****

**ОТЧЕТ**

**АНАЛИЗ РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И УГЛЯ КАЗАХСТАНА**

**ЯНВАРЬ-ОКТЯБРЬ 2020 ГОДА**

**ДЕПАРТАМЕНТ «РАЗВИТИЕ РЫНКА»**

**Ноябрь, 2020г.**

Оглавление

[**РАЗДЕЛ I** 5](#_Toc34079808)

[**1.** **Производство электрической энергии в ЕЭС Казахстана** 5](#_Toc34079809)

[*Производство электроэнергии по областям РК* 5](#_Toc34079810)

[*Производство электроэнергии связанной генерацией* 6](#_Toc34079811)

[**2.** **Потребление электрической энергии в ЕЭС Казахстана** 7](#_Toc34079812)

[*Потребление электрической энергии по зонам и областям* 7](#_Toc34079813)

[**Итоги работы промышленности за январь-октябрь 2020 года** 7](#_Toc34079814)

[*Электропотребление крупными потребителями Казахстана* 9](#_Toc34079815)

[**3.** **Уголь** 10](#_Toc34079816)

[*Добыча угля АО «Самрук-Энерго»* 10](#_Toc34079817)

[*Реализация угля АО «Самрук-Энерго»* 10](#_Toc34079818)

[**4.** **Возобновляемые источники энергии** 10](#_Toc34079819)

[**5.** **Централизованные торги электроэнергией АО «КОРЭМ»** 11](#_Toc34079820)

[**6.** **Экспорт-импорт электрической энергии** 11](#_Toc34079821)

[**РАЗДЕЛ II** 13](#_Toc34079822)

[**1.** **Статус формирования Общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза** 13](#_Toc34079823)

[**2.** **Статус формирования Электроэнергетического рынка СНГ** 13](#_Toc34079824)

[**3.** **Статус реализации проекта CASA-1000** 14](#_Toc34079825)

[**4.** **Обзор СМИ в странах СНГ** 15](#_Toc34079826)

# **РАЗДЕЛ I**

# **Производство электрической энергии в ЕЭС Казахстана**

По данным Системного оператора электростанциями РК в январе-октябре 2020 года было выработано 87 186,3 млн. кВтч электроэнергии, что на 1,5% больше аналогичного периода 2019 года. Увеличение выработки наблюдалось во всех зонах ЕЭС Казахстана.

*млн. кВтч*

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Зона** | **Тип генерации** | **Январь-октябрь** | | **Δ, %** |
| **2019г** | **2020г** |
| **Казахстан** | **Всего** | **85907,2** | **87186,3** | **1,5%** |
| *ТЭС* | *69263,2* | *69368,9* | *0,2%* |
| *ГТЭС* | *7292,3* | *7745,2* | *6,2%* |
| *ГЭС* | *8443,4* | *8066,2* | *-4,5%* |
| *ВЭС* | *551,0* | *858,0* | *55,7%* |
| *СЭС* | *354,7* | *1144,0* | *222,5%* |
| *БГУ* | *2,6* | *4,0* | *53,8%* |
| **Северная** | **Всего** | **66220,3** | **66931,1** | **1,1%** |
| *ТЭС* | *57648,2* | *58004,2* | *0,6%* |
| *ГТЭС* | *2492,4* | *2608,5* | *4,7%* |
| *ГЭС* | *5754,4* | *5501,7* | *-4,4%* |
| *ВЭС* | *162* | *398,4* | *145,9%* |
| *СЭС* | *160,7* | *414,3* | *157,8%* |
| *БГУ* | *2,6* | *4,0* | *53,8%* |
| **Южная** | **Всего** | **8778,1** | **9252,8** | **5,4%** |
| *ТЭС* | *5530,6* | *5614,0* | *1,5%* |
| *ГТЭС* | *174,5* | *135,4* | *-22,4%* |
| *ГЭС* | *2689* | *2564,5* | *-4,6%* |
| *ВЭС* | *192,8* | *212,0* | *10,0%* |
| *СЭС* | *191,2* | *726,9* | *280,2%* |
| **Западная** | **Всего** | **10908,8** | **11002,4** | **0,9%** |
| *ТЭС* | *6084,4* | *5750,7* | *-5,5%* |
| *ГТЭС* | *4625,4* | *5001,3* | *8,1%* |
| *ВЭС* | *196,2* | *247,6* | *26,2%* |
| *СЭС* | *2,8* | *2,8* | *0,0%* |

# *Производство электроэнергии по областям РК*

В январе-октябре 2020 года по сравнению с аналогичным периодом 2019 года производство электроэнергии значительно увеличилось (рост 20% и выше) в Туркестанской и Кызылординской областях. В то же время, снижение производства электроэнергии наблюдалось в Жамбылской, Мангистауской, Северо-Казахстанской и Восточно-Казахстанской областях.

*млн. кВтч*

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Область** | **Январь-октябрь** | | **Δ, %** |
| **2019г** | **2020г** |
| 1 | Акмолинская | 3 546,4 | 3 695,5 | 4,2% |
| 2 | Актюбинская | 3 129,3 | 3 155,5 | 0,8% |
| 3 | Алматинская | 5 589,4 | 5 797,4 | 3,7% |
| 4 | Атырауская | 4 811,4 | 5 096,6 | 5,9% |
| 5 | Восточно-Казахстанская | 8 048,5 | 7 847,5 | -2,5% |
| 6 | Жамбылская | 1 878,8 | 1 858,1 | -1,1% |
| 7 | Западно-Казахстанская | 1 739,8 | 1 822,1 | 4,7% |
| 8 | Карагандинская | 13 505,2 | 13 587,0 | 0,6% |
| 9 | Костанайская | 746,7 | 860,8 | 15,3% |
| 10 | Кызылординская | 334,1 | 410,4 | 22,8% |
| 11 | Мангистауская | 4 357,6 | 4 083,7 | -6,3% |
| 12 | Павлодарская | 34 446,8 | 35 071,8 | 1,8% |
| 13 | Северо-Казахстанская | 2 797,4 | 2 713,0 | -3,0% |
| 14 | Туркестанская | 975,8 | 1 186,9 | 21,6% |
|  | **Итого по РК** | **85 907,2** | **87 186,3** | **1,5%** |

# *Производство электроэнергии связанной генерацией*

За десять месяцев 2020 года производство электроэнергии связанной генерацией составило 42,8 млрд. кВтч, что сопоставимо с аналогичным периодом 2019 года (42,8 млрд. кВтч). В сравнении с январем-октябрем 2019 года доля связанной генерации осталась на том же уровне, и составила 49,9 от общего объема производства электроэнергии в РК.

*млн. кВтч*

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№** | **Наименование** | **2019г.** | | **2020г.** | |
| **январь-октябрь** | **доля в РК, %** | **январь-октябрь** | **доля в РК, %** |
| 1 | ERG | **15 201,9** | **17,7%** | **15 668,2** | **18,2%** |
| 2 | ТОО «Казахмыс Энерджи» | **6 131,3** | **7,1%** | **6 073,3** | **7,1%** |
| 3 | ТОО «Казцинк» | **2 589,1** | **3,0%** | **2 439,6** | **2,8%** |
| 4 | АО «Арселлор Миттал» | **2 194,6** | **2,6%** | **2 372,0** | **2,8%** |
| 5 | ТОО «ККС» | **5 367,6** | **6,2%** | **5 263,7** | **6,1%** |
| 6 | ЦАЭК | **5 647,0** | **6,6%** | **5 692,8** | **6,6%** |
| 7 | АО «Жамбылская ГРЭС» | **1 470,6** | **1,7%** | **1 394,0** | **1,6%** |
| 8 | Нефтегазовые предприятия | **4 248,9** | **4,9%** | **3 971,5** | **4,6%** |
|  | **ИТОГО** | **42 851,0** | **49,9%** | **42 875,1** | **49,9%** |

Объем производства электроэнергии энергопроизводящими организациями АО «Самрук-Энерго» за январь-октябрь 2020 года составил 24 083,1млн. кВтч или увеличение на 0,3% в сравнении с показателями аналогичного периода 2019 года.

*млн. кВтч*

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№** | **Наименование** | **2019г** | | **2020г** | | **Δ 2019/2020гг** | |
| **Январь-октябрь** | **доля в РК, %** | **Январь-октябрь** | **доля в РК, %** | **млн. кВтч** | **%** |
|  | **АО «Самрук-Энерго»** | **24 022,5** | **28,0%** | **24 083,1** | **28,0%** | **60,6** | **0,3%** |
| *1* | *АО «АлЭС»* | *4 244* | *4,9%* | *4 201,1* | *4,9%* | *-42,7* | *-1,0%* |
| *2* | *ТОО «Экибастузская ГРЭС-1»* | *14 247,3* | *16,6%* | *14 974,0* | *17,4%* | *726,8* | *5,1%* |
| *3* | *АО «Экибастузская ГРЭС-2»* | *4 211,7* | *4,9%* | *3 582,5* | *4,2%* | *-629,2* | *-14,9%* |
| *4* | *АО «Шардаринская ГЭС»* | *401,0* | *0,5%* | *435,5* | *0,5%* | *34,5* | *8,6%* |
| *5* | *АО «Мойнакская ГЭС»* | *794,9* | *0,9%* | *757,4* | *0,9%* | *-37,5* | *-4,7%* |
| *6* | *ТОО «Samruk-Green Energy»* | *3,1* | *0,004%* | *4,9* | *0,006%* | *1,83* | *59,7%* |
| *7* | *ТОО «Первая ветровая электрическая станция»* | *120,7* | *0,1%* | *127,6* | *0,1%* | *6,9* | *5,7%* |

# **Потребление электрической энергии в ЕЭС Казахстана**

# 

# *Потребление электрической энергии по зонам и областям*

По данным Системного оператора, в январе-октябре 2020 года наблюдался рост в динамике потребления электрической энергии республики в сравнении с показателями января-октября 2019 года на 2%. Так, в северной зоне республики потребление увеличилось на 2%, в западной на 1% и в южной на 1%.

*млн. кВтч*

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№** | **Наименование** | **Январь-октябрь 2019г** | **Январь-октябрь 2020г** | **Δ,  млн. кВтч** | **Δ, %** |
| **I** | **Казахстан** | **85 356** | **86 734,7** | **1378,7** | **2%** |
| 1 | Северная зона | 56 093,9 | 57 156,8 | 1 062,9 | 2% |
| 2 | Западная зона | 10 967,3 | 11 036 | 68,7 | 1% |
| 3 | Южная зона | 18 294,7 | 18 541,9 | 247,2 | 1% |
|  | ***в т.ч. по областям*** |  |  |  |  |
| 1 | Восточно-Казахстанская | 7 591,7 | 7 516,5 | -75,2 | -1% |
| 2 | Карагандинская | 14 621,3 | 15 020 | 398,7 | 3% |
| 3 | Акмолинская | 7 343,4 | 7 222,4 | -121 | -2% |
| 4 | Северо-Казахстанская | 1 422,7 | 1 331 | -91,7 | -6% |
| 5 | Костанайская | 3 878,8 | 3 726,2 | -152,6 | -4% |
| 6 | Павлодарская | 15 944,8 | 16 925,4 | 980,6 | 6% |
| 7 | Атырауская | 5 161,4 | 5 133,1 | -28,3 | -1% |
| 8 | Мангистауская | 4 194,7 | 4 091,7 | -103 | -2% |
| 9 | Актюбинская | 5 291,3 | 5 415,3 | 124 | 2% |
| 10 | Западно-Казахстанская | 1 611,2 | 1 811,2 | 200 | 12% |
| 11 | Алматинская | 9 093,8 | 8 999,1 | -94,7 | -1% |
| 12 | Туркестанская | 4 142,7 | 4 164,2 | 21,5 | 1% |
| 13 | Жамбылская | 3 636,2 | 3 995,6 | 359,4 | 10% |
| 14 | Кызылординская | 1 422 | 1 383 | -39 | -3% |

# 

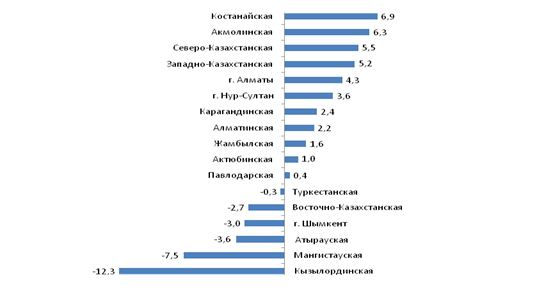
# **Итоги работы промышленности в январе-октябре 2020 года**

*(экспресс-информация Комитета по статистике МНЭ РК)*

В январе-октябре 2020г. по сравнению с январем-октябрем 2019 года индекс промышленного производства составил 99,4%. Увеличение объемов производства зафиксировано в 11 регионах республики, снижение наблюдалось в Кызылординской, Мангистауской, Атырауской, Восточно-Казахстанской, Туркестанской областях и в г.Шымкент.

**Изменение объемов промышленной продукции по регионам**

*в % к соответствующему периоду предыдущего года*



В Костанайской области увеличилась добыча железорудных концентратов, возросло производство муки, прутков и стержней из стали, автобусов, легковых и грузовых автомобилей (106,9%).

В Акмолинской области возросла добыча медных и золотосодержащих концентратов, увеличилось производство портландцемента, золота в сплаве Доре, необработанного золота, тракторов и зерноуборочных комбайнов (106,3%).

В Северо-Казахстанской области отмечен рост добычи урановых руд, возросло производство нерафинированного рапсового масла, обработанного молока, сливочного масла, муки и несамоходных грузовых вагонов (105,5%).

В Западно-Казахстанской области из-за увеличения добычи газового конденсата индекс промышленного производства составил 105,2%.

В г.Алматы увеличилось производство пива, обуви из кожи, лекарств и консервных банок из черных металлов (104,3%).

В г.Нур-Султан возросло производство безалкогольных напитков, аффинированного золота, дизельных локомотивов и железнодорожных вагонов (103,6%).

В Карагандинской области отмечен рост добычи медных концентратов, возросло производство кокса, плоского проката, аффинированного золота, черновой и рафинированной меди (102,4%).

В Алматинской области увеличилось производство кондитерских изделий и шоколада, сигарет, лекарств, монтажных панелей и приборных щитов (102,2%).

В Жамбылской области возросла добыча фосфатного сырья, увеличилось производство фосфора, ортофосфорной кислоты и фосфорных удобрений (101,6%).

В Актюбинской области за счет увеличения объемов услуг промышленного характера индекс промышленного производства составил 101%.

В Павлодарской области увеличилась добыча медных концентратов, возросло производство части железнодорожных локомотивов, трамвайных моторных вагонов и подвижного состава (100,4%).

В Туркестанской области за счет снижения добычи урановой руды и уменьшения производства природного урана индекс промышленного производства составил 99,7%.

В Восточно-Казахстанской области за счет сокращения добычи медных руд и концентратов, уменьшения производства природного урана, монет и медалей индекс промышленного производства составил 97,3%.

В г.Шымкент за счет сокращения производства керосина, дизельного топлива, топочного мазута и вакуумной газойли индекс промышленного производства составил 97%.

Индекс промышленного производства в Атырауской области составил 96,4%, Мангистауской 92,5% и Кызылординской 87,7% в основном за счет снижения добычи сырой нефти.

*(Источник:* [*www.stat.gov.kz*](http://www.stat.gov.kz)*)*

# *Электропотребление крупными потребителями Казахстана*

За январь-октябрь 2020 года по отношению к аналогичному периоду 2019 года потребление электроэнергии по крупным потребителям снизилось на 1,89%.

*млн. кВтч*

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Потребитель** | **Январь-октябрь** | | |
| **2020г** | **2020г** | **2020г** |
| 1 | АО «Арселор Миттал Темиртау» | 3 055,7 | 3 052,4 | 0% |
| 2 | АО АЗФ (Аксуйский) «ТНК Казхром» | 4 827,0 | 4 695,9 | 3% |
| 3 | ТОО «Kazakhmys Smelting» | 997,1 | 977,1 | 2% |
| 4 | ТОО «Казцинк» | 2 368,5 | 2 368,7 | 0% |
| 5 | АО «Соколовско-Сарбайское ГПО» | 1 413,7 | 1 499,2 | -6% |
| 6 | ТОО «Корпорация Казахмыс» | 1 062,2 | 1 015,9 | 5% |
| 7 | АО АЗФ (Актюбинский) «ТНК Казхром» | 2 680,0 | 2 641,3 | 1% |
| 8 | РГП «Канал им. Сатпаева» | 224,1 | 179,7 | 25% |
| 9 | ТОО «Казфосфат» | 1 822,6 | 1 832,4 | -1% |
| 10 | АО «НДФЗ» (входит в структуру ТОО Казфосфат) | 1 600,3 | 1 606,7 | 0% |
| 11 | ТОО «Таразский Металлургический завод» | 211,3 | 137,7 | 53% |
| 12 | АО «Усть-Каменогорский титано-магниевый комбинат» | 585,2 | 717,1 | -18% |
| 13 | ТОО «Тенгизшевройл» | 1 523,4 | 1 575,0 | -3% |
| 14 | АО «ПАЗ» (Павлодарский алюминиевый завод) | 793,3 | 786,3 | 1% |
| 15 | АО «КЭЗ» (Казахстанский электролизный завод) | 3 133,1 | 3 120,5 | 0% |
| 16 | ТОО «ТемиржолЭнерго» | 1 197,8 | 1 297,4 | -8% |
| 17 | АО «KEGOC» | 3 663,6 | 4 232,4 | -13% |
| **Итого** | | **29 558,6** | **30 128,9** | **-1,89%** |

# **Уголь**

# *Добыча энергетического угля в Казахстане*

По информации Комитета по статистике МНЭ РК, в Казахстане в период январь-октябрь 2020 года добыто 87 840,9 млн. тонн каменного угля, что меньше на 1%, чем за аналогичный период 2019 года (89 071,8 млн. тонн).

*тыс. тонн*

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Область** | **Январь-октябрь** | | **Δ, %** |
| **2019 год** | **2020 год** |
| 1 | Павлодарская | 54 938,60 | 53972,9 | 98% |
| 2 | Карагандинская | 27 521,00 | 27 668,80 | 101% |
| 3 | Восточно-Казахстанская | 6 325,70 | 6 095,30 | 96% |
|  | **Всего по РК** | **89 071,8** | **87 840,9** | **99%** |

# *Добыча угля АО «Самрук-Энерго»*

В январе-октябре 2020 года ТОО «Богатырь Комир» добыто 35 127 тыс. тонн, что на 3,1% меньше, чем за соответствующий период 2019 года (36 233 тыс. тонн).

# *Реализация угля АО «Самрук-Энерго»*

В январе-октябре 2020 года реализовано 35 141 тыс. тонн, в т.ч.:

- на внутренний рынок РК 26 730 тыс. тонн, что на 1,5% меньше, чем за соответствующий период 2019 года (27 124 тыс. тонн);

- на экспорт (РФ) – 8 411 млн. тонн, что на 7,6% меньше, чем за соответствующий период 2019 года (9 103 тыс. тонн).

*тыс. тонн*

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Область** | **Объем реализации, тыс. тонн** | | **Δ, %**  **2020/2019гг** |
| **Январь-октябрь 2019г** | **Январь-октябрь 2020г** |
| **Всего на внутренний рынок РК** | | **27 124** | **26 730** | **98,5%** |
| **Всего на экспорт в РФ** | | **9 103** | **8 411** | **92,4%** |

По показателям за январь-октябрь 2020 года по сравнению с аналогичным периодом 2019 года в Обществе наблюдается снижение реализации угля на 3%.

# **Возобновляемые источники энергии**

По данным системного оператора объем производства электроэнергии объектами по использованию ВИЭ (СЭС, ВЭС, БГС, малые ГЭС) РК за январь-октябрь 2020 года составил 2 696,1 млн. кВтч. В сравнении с январем-октябрем 2019 года (1 621,7 млн. кВтч) прирост составил 66,3%.

млн. кВтч

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№** | **Наименование** | **2019г** | | **2020г** | | **Отклонение 2020/2019гг,** | |
| **январь-октябрь** | **доля в РК, %** | **январь-октябрь** | **доля в РК, %** | **млн. кВтч** | **%** |
|  | **Всего выработка в РК** | **85907,3** | **100%** | **87186,2** | **100,0%** | **1278,9** | **1,5%** |
| **I** | **Всего ВИЭ в РК, в т.ч. по зонам** | **1621,7** | **1,9%** | **2696,1** | **3,1%** | **1074,4** | **66,3%** |
| 1. | *Северная зона* | *473,1* | *29,2%* | *937,2* | *34,8%* | *464,1* | *98,1%* |
| 2. | *Южная зона* | *949,6* | *58,6%* | *1454,8* | *54,0%* | *505,2* | *53,2%* |
| 3. | *Западная зона* | *199,0* | *0,0%* | *304,1* | *11,3%* | *105,1* | *0,0%* |
| **II** | **Всего ВИЭ в РК, в т.ч. по типам** | **1621,7** | **1,9%** | **2696,1** | **3,1%** | **1074,4** | **66,3%** |
| 1. | *СЭС* | *354,8* | *21,9%* | *1197,6* | *44,4%* | *842,8* | *237,5%* |
| 2. | *ВЭС* | *551,0* | *34,0%* | *855,5* | *31,7%* | *304,5* | *55,3%* |
| 3. | *Малые ГЭС* | *713,3* | *44,0%* | *639,0* | *23,7%* | *-74,3* | *-10,4%* |
| 4. | *БиоГазовыеУстановки* | *2,6* | *0,2%* | *4,0* | *0,1%* | *1,4* | *0,0%* |

В январе-октябре 2020г. наблюдается снижение производства электроэнергии малыми ГЭС по сравнению с аналогичным периодом 2019г., в то время как производство электроэнергии объектами ВЭС и СЭС выросло.

млн. кВтч

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№** | **Наименование** | **2019г** | | **2020г** | | **Отклонение 2020/2019гг,** | |
| **январь-октябрь** | **доля в РК, %** | **январь-октябрь** | **доля в РК, %** | **млн. кВтч** | **%** |
|  | ***Производство э/э в ЕЭС РК*** | **85907,3** | **100,0%** | **87186,2** | **100%** | **1278,9** | **1,5%** |
| 1. | Производство «чистой» электроэнергии (ВИЭ + Крупные ГЭС) | *8457,1* | *9,8%* | *10160,0* | *11,7%* | *1702,9* | *20,1%* |
| 2. | Производство «чистой» электроэнергии (ВИЭ без учета Крупных ГЭC) | *1621,7* | *1,9%* | *2696,1* | *3,1%* | *1074,4* | *66,3%* |

Выработка электроэнергии объектами ВИЭ АО «Самрук-Энерго» (СЭС, ВЭС, малые ГЭС) за январь-октябрь 2020 года составила 278,5 млн. кВтч или 10,3% от общего объема вырабатываемой объектами ВИЭ электроэнергии, что по сравнению с аналогичным периодом 2019 года ниже на 5,3% (за январь-октябрь 2019г. выработка ВИЭ Общества составила 294,2 млн. кВтч, а доля ВИЭ Общества 18,1%).

Доля Общества в производстве «чистой» электроэнергии (СЭС, ВЭС, малые и крупные ГЭС) за январь-октябрь 2020г. снизилась на 8,7 % (2 296,9 млн. кВтч) в сравнении с аналогичным периодом 2019г. (2 514,8 млн. кВтч).

млн. кВтч

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№** | **Наименование** | **2019г** | | **2020г** | | **Отклонение 2020/2019гг,** | |
| **январь-сентябрь** | **доля в РК, %** | **январь-сентябрь** | **доля в РК, %** | **млн. кВтч** | **%** |
| 1. | ПроизводствоАО «Самрук-Энерго» «чистой» электроэнергии (СЭС, ВЭС, малые и крупные ГЭС) | **январь-октябрь** | **доля в РК, %** | **январь-октябрь** | **доля в РК, %** | **млн. кВтч** | **%** |
| 2. | Производство АО «Самрук-Энерго» «чистой» электроэнергии (СЭС, ВЭС и малые ГЭС), в т.ч.: | 2514,8 | 29,7% | 2296,9 | 22,6% | -217,9 | -8,7% |
| 3. | *Каскад малых ГЭС АО «АлЭС»* | 294,2 | 18,1% | 278,5 | 10,3% | -15,7 | -5,3% |
| 4. | *ТОО «Samruk-Green Energy»* | *170,5* | *10,5%* | *145,9* | *5,4%* | *-24,6* | *-14,4%* |
| 5. | *ТОО «Первая ветровая электрическая станция»* | *3,0* | *0,2%* | *3,6* | *0,1%* | *0,6* | *20,0%* |

Основным снижением доли производства электроэнергии ВИЭ Общества является ввод новых мощностей ВИЭ в РК.

# **Централизованные торги электроэнергией АО «КОРЭМ»**

*(информация АО «КОРЭМ» за октябрь отсутствует)*

# **Экспорт-импорт электрической энергии**

В январе-октябре 2020 года основным направлением экспорта-импорта электроэнергии РК стала РФ (экспорт в РФ – 865,1 млн. кВтч, импорт из РФ – 950,7 млн. кВтч). АО «KEGOC» – 820,9 млн. кВтч в целях балансирования производства-потребления электроэнергии. Импорт электроэнергии из РФ за отчетный период в объеме 736,9 млн. кВтч осуществлялся в целях балансирования производства-потребления электроэнергии.

млн. кВтч

| **Наименование** | **2019г январь-октябрь** | **2020г январь-октябрь** | **Δ 2020/2019гг** | |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **млн. кВтч** |  |
| **Экспорт Казахстана** | **-4 205,4** | **-1 717,2** | **2 488,2** | **-4 205,4** |
| **в Россию** | *-4,7* | *-852,0* | *-847,3* | *17867,3%* |
| **в ОЭС Центральной Азии** | **1 119,8** | **1 265,6** | **145,8** | **13,0%** |
| **Импорт Казахстана** | **1 119,8** | **1 265,6** | **145,8** | **13,0%** |
| **из России** | *1 116,4* | *950,7* | *-165,7* | *-14,8%* |
| **из ОЭС Центральной Азии** | *3,3* | *314,8* | *311,5* | *9331,5%* |
| **Сальдо-переток «+» дефицит, «-» избыток** | **-3 085,6** | **-451,6** | **2 634,0** | **-94,8%** |

# **РАЗДЕЛ II**

# **Статус формирования Общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза**

Общий электроэнергетический рынок Евразийского экономического союза планируется сформировать путем интеграции национальных рынков электроэнергии **Армении, Белоруссии, Казахстана, Кыргызстана и России.** Государства-члены ЕАЭС проводят поэтапное формирование общего электроэнергетического рынка Союза на основе параллельно работающих электроэнергетических систем с учетом приоритетного обеспечения электрической энергией внутренних потребителей государств-членов.

При этом будет соблюден баланс экономических интересов производителей и потребителей электрической энергии, а также других субъектов ОЭР ЕАЭС.

29 мая 2019 года в рамках празднования пятилетия подписания Договора о Евразийском экономическом союзе Высшим советом подписан международный договор о формировании общего электроэнергетического рынка Союза в форме Протокола о внесении изменений в Договор о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 года (в части формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза).

20 декабря 2019 года Высшим советом принято Решение № 31 «О плане мероприятий, направленных на формирование общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза», устанавливающего в том числе сроки утверждения и вступления в силу правил функционирования общего электроэнергетического рынка Союза, а также других актов, предусмотренных указанным Протоколом.

В настоящее время государствами-членами ЕАЭС проводится работа по разработке и согласованию правил функционирования ОЭР ЕАЭС.

В 2020 году проведено 13-е заседание Консультативного комитета по электроэнергетике при Коллегии ЕЭК в заочном формате (26 мая), пять заседаний Подкомитета по формированию ОЭР ЕАЭС Консультативного комитета по электроэнергетике при Коллегии ЕЭК (49-е заседание 23-24 января, 50-е заседание 29 мая, 51-е заседание 02 июля, 52-е заседание 20-21 августа, 53-е заседание 24-25 сентября), одно совещание членов Подкомитета (20-21 февраля) и один семинар по организации оптового рынка Российской Федерации и договорной конструкции на нем (30 сентября).

Работа по формированию общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза продолжается.

# **Статус формирования Электроэнергетического рынка СНГ**

С 1992 года проведено 55 заседаний Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств (далее – ЭЭС СНГ).

Решением ЭЭС СНГ (Протокол №50 от 21.10.2016г.) утвержден Сводный план-график формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **№** | **Мероприятия** | **Срок исполнения** | **Текущий статус** |
| 1 | Реализация мероприятий согласно разделу II. Плана мероприятий по сотрудничеству между ЕЭК и ЭЭС СНГ, утвержденного 10 июня 2016 года. | 2016-2020 гг. | Обеспечивается постоянное участие представителей ЕЭК на заседаниях ЭЭС СНГ, представителей ИК ЭЭС СНГ – на заседаниях по формированию ОЭР ЕАЭС. |
| 2 | Подготовка проекта Порядка урегулирования отклонений от согласованных значений межгосударственных перетоков электрической энергии. | 2016-2017 гг. | Решение о разработке Порядка урегулирования отклонений от согласованных значений межгосударственных перетоков электрической энергии принято на 45-м заседании ЭЭС СНГ. Проект Порядка рассматривался на 29-м заседании Рабочей группы «Формирование общего электроэнергетического рынка стран СНГ» 15 сентября 2016 года в г. Москва (РФ). В соответствии с Решением 47-го заседания ЭЭС СНГ в План мероприятий ЭЭС СНГ на 2016 год включены разработка и утверждение проектов документов об определении величин отклонений от согласованных значений межгосударственных перетоков электроэнергии и урегулировании величин отклонений от согласованных значений межгосударственных перетоков электрической энергии. Работа продолжается. |
| 3 | Подготовка проекта Порядка распределения пропускной способности межгосударственных сечений/сечений экспорта-импорта между участниками экспортно-импортной деятельности. | 2018-2020 гг. | Решением 50-го заседания ЭЭС СНГ утверждены Методические рекомендации по метрологическому обеспечению измерительных комплексов учета электрической энергии на межгосударственных  линиях электропередачи.  Решением 50-го заседания ЭЭС СНГ утвержден График проведения мониторинга применения в производственной деятельности энергосистем государств – участников СНГ нормативных технических документов области метрологии электрических измерений и учета электроэнергии. |
| 4 | Подготовка проекта Порядка компенсации затрат, связанных с осуществлением транзита/передачи/перемещения электроэнергии через энергосистемы государств-участников СНГ. | 2018-2020 гг. | Унифицированный формат макета обмена данными по учёту межгосударственных перетоков электроэнергии, разработанный Рабочей группой по метрологическому обеспечению электроэнергетической отрасли Содружества Независимых Государств, утвержден решением 33-го заседания ЭЭС СНГ и рекомендован органам управления электроэнергетикой государств – участников СНГ для использования при организации учета межгосударственных перетоков электрической энергии и обмене данными по межгосударственным перетокам. |
| 5 | Гармонизация национального законодательства в области электроэнергетики, разработка и принятие национальных нормативных правовых документов, необходимых для формирования и функционирования ОЭР СНГ. | 2020-2025 гг. | Решением 51-го заседания ЭЭС СНГ утверждены Концептуальные подходы технического регулирования и стандартизации в области электроэнергетики. Так же утверждено Положение о Рабочей группе «Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики». Решением 51-го заседания ЭЭС СНГ утверждено План работы данной Рабочей группы. |

# **Статус реализации проекта CASA-1000**

*Описание проекта*

Проект CASA-1000 является первым шагом на пути к созданию регионального рынка электроэнергии Центральной и Южной Азии (CASAREM), используя значительные энергетические ресурсы Центральной Азии, чтобы способствовать снижению дефицита энергии в Южной Азии на взаимовыгодной основе.

Начать поставки электроэнергии по проекту CASA-1000 планируется в 2021 году. Предполагается, что пропускная способность ЛЭП составит порядка 6 млрд. кВтч в год.

Процесс финансирования проекта управляется Всемирным банком.

Проект разделен на два основных пакета:

* строительство линий электропередачи в Кыргызстане, Таджикистане, Афганистане и Пакистане;
* строительство двух-терминальных преобразовательных подстанций постоянного тока высокого напряжения (ПТВН) в Пакистане и Таджикистане.

Срок строительства после подписания контракта – 42 месяца (2021г).

# **Обзор СМИ в странах СНГ**

*(по информации с сайта Исполнительного комитета ЭЭС СНГ)*

**Кыргызская Республика**

**В октябре энергосистема Кыргызстана потребила 1,3 млрд кВт.ч**

По оперативным данным центральной диспетчерской службы ОАО «Национальная электрическая сеть Кыргызстана», за октябрь 2020 года потребление электроэнергии в кыргызской энергосистеме составило 1 млрд 286 млн 78 тыс. кВт.ч. Как сообщила пресс-служба НЭСК, в 2019 году за аналогичный период потребление составило 1 млрд 077 млн 917 тыс. кВт.ч.

**Низкие тарифы и рост потребления электроэнергии — основные причины кредитования энергосектора, — Электрические станции**

Ввиду социальной направленности тарифов на электрическую и тепловую энергию, бюджет ОАО «Электрические станции» с 2012 года утверждается со стороны регулирующего органа с большим дефицитом без каких-либо дотаций. Об этом сообщили в компании.

«Основная причина — низкие тарифы на электрическую и тепловую энергию, не покрывающие затраты на их производство», — сообщил в компании.

Кроме того, факторами влияния являются:

- низкий приток воды в Токтогульское водохранилище и снижение объемов экспорта электрической энергии (2012-2014 годы);

- рост потребления электроэнергии на внутреннем рынке, дефицит энергии в зимнее время и необходимостью импорта электроэнергии из соседних государств (2014-2016 годы);

- обеспечение максимальной выработки электрической энергии на ТЭЦ Бишкека и увеличением затрат на закупку топлива (2014-2016 годы);

- рост затрат на поддержание оборудования в рабочем состоянии в связи с высоким уровнем износа оборудования.

В связи с этим в целях покрытия дефицита денежных средств, для обеспечения бесперебойного снабжения электрической и тепловой энергией населения республики, принимая во внимание, что инвестиции на восстановление и обновление основных производственных фондов, имеют стратегическое значение для государства, компания была вынуждена привлекать заемные средства

**В ОАО «Северэлектро» близятся к завершению ремонтные работы…**

По итогам 9 месяцев 2020г. ремонт электрооборудования в физическом объеме выполнен на 100% от запланированного объема.

В районах электросетей Чуйской, Таласской областей и города Бишкек отремонтировано:

-1250,2 км воздушных линий напряжением 6/10-0,4 кВ,

-194,4 км высоковольтных воздушных линий напряжением 35 кВ,

-98,2 км кабельных линий 6/10-0,4 кВ

-1164 комплектных трансформаторных подстанций напряжением 6/10-0,4 кВ,

-36 высоковольтных трансформаторных подстанций напряжением 35 кВ,

Помимо этого, в ОАО «Северэлектро» было установлено 34 дополнительных трансформаторных подстанций. Произведена замена 29,1 км кабельных линий 0,4-35кВ и реконструировано 43,17 км воздушных линий 0,4-10 кВ. С начала года более 368,5 км линий электропередачи 0,4 кВ были переведены на самонесущие изолированные провода (СИП), заменено 5230 прибора учета.

На высоковольтных подстанциях «Западная», «Центральная-1», «Издательство», «Пенько-Джутовая» заменены комплектно-распределительные устройства наружной установки.

Также завершилось строительство II очереди подстанции «Чолпон».

В результате проведенных работ аварийность в распредсетях «Северэлектро» снизилась на 5,8% по сравнению с аналогичным периодом 2019 года.

**Страны Центральной Азии с 2020 по 2030 год могут от регулирования торговли электроэнергией получить до $6,4 млрд**

Торговля электроэнергией в Центральной Азии обеспечит экономический рост и региональное сотрудничество, считают экономисты Всемирного банка.

Новый анализ результатов моделирования энергетической системы Центральной Азии показывает, что регион может сократить эксплуатационные расходы на $6,4 млрд в течение 10 следующих лет.

По расчетам экономистов ВБ, это может стать реальностью, когда операторы энергосистем соседних стран будут эффективно использовать объединенную инфраструктуру сетей передачи электроэнергии. В настоящее время обсуждается вопрос о том, как осуществить объединение систем и извлечь оптимальную пользу из их скоординированной эксплуатации.

На протяжении последнего десятилетия страны Центральной Азии демонстрировали экономический рост: темпы роста ВВП стран региона в среднем составляли около 5%. Однако в периоды падения цен на нефть и природный газ и сокращения объемов денежных переводов мигрантов регион сталкивался с циклическим замедлением темпов роста. Во время нынешнего кризиса, вызванного пандемией COVID-19, регион также испытывает экономический спад.

Для поддержания экономического роста и сокращения бедности в период восстановления после окончания пандемии региону необходимы новые драйверы экономического роста, которые позволят диверсифицировать экономики со снижением зависимости от сырьевой ренты и денежных переводов, оптимизировать использование природных ресурсов, а также стимулировать экономическое развитие при ведущей роли частного сектора.

Усиление интеграции экономик региона за счет увеличения объемов торговли энергоресурсами между странами Центральной Азии и с соседними регионами может помочь региону восстановить и поддерживать экономический рост и региональное сотрудничество. Важные политические и геоэкономические события, произошедшие в регионе за последние несколько лет, обусловили формирование нового подхода, способствующего укреплению регионального сотрудничества. На двух саммитах лидеров стран Центральной Азии, состоявшихся в Казахстане и Узбекистане в 2018 и 2019 годах, прозвучал призыв к укреплению сотрудничества в энергетическом секторе посредством расширения возможностей для торговли энергоресурсами и стимулирования развития современной энергетической инфраструктуры.

Страны Центральной Азии располагают значительными природными энергетическими ресурсами: Таджикистан и Кыргызская Республика имеют большой потенциал в области гидроэнергетики, а Казахстан, Туркменистан и Узбекистан обладают большими запасами угля, природного газа и нефти. У региона также велик неосвоенный потенциал в области солнечной и ветровой энергетики. Освоение этих ресурсов может стать частью возглавляемых отдельными странами программ по развитию и переходу на источники чистой энергии.

Центральная Азия обладает идеальным набором взаимодополняющих региональных источников энергии и структурой генерации, которые помогут реализовать преимущества регионального сотрудничества в области энергетики. Это приведет к сокращению инвестиционных затрат на ввод новых генерирующих мощностей и повышению уровня освоения возобновляемых источников энергии.

Хотя системы передачи электроэнергии в Центральной Азии уже взаимосвязаны, обмен электроэнергией между странами до настоящего времени был, тем не менее, ограниченным и значительно ниже имеющейся пропускной способности энергообъединения. Это преимущественно обусловлено недостаточным уровнем управления и гармонизации региональной сети, ограниченной синхронизацией систем, а также отсутствием координации генерации электроэнергии, экономичного распределения нагрузки и планирования. Эти факторы – ключ к развитию краткосрочной и среднесрочной торговли электроэнергией и разработке новых проектов по созданию генерирующих мощностей, обