности», выпущенную в 1989 году, на ссылки на «Концептуальные основы представления финансовых отчетов», выпущенные в марте 2018 года, без внесения значительных изменений в требования стандарта.

Совет также добавил исключение из принципа признания в МСФО (IFRS) 3, чтобы избежать возникновения потенциальных прибылей или убытков «2-го дня», для обязательств и условных обязательств, которые относились бы к сфере применения МСФО (IAS) 37 или Разъяснения КРМФО (IFRIC) 21 «Обязательные платежи», если бы они возникали в рамках отдельных операций.

В то же время Совет решил разъяснить существующие требования МСФО (IFRS) 3 в отношении условных активов, на которые замена ссылок на «Концепцию подготовки и представления финансовой отчетности» не окажет влияния. Данные поправки вступают в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2022 года или после этой даты, и применяются перспективно.

Поправки к МСФО (IAS) 16 – «Основные средства: поступления до использования по назначению»

В мае 2020 года Совет по МСФО выпустил документ «Основные средства: поступления до использования по назначению», который запрещает организациям вычитать из первоначальной стоимости объекта основных средств какие-либо поступления от продажи изделий, произведенных в процессе доставки этого объекта до местоположения и приведения его в состояние, которые требуются для его эксплуатации в соответствии с намерениями руководства. Вместо этого организация признает поступления от продажи таких изделий, а также стоимость производства этих изделий в составе прибыли или убытка.

Данные поправки вступают в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2022 года или после этой даты, и должны применяться ретроспективно к тем объектам основных средств, которые стали доступными для использования на дату начала (или после нее) самого раннего из представленных в финансовой отчетности периода, в котором организация впервые применяет данные поправки.

Ожидается, что данные поправки не окажут существенного влияния на Компанию.

Поправки к МСФО (IAS) 37 – «Обременительные договоры – затраты на исполнение договора»

В мае 2020 года Совет по МСФО выпустил поправки к МСФО (IAS) 37, в которых разъясняется, какие затраты организация должна учитывать при оценке того, является ли договор обременительным или убыточным.

Поправки предусматривают применение подхода, основанного на «затратах, непосредственно связанных с договором». Затраты, непосредственно связанные с договором на предоставление товаров или услуг, включают как дополнительные затраты на исполнение этого договора, так и распределенные затраты, непосредственно связанные с исполнением договора. Общие и административные затраты не связаны непосредственно с договором и, следовательно, исключаются, кроме случаев, когда они явным образом подлежат возмещению контрагентом по договору.

Данные поправки вступают в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2022 года или после этой даты. Компания будет применять данные поправки к договорам, по которым она еще не выполнила все свои обязанности на дату начала годового отчетного периода, в котором она впервые применяет данные поправки.

Поправка к МСФО (IFRS) 1 «Первое применение Международных стандартов финансовой отчетности» – дочерняя организация, впервые применяющая Международные стандарты финансовой отчетности

В рамках процесса ежегодных усовершенствований МСФО, период 2018-2020 годов, Совет по МСФО выпустил поправку к МСФО

(IFRS) 1 «Первое применение Международных стандартов финансовой отчетности». Согласно данной поправке дочерняя организация, которая решает применить пункт D16(a) МСФО (IFRS) 1, вправе оценивать накопленные курсовые разницы с использованием сумм, отраженных в финансовой отчетности материнской организации, исходя из даты перехода материнской организации на МСФО. Данная поправка также применима к ассоциированным организациям и совместным предприятиям, которые решают применять пункт D16(a) МСФО (IFRS) 1.

Данная поправка вступает в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2022 года или после этой даты. Допускается досрочное применение.

Поправка к МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты» – комиссионное вознаграждение при проведении «теста 10%» в случае прекращения признания финансовых обязательств

В рамках процесса ежегодных усовершенствований МСФО период 2018-2020 годов, Совет по МСФО выпустил поправку к МСФО (IFRS) 9. В поправке поясняются суммы комиссионного вознаграждения, которые организация учитывает при оценке того, являются ли условия нового или модифицированного финансового обязательства существенно отличающимися от условий первоначального финансового обязательства. К таким суммам относятся только те комиссионные вознаграждения, которые были выплачены или получены между определенным кредитором и заемщиком, включая комиссионное вознаграждение, выплаченное или полученное кредитором или заемщиком от имени другой стороны. Организация должна применять данную поправку в отношении финансовых обязательств, которые были модифицированы или заменены на дату начала (или после нее) годового отчетного периода, в котором организация впервые применяет данную поправку.

Данная поправка вступает в силу в отношении годовых отчетных периодов,

начинающихся 1 января 2022 года или после этой даты. Допускается досрочное применение. Компания применит данную поправку в отношении финансовых обязательств, которые были модифицированы или заменены на дату начала (или после нее) годового отчетного периода, в котором она впервые применяет данную поправку. Ожидается, что данная поправка не окажет существенного влияния на Компанию.

Поправка к МСФО (IAS) 41 «Сельское хозяйство» – налогообложение при оценке справедливой стоимости

В рамках процесса ежегодных усовершенствований МСФО период 2018-2020 годов, Совет по МСФО выпустил поправку к МСФО (IAS) 41 «Сельское хозяйство». Данная поправка исключает требование в пункте 22 МСФО (IAS) 41 о том, что организации не включают в расчет денежные потоки, связанные с налогообложением, при оценке справедливой стоимости активов, относящихся к сфере применения МСФО (IAS) 41.

Организация должна применять данную поправку перспективно в отношении оценки справедливой стоимости на дату начала (или после нее) первого годового отчетного периода, начинающегося 1 января 2022 года или после этой даты. Допускается досрочное применение. Ожидается, что данная поправка не окажет влияния на Компанию.

Классификация активов и обязательств на оборотные/краткосрочные и внеоборотные/долгосрочные

В отчете о финансовом положении Компания представляет активы и обязательства на основе их классификации на оборотные/краткосрочные и внеоборотные/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 отчетного 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 отчетного периода.

Все прочие активы классифицируются в качестве внеоборотных.

Обязательство является краткосрочным, 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 отчетного периода; или

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

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

Оценка справедливой стоимости

Компания оценивает такие финансовые инструменты, как финансовые активы оцениваемые по справедливой стоимости на каждую отчетную дату. 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.

Операции в иностранной валюте

Финансовая отчетность 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 2020 и 2019 годов все операции Компании осуществлялись в тенге.

Обменный курс КФБ на 31 декабря 2020 года составлял 420,71 тенге за 1 доллар США. Этот курс использовался для пересчета монетарных активов и обязательств, выраженных в долларах США на 31 декабря 2020 года (на 31 декабря 2019 года: 381,18 тенге за 1 доллар США).

Финансовые инструменты – первоначальное признание и последующая оценка Финансовые активы

Первоначальное признание и оценка

Финансовые активы Компании включают денежные средства и их эквиваленты, краткосрочные депозиты и торговую дебиторскую задолженность.

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 удержание 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 удержание 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.

Компания 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 истек;

▶ Компания передала свои права на получение денежных потоков от актива либо взяла на себя обязательство по выплате третьей стороне получаемых денежных

потоков в полном объеме 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 объеме. 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 перво-

начального 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:

- 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 пунктах (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, определённую 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 рис-

ками, 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 первоначального признания, может потребоваться оценка значительного увеличения кредитного риска на групповой основе, например, посредством анализа информации, указывающей на значительное увеличение кредитного риска по группе или подгруппе финансовых инструментов. 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 ещё 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 кредиторскую задолженность.

Последующая оценка

Последующая оценка финансовых обязательств зависит от их классификации следующим образом:

Торговая кредиторская задолженность

Торговая 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 истек. 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.

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 потребуются 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.

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 её 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.

С 1 января 2019 года с введением в Республике Казахстан рынка мощности, Группа оказывает услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки. Выручка от оказания услуг по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки признаётся ежемесячно исходя из объёмов оказанных услуг. объёмом услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки для каждого конкретного покупателя, является максимальной, за соответствующий месяц, электрическая

мощность потребления, указанная в акте о фактическом максимальном значении электрической мощности потребления за месяц.

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

В момент заключения договора Компания оценивает, является ли соглашение арендой либо содержит ли оно признаки аренды. Иными словами, Компания определяет, передаёт ли договор право контролировать использование идентифицированного актива в течение определённого периода времени в обмен на возмещение.

Компания в качестве арендатора

Компания признаёт активы в форме права пользования на дату начала аренды (т.е. дату, на которую базовый актив становится доступным для использования). Активы в форме права пользования оцениваются по первоначальной стоимости, за вычетом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения, с корректировкой на переоценку обязательств по аренде. Первоначальная стоимость актива в форме права пользования включает величину признанных обязательств по аренде, понесённые первоначальные прямые затраты и арендные платежи, произведённые на дату начала аренды или до такой даты

за вычетом полученных стимулирующих платежей по аренде. Если у Компании отсутствует достаточная уверенность в том, что она получит право собственности на арендованный актив в конце срока аренды, признанный актив в форме права пользования амортизируется линейным методом на протяжении более короткого из следующих периодов: предполагаемый срок полезного использования актива или срок аренды. Активы в форме права пользования проверяются на предмет обесценения.

На дату начала аренды Компания признаёт обязательства по аренде, которые оцениваются по приведённой стоимости арендных платежей, которые должны быть осуществлены в течение срока аренды. Арендные платежи включают фиксированные платежи (в том числе, по существу, фиксированные платежи) за вычетом любых стимулирующих платежей по аренде к получению, переменные арендные платежи, которые зависят от индекса или ставки, и суммы, которые, как ожидается, будут уплачены по гарантиям ликвидационной стоимости. Арендные платежи также включают цену исполнения опциона на покупку, если имеется достаточная уверенность в том, что Компания исполнит этот опцион, и выплаты штрафов за прекращение аренды, если срок аренды отражает потенциальное исполнение Компанией опциона на прекращение аренды. Переменные арендные платежи, которые не зависят от индекса или ставки, признаются в качестве расходов в том периоде, в котором наступает событие или условие, приводящее к осуществлению таких платежей.

Для расчёта приведённой стоимости арендных платежей Компания использует ставку привлечения дополнительных заёмных средств на дату начала аренды, если процентная ставка, заложенная в договоре аренды, не может быть легко определена. После даты начала аренды величина обязательств по аренде увеличивается для отражения начисления процентов и уменьшается для отражения осуществлённых арендных платежей. Кроме того, в случае модификации, изменения срока аренды, изменения по существу фиксированных

арендных платежей или изменения оценки опциона на покупку базового актива Компания производит переоценку балансовой стоимости обязательства по аренде.

Компания в качестве арендатора

Компания применяет освобождение от признания в отношении краткосрочной аренды (т.е. к договорам, по которым на дату начала аренды предусмотрен срок аренды составляет не более 12 месяцев и которые не содержат опциона на покупку).

Компания также применяет освобождение от признания в отношении аренды активов с низкой стоимостью к договорам аренды, стоимость которого считается низкой. Арендные платежи по краткосрочной аренде и аренде активов с низкой стоимостью признаются в качестве расхода линейным методом в течение срока аренды.

Компания определяет срок аренды как не подлежащий досрочному прекращению период аренды вместе с периодами, в отношении которых предусмотрен опцион на продление аренды, если имеется достаточная уверенность в том, что он будет исполнен, или периодами, в отношении которых предусмотрен опцион на прекращение аренды, если имеется достаточная уверенность в том, что он не будет исполнен.

Компания в качестве арендодателя

Аренда, по которой у Компании остаются практически все риски и выгоды, связанные с владением активом, классифицируется как операционная аренда. Возникающий арендный доход учитывается линейным методом на протяжении срока аренды и включается в выручку в отчёте о совокупном доходе ввиду своего операционного характера. Первоначальные прямые затраты, понесенные при заключении договора операционной аренды, включаются в балансовую стоимость переданного в аренду актива и признаются в течение срока аренды на той же основе, что и доход от аренды. Условная арендная плата признается в составе выручки в том периоде, в котором она была получена.

Пенсионные обязательства

В соответствии с законодательством Республики Казахстан, Компания осуществляет платежи в размере 10% от заработной платы работников, но не более 212.500 тенге в месяц (2019 год: 212.500 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 органам. 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;

- ▶ 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 отчетности Компании требует от её руководства вынесения суждений и определения оценочных значений и допущений на конец отчетного периода, которые влияют на представляемые в отчетности суммы выручки, расходов, активов и обязательств, а также на раскрытие информации об условных обязательствах и активах. Однако неопределенность 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 неопределенности в оценках на отчетную 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 отчетности. 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.

Налоги

В отношении интерпретации сложного налогового законодательства, а также сумм и сроков получения будущей налогооблагаемой прибыли существует неопределенность. С учетом 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 отраженных в отчетности 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 отчетности, на основании вероятных сроков получения и величины будущей налогооблагаемой прибыли, а также стратегии налогового планирования, необходимо существенное суждение руководства.

Роль Компании в договорах покупки и продажи электроэнергии, произведённой объектами по использованию ВИЭ

В целях создания условий развития сектора возобновляемых источников энергии (далее – «ВИЭ») Правительством Республики Казахстан был принят механизм государственной поддержки, основанный на внедрении централизованной покупки единым покупателем – РФЦ электроэнергии, произ-

водимой объектами ВИЭ. Деятельность РФЦ регулируется Законом Республики Казахстан «О поддержке использования возобновляемых источников энергии».

Проанализировав договора покупки и продажи электроэнергии, произведенной объектами по использованию ВИЭ, руководство Компании применило значительное суждение о том, что Компания одновременно получает контроль над электроэнергией, произведенной объектами по использованию ВИЭ, и передает её покупателям. Руководство Компании считает, что покупатели рассматривают Компанию, как сторону несущую основную ответственность за исполнение договора продажи электроэнергии, произведенной объектами по использованию ВИЭ.

Более того, договора на покупку электроэнергии, произведенной объектами по использованию ВИЭ, заключаются Компанией сроком на 15 лет, при этом договора на продажу электроэнергии, заключаются с покупателями сроком на один год.

Таким образом, Руководство Компании определило, что Компания является принципалом в договорах продажи электроэнергии, произведенной объектами по использованию ВИЭ, и Компания признает выручку в валовой сумме возмещения, которое она ожидает получить.

Оценочный резерв под ожидаемые кредитные убытки по дебиторской задолженности и активам по договору

Компания использует матрицу оценочных резервов для расчёта ОКУ по дебиторской задолженности и активам по договору. Ставки оценочных резервов устанавливаются в зависимости от количества дней просрочки платежа для групп различных клиентских сегментов с аналогичными характеристиками возникновения убытков (т.е. по географическому региону, типу продукта, типу и рейтингу покупателей, обеспечению посредством аккредитивов и других форм страхования кредитных рисков).

Первоначально в основе матрицы оценочных резервов лежат наблюдаемые данные возникновения дефолтов в прошлых

периодах. Компания будет обновлять матрицу, чтобы скорректировать прошлый опыт возникновения кредитных убытков с учетом прогнозной информации. На каждую отчетную дату наблюдаемые данные об уровне дефолта в предыдущих периодах обновляются и изменения прогнозных оценок анализируются.

Оценка взаимосвязи между историческими наблюдаемыми уровнями дефолта, прогнозируемыми экономическими условиями и ОКУ является значительной расчётной оценкой. Величина ОКУ чувствительна к изменениям в обстоятельствах и прогнозируемых экономических условиях. Прошлый опыт возникновения кредитных убытков Компании и прогноз экономических условий также могут не являться показательными для фактического дефолта покупателя в будущем.

Определения компонента аренды в договорах на покупку электроэнергии ВИЭ

Компания заключила долгосрочные договоры покупки электроэнергии, произведенной на электростанциях, использующих возобновляемые источники энергии (далее – «электростанции ВИЭ»). По данным договорам Компания имеет право на получение практически всех экономических выгод от использования электростанции ВИЭ в течение срока пользования, определенного как 15-летний период действия договоров покупки. Компания закупает весь объем электроэнергии, произведенной на данных электростанциях ВИЭ. Договоры покупки электроэнергии ВИЭ предусматривают фиксированные тарифы в тенге за каждый кВт/ч электроэнергии, произведенной на электростанции ВИЭ.

Таким образом, руководство Компании определило, что договоры покупки электроэнергии ВИЭ содержит компонент аренды согласно МСФО (IFRS) 16. Однако, руководство Компании не может достоверно оценить объем электроэнергии из-за высоких колебаний в объемах производства, который будет производиться на каждой конкретной электростанции, так как характер бизнеса ВИЭ зависит в значительной степени от внешних

факторов, таких как погодные условия. Соответственно, руководство Компании не смогло надежно и достоверно оценить обязательства

по аренде (и, соответственно, актив в форме права пользования).

5. Торговая дебиторская задолженность

В тысячах тенге

	31 декабря 2020 года	31 декабря 2019 года
Торговая дебиторская задолженность	18.011.432	14.423.838
Минус: резерв под ожидаемые кредитные убытки	(713.217)	(239.765)
	17.298.215	14.184.073

Движение резерва под ожидаемые кредитные убытки представлено следующим образом:

В тысячах тенге

	2020 год	2019 год
На 1 января	239.765	6.019
Начисление резерва	880.251	272.095
Восстановление резерва	(406.799)	(38.349)
На 31 декабря	713.217	239.765

По состоянию на 31 декабря 2020 года и 31 декабря 2019 года торговая дебиторская задолженность Компании включала дебиторскую задолженность за продажу электроэнергии, произведенной объектами ВИЭ и дебиторскую задолженность за оказание

услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки, и была выражена в тенге.

Анализ торговой дебиторской задолженности по срокам возникновения представлен следующим образом:

В тысячах тенге

	Итого	Торговая дебиторская задолженность			
		Текущая	Просрочка платежей		
			31-60 дней	61-90 дней	Более 90 дней
31 декабря 2020 года					
Процент ожидаемых кредитных убытков		0.84%	12.35%	17.53%	28.12%
Расчётная общая валовая балансовая стоимость при дефолте	18.011.432	15.608.015	468.164	193.037	1.742.216
Минус: резерв под ожидаемые кредитные убытки	(713.217)	(131.710)	(57.823)	(53.844)	(469.840)
	17.298.215	15.476.305	410.341	139.193	1.272.376
31 декабря 2019 года					
Процент ожидаемых кредитных убытков		0.10%	1.26%	2.14%	24.54%
Расчётная общая валовая балансовая стоимость при дефолте	14.423.838	13.015.589	279.540	240.753	887.956
Минус: резерв под ожидаемые кредитные убытки	(239.765)	(13.228)	(3.529)	(5.147)	(217.861)
	14.184.073	13.002.361	276.011	235.606	670.095

6. Авансы выданные

По состоянию на 31 декабря 2020 года авансы выданные Компанией включали в себя: авансы выданные за услуги по поддержанию готовности электрической мощности АО Шардаринской ГЭС в сумме 644,823 тысяч тенге и ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 им. Б. Нуржанова» в сумме 609,588 тысяч тенге, так же прочие авансы выданные

в сумме 1,083 тысяч тенге (по состоянию на 31 декабря 2019 года: 2,400 тысячи тенге).

Авансы выданные АО Шардаринской ГЭС и «Экибастузская ГРЭС-1 им. Б. Нуржанова» будут компенсированы остатком кредиторской задолженности после согласования фактических объемов и подписания Актов.

7. Прочие финансовые активы, краткосрочная часть

По состоянию на 31 декабря 2019 года уставный капитал Компании составил 100.000 тысяч тенге (2018 год: 100.000 тысяч тенге).

В тысячах тенге

	31 декабря 2020 года	31 декабря 2019 года
Ноты Национального Банка РК	9.046.356	-
Банковские депозиты в тенге	4.000.000	
Начисленные вознаграждения на банковские депозиты	30.267	11.697
Минус: резерв под ожидаемые кредитные убытки	(20.964)	(6)
	13.055.659	11.691

Ноты Национального Банка РК

С целью соблюдения основных принципов управления денежными средствами - доходности, безопасности и ликвидности, в 2020 году временно свободные денежные средства Компанией были инвестированы в ноты Национального банка РК.

14 февраля 2020 года Компания приобрела дисконтные ноты Национального банка РК в количестве 40.000 тысяч штук по цене ниже номинальной стоимости на общую сумму 3.903.876 тысяч тенге на Аукционе Национального банка РК. Срок обращения нот Национального банка РК был до 15 мая 2020 года. 15 мая 2020 года Группа признала финансовый доход в сумме 96.124 тысячи тенге.

11 мая 2020 года Компания приобрела дисконтные ноты Национального банка РК в количестве 37.712 тысяч штук по цене ниже номинальной стоимости на общую сумму 3.676.348 тысяч тенге на Аукционе Национального банка РК. Срок обращения

нот Национального банка РК до 7 августа 2020 года. В течение отчётного периода был признан финансовый доход в сумме 94.842 тысячи тенге.

22 мая 2020 года Компания приобрела дисконтные ноты Национального банка РК в количестве 9.935 тысяч штук по цене ниже номинальной стоимости на общую сумму 944.095 тысяч тенге на Аукционе Национального банка РК. Срок обращения нот Национального банка РК до 20 ноября 2020 года. В течение отчётного периода был признан финансовый доход в сумме 49.439 тысяч тенге.

12 июня 2020 года Компания приобрела дисконтные ноты Национального банка РК в количестве

44.072 тысячи штук по цене ниже номинальной стоимости на общую сумму 4.300.000 тысяч тенге на Аукционе Национального банка РК. Срок обращения нот Национального банка РК до 11 сентября 2020 года. В течение отчётного периода был

признан финансовый доход в сумме 107.205 тысяч тенге.

12 августа 2020 года Компания приобрела дисконтные ноты Национального банка РК в количестве 37.255 тысячи штук по цене ниже номинальной стоимости на общую сумму 3.700.000 тысяч тенге на Аукционе Национального банка РК. Срок обращения нот Национального банка РК до 09 сентября 2020 года. В течение отчетного периода был признан финансовый доход в сумме 25.546 тысяч тенге.

11 сентября 2020 года Компания приобрела дисконтные ноты Национального банка РК в количестве 81.855 тысячи штук по цене ниже номинальной стоимости на общую сумму 8.000.000 тысяч тенге на Аукционе Национального банка РК. Срок обращения нот Национального банка РК до 11 декабря 2020 года. В течение отчетного периода был признан финансовый доход в сумме 185.492 тысячи тенге.

11 декабря 2020 года Компания приобрела дисконтные ноты Национального банка РК в количестве 92.109 тысячи штук по цене ниже номинальной стоимости на общую

сумму 9.000.000 тысяч тенге на Аукционе Национального банка РК. Срок обращения нот Национального банка РК до 12 марта 2021 года. В течение отчетного периода был признан финансовый доход в сумме 46.356 тысяч тенге.

Банковские депозиты в тенге

По состоянию на 31 декабря 2020 года прочие финансовые активы включают в себя краткосрочный банковский депозит, со сроком размещения более трех месяцев, на сумму 4.000.000 тысяч тенге (за минусом резерва 20.948 тыс. тенге), со ставкой вознаграждения 7,55 %.

Начисленные вознаграждения на банковские депозиты

По состоянию на 31 декабря 2020 года и 31 декабря 2019 года прочие финансовые активы включают в себя начисленный процентный доход на банковские депозиты на сумму 30.267 тысяч тенге (за минусом резерва 16 тыс. тенге) и 11.697 тысяч тенге (за минусом резерва 6 тыс. тенге), соответственно.

8. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

В тысячах тенге

	31 декабря 2020 года	31 декабря 2019 года
Текущие счета в банках в тенге	8.940.678	986.513
Краткосрочные депозиты в тенге, со сроком размещения до трех месяцев	5.389.370	10.759.000
Минус: резерв под ожидаемые кредитные убытки	(6.027)	(11.863)
	14.324.021	11.733.650

В 2020 году на текущие счета Компании начислялись проценты от 6% до 8,25% годовых (2019: от 4,5% до 7%). За год, закончившийся 31 декабря 2020 года, Компания начислила процентный доход в размере 247.998 тысяч тенге (2019 год: 173.510 тысяч тенге). В течение 2020 и 2019 года временно свободные денежные средства были размещены на

краткосрочных депозитных счетах на срок до одного месяца со ставкой вознаграждения от 7% до 9% годовых. За год, закончившийся 31 декабря 2020 года, Компания начислила вознаграждения по временно свободным денежным средствам на краткосрочных депозитах в размере 812.763 тысяч тенге (2019 год: 416.207 тысячи тенге).

Движение резерва под ожидаемые кредитные убытки представлено следующим образом:

В тысячах тенге

	31 декабря 2020 года	31 декабря 2019 года
На 1 января	11.863	2.350
Начисление резерва	3.909	11.276
Восстановление	(9.745)	(1.763)
На 31 декабря	6.027	11.863

9. УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ

По состоянию на 31 декабря 2020 года уставный капитал Компании составил 100.000 тысяч тенге (2019 год: 100.000 тысяч тенге).

10. ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

В тысячах тенге

	31 декабря 2020 года	31 декабря 2019 года
Кредиторская задолженность за оказанные работы и услуги по поддержанию готовности электрической мощности	13.941.450	5.731.263
Кредиторская задолженность за покупную электроэнергию, произведенную объектами ВИЭ	13.026.751	9.054.967
Прочая кредиторская задолженность	997	43
	26.969.198	14.786.273

По состоянию на 31 декабря 2020 и 2019 годов торговая и прочая кредиторская задолженность является беспроцентной и как правило погашается в течение 30 дней.

По состоянию на 31 декабря 2020 года и на 31 декабря 2019 года торговая и прочая кредиторская задолженность была выражена в тенге.

11. ВЫРУЧКА ПО ДОГОВОРАМ С ПОКУПАТЕЛЯМИ

В тысячах тенге

	2020 год	2019 год
Доход от реализации услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки	88.953.245	71.093.278
Доход от реализации покупной электроэнергии по возобновляемым источникам энергии	87.179.203	40.837.478
Доход от реализации предпроектной технической документации по пилотному проекту СЭС для проведения аукциона ВИЭ с документацией	-	33.450
	176.132.448	111.964.206

За год, закончившийся 31 декабря 2020 года, выручка от одного крупного покупателя, являющегося дочерней компанией АО «Самрук-Казына», составила 39.605.958 тысяч

тенге (2019 год: 12.672.174 тысяч тенге), что представляет собой 22% от общей выручки Компании (2019 год: 11%).

В течение 2020 и 2019 годов Компания реализовывала все товары и услуги на территории Республики Казахстан.

Сроки признания выручки представлены следующим образом:

В тысячах тенге

	2020 год	2019 год
Сроки признания выручки		
В определённый момент времени	87.179.203	40.870.928
В течение периода времени	88.953.245	71.093.278
Итого выручка по договорам с покупателями	176.132.448	111.964.206

12. СЕБЕСТОИМОСТЬ

В тысячах тенге

	2020 год	2019 год
Расходы по поддержанию готовности электрической мощности к несению нагрузки	80.381.919	58.282.988
Себестоимость покупной электроэнергии по возобновляемым источникам энергии	84.752.982	41.435.133
Расходы по организации балансирования производства и потребления электроэнергии	249.262	118.641
Себестоимость предпроектной технической документации	-	27.875
Расходы по организации и проведению централизованных торгов электрической мощности	1.140	1.140
	165.385.303	99.865.777

13. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

В тысячах тенге

	2020 год	2019 год
Расходы по оплате труда и прочие отчисления, связанные с оплатой труда	224.209	214.762
Начисление резервов по неиспользованным отпускам и бонусам	110.272	38.542
Штраф и пени	106.392	-
Расходы на аренду	58.212	39.923
Износ и амортизация	13.105	12.384
Услуги связи	10.462	8.610
Затраты на обслуживание оргтехники	5.553	11.668
Консультационные услуги	3.450	3.491
Командировочные расходы	2.777	6.573
Расходы по страхованию	1.634	3.942

	2020 год	2019 год
Затраты по организации закупок	1.442	923
Услуги банка	1.383	961
Материалы	1.310	5.232
Расходы обслуживание транспортных средств	1.160	2.788
Расходы по обучению	998	1.952
Прочие	13.254	10.910
	555.613	362.661

14. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ

В тысячах тенге

	2020 год	2019 год
Текущий подоходный налог		
Расходы по текущему подоходному налогу	2.699.997	2.502.873
Корректировка подоходного налога прошлых лет	(411.724)	-
Отложенный налог		
Льгота по отложенному налогу	(106.216)	(49.676)
Итого расходы по подоходному налогу, отражённые в прибылях и убытках	2.182.057	2.453.197

В Республике Казахстан в 2020 и 2019 годах ставка подоходного налога составляла 20%.

Ниже приведена сверка 20% ставки подоходного налога и фактической суммы подоходного налога, учтённой в отчёте о совокупном доходе:

В тысячах тенге

	2020 год	2019 год
Прибыль до учёта расхода по подоходному налогу	11.407.256	12.236.550
Налог, рассчитанный по официальной ставке 20%	2.281.451	2.447.310
Не включенные доходы	(121.000)	-
Невычитаемые расходы	21.606	5.887
Расходы по подоходному налогу, отражённые в прибылях и убытках	2.182.057	2.453.197

Далее отражено налоговое влияние на основные временные разницы, которые приводят к возникновению активов и

обязательств по отложенному налогу по состоянию на 31 декабря 2020 и 2019 годов:

В тысячах тенге

	Отчёт о финансовом положении		Отчёт о совокупном доходе	
	31 декабря 2020 года	31 декабря 2019 года	2020 год	2019 год
Начисленные обязательства	15.974	6.419	9.554	3.787
Отложенный доход	2.746	3.335	(589)	(589)
Торговая дебиторская задолженность	144.664	48.017	96.647	46.660
Налоги	550	677	(127)	444
Основные средства	(4.282)	(5.012)	731	(626)
Чистые отложенные налоговые активы	159.652	53.436		
Льгота по отложенному налогу			106.216	49.676

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.

15. 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 2020 года и 31 декабря 2019 года и за годы, закончившиеся на указанные даты:

В тысячах тенге

	Год	Продажи связанным сторонам	Закупки от связанных сторон	Торговая дебиторская задолженность связанным сторонам	Торговая кредиторская задолженность связанным сторонам
Материнская компания – KEGOC	2020	4.570.460	308.294	525.546	24.135
	2019	3.401.035	158.564	639.501	–
Дочерние компании KEGOC	2020	–	4.004	–	335
	2019	–	11.766	–	1.190
Дочерние компании Самрук-Казына	2020	39.605.958	42.453.003	6.317.223	10.087.364
	2019	12.672.174	21.135.121	1.524.247	3.851.528
Ассоциированные компании Самрук-Казына	2020	5.318.856	1.812.323	506.092	335.336
	2019	13.202.540	13.765.582	1.153.294	1.146.275

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

В 2020 году ключевой управленческий персонал представлен 2 работниками (2019 год: 2 человека). За годы, закончившиеся 31 декабря 2020 и 2019 годов вознаграждение ключевого управленческого персонала,

включённое в административные расходы в прилагаемом отчёте о совокупном доходе, составило 34.277 тысяч тенге и 33.430 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.

16. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

Основные финансовые обязательства Компании включают торговую кредиторскую задолженность. Основной целью данных финансовых обязательств является финансирование операций Компании. У Компании имеются торговая дебиторская задолженность, краткосрочные депозиты, 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 выполняют 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 отчетности Компании за вычетом резервов под ожидаемые кредитные убытки, отражает максимальную величину кредитного риска Компании.

В Компании нет утверждённых политик, процедур и контролей, связанных с управ-

лением 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.

В тысячах тенге

	До востребования	От 1 до 3 месяцев	От 3 месяцев до 1 года	От 1 года до 5 лет	Свыше 5 лет	Итого
На 31 декабря 2020 года						
Торговая кредиторская задолженность	-	26.969.198	-	-	-	26.969.198
Прочие текущие обязательства	-	93.244	-	-	-	93.244
	-	27.062.442	-	-	-	27.062.442
На 31 декабря 2019 года						
Торговая кредиторская задолженность	-	14.786.273	-	-	-	14.786.273
Прочие текущие обязательства	-	42.375	-	-	-	42.375
	-	14.828.648	-	-	-	14.828.648

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 2020 года, не было каких-либо изменений в целях, по политике или процессах управления капиталом.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

На 31 декабря 2020 года балансовая стоимость финансовых активов и обязательств приблизительно равна их справедливой стоимости, ввиду краткосрочного характера данных финансовых инструментов.

В течение 2020 года Компания приобретала краткосрочные ноты Национального Банка Республики Казахстан, доход от изменения стоимости финансовых инструментов за 2020 год составил 605.004 тысячи тенге.

На 31 декабря 2020 и 2019 годов Компания не имела финансовых инструментов, классифицированных в качестве финансовых инструментов 1 или 3 уровней.

За годы, закончившиеся 31 декабря 2020 и 2019 годов, не было переходов между Уровнями 1, 2 и 3 справедливой стоимости финансовых инструментов.

17. 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 отчетности. 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 50-80% 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 определенных 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 2020 года.

По состоянию на 31 декабря 2020 года руководство Компания 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 отчетности.

Договорные обязательства

На 31 декабря 2020 года Компания имеет 130 договоров с действующими производителями электрической энергии, использующими возобновляемые источники энергии (энергия солнца, ветра и воды): 32 договоров с Гидроэлектростанциями (ГЭС); 38 договоров с Солнечными электростанциями (СЭС), 55 договоров с Ветровыми электростанциями (ВЭС) и 5 договоров с Биологическими электростанциями (БиоЭС). Срок действия договоров составляет 15 лет с даты введения электростанции в эксплуатацию, при котором выработанная электроэнергия будет выдана в электрические сети энергопередающей организации. Компания имеет обязательство по покупке всей произведенной электроэнергии данными электростанциями. На 31 декабря 2020 года Компания имеет обязательство по договорам от 1 до 15 лет.

В 2020 году Компанией заключен 61 договор с условными потребителями на продажу электроэнергии, произведенной объектами, использующими ВИЭ. Из них: в Зоне 1 - 47 договоров; в Зоне 2 - 14 договоров.

На рынке электрической мощности по состоянию на 31 декабря 2020 года Компанией заключено 250 договоров с потребителями услуг по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки: в том числе с энергоснабжающими организациями - 135 договоров; с энергопередающими организациями - 29 договоров; с потребителями - 86 договор.

С 34 энергопроизводящими организациями заключено 51 договор о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности: в том числе с энергопроизводящими организациями по инвестиционным соглашениям - 2 договора; с энергопроизводящими организациями, в состав которых входят теплоэлектроцентрали - 19 договоров; с энергопроизводящими организациями по итогам централизованных торгов - 30 договоров.

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», утвержденными Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 118 и «Правилами ценообразования на общественно значимых рынках», утвержденными Приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 1 февраля 2017 года № 36. Тариф на продажу электроэнергии включает в себя затраты расчетно-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 РФЦ по ВИЭ.

Тарифы на поддержку ВИЭ на 2020 год по Зонам:

Зона 1

с 1 января по 30 июня - 34,62 тенге/кВтч
с 1 июля по 31 декабря- 36,47 тенге/кВтч

Зона 2

с 1 января по 31 декабря - 24,46 тенге/кВтч

Руководство считает, что в течение 2020 года, расчёт и применение тарифов на поддержку ВИЭ, а также расчет и применение индексации фиксированных тарифов, по которым РФЦ покупает электроэнергию ВИЭ осуществлялось должным образом и в соответствии с применимыми нормами и законодательными актами.

Тариф на оказание услуг по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки

Тариф на услугу по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки рассчитывается в соответствии с «Правилами расчёта и размещения на интернет-ресурсе единым закупщиком цены на услугу по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки», утвержденными Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 3 декабря 2015 года № 685. Расчёт цены на услугу по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки на предстоящий календарный год осуществляется ТОО «РФЦ по ВИЭ» на основании:

1) средневзвешенной цены на услугу по поддержанию готовности электрической мощности, сложившейся по результатам централизованных торгов электрической мощностью;

2) средневзвешенной цены на услугу по поддержанию готовности электрической мощности всех договоров о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности, заключенных единым закупщиком с победителями тендеров на строительство

генерирующих установок, вновь вводимых в эксплуатацию, с действующими энерго-производящими организациями, которые заключили инвестиционное соглашение на модернизацию, расширение, реконструкцию и (или) обновление с уполномоченным органом, а также с действующими энергопроизводящими организациями, в состав которых входят теплоэлектроцентрали;

3) прогнозных заявок на потребление энергоснабжающих, энергопередающих организаций и потребителей, являющихся субъектами оптового рынка;

4) прогнозного спроса на электрическую мощность на предстоящий и последующий календарные годы.

ТОО «РФЦ по ВИЭ» ежегодно до 1 декабря размещает на своем интернет-ресурсе цену на услугу по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки на предстоящий календарный год вместе с подтверждающими расчётами. Цена на услугу по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки на 2020 год составляет 799.869 тенге/МВт* месяц (без НДС) (2019 год: 613.413 тенге / МВт*месяц (без НДС).

Влияние изменений в законодательстве по виду деятельности «Рынок мощности»

Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 6 августа 2020 года № 273, внесены изменения и дополнения в приказ от 27 февраля 2015 года № 152 «Об утверждении Правил организации и функционирования рынка электрической мощности» (далее – «Правила»). Одним из дополнений в Правила было изменение в части применения коэффициента k8 (значение k8 до 1 января 2020 года приравнивается к единице). В результате изменений в законодательстве в финансовой отчетности за 2020 год внесены корректировки за декабрь 2019 года.

В результате действия коэффициента k8 выручка от оказания услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки уменьшена на 1.259.214 тысяч тенге, а расходы по поддержанию готовности электрической мощности к

несению нагрузки увеличены на 1.215.828 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2020 года.

Пересмотр методики расчета тарифа на услугу по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки

Министерством энергетики РК внесены поправки в Закон РК «Об электроэнергетике» в части методики расчёта тарифа на услугу по обеспечению готовности электрической мощности. В связи с этим, Министерством энергетики РК разработан проект приказа Министра энергетики РК «О внесении изменения в приказ Министра энергетики РК от 3 декабря 2015 года № 685 «Об утверждении Правил расчета и размещения на интернет-ресурсе единым закупщиком цены на услугу по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки». Расчет тарифа на услугу по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки на 2021 год произведен с учетом поправок, внесенных в законодательство РК.

Условия ведения деятельности

В Казахстане продолжают экономические реформы и развитие правовой, налоговой и административной инфраструктуры, которая отвечала бы требованиям рыночной экономики. Стабильность казахстанской экономики в будущем будет во многом зависеть от хода этих реформ, а также от эффективности предпринимаемых 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 неопределённости 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.

18. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЁТНОЙ ДАТЫ

После отчётной даты до даты подписания финансовой отчётности не произошло существенных изменений.

Глоссарий

АБР	– Азиатский банк развития	м³	– кубический метр
АО	– акционерное общество	МВт	– мегаватт
АО «KEGOC»	акционерное общество – «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями (KazakhstanElectricityGrid OperatingCompany) «KEGOC»	МСБ	– малый и средний бизнес
АО «КОРЭМ»	акционерное общество – Казахстанский оператор рынка электрической энергии и мощности	НДС	– налог на добавленную стоимость
БиоЭС	– биоэлектростанция	НДЦ СО	– филиал АО «KEGOC» «Национальный диспетчерский центр Системного Оператора»
БГУ	– биогазовые установки	НПП «Атамекен»	Национальная палата предпринимателей Республики Казахстан «Атамекен»
ВИЭ	– возобновляемые источники энергии	ООН	– Организация Объединенных Наций
ВЭС	– ветровая электрическая станция	ПРООН	– Программа Развития Организации Объединенных Наций
ГВтч	– гигаватт-час	РК	– Республика Казахстан
ГВт	– гигаватт	СНГ	– Содружество Независимых Государств
Г/дм³	– грамм на кубический дециметр	СЭС	– солнечная электростанция
Гкал	– гигакалория	ТДж	– тераджоуль
ГКП	– государственное коммунальное предприятие	ТОО	– товарищество с ограниченной ответственностью
ГПЭС	– газопоршневая электростанция	т.у.т.	– тонна условного топлива
ГРЭС	– государственная районная электростанция	ТЭО	– технико-экономическое обоснование
ГТЭС	– газотурбинная электростанция	ТЭЦ	– теплоэлектроцентраль
ГЭК	– гидроэнергетический комплекс	IFC	– Международная финансовая корпорация
ГЭС	– гидроэлектростанция	IRENA	– Международное агентство по возобновляемым источникам энергии
ЕБРР	– Европейский банк реконструкции и развития	NREL	– Национальная лаборатория по изучению возобновляемой энергии
ЕЭС РК	– единая электроэнергетическая система Республики Казахстан	TetraTech	– Консалтинговая и инжиниринговая компания США
кВтч	– киловатт-час	USAID	– Агентство США по международному развитию
Компания	– товарищество с ограниченной ответственностью «Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии»	ЭУО	– Энергетическая утилизация отходов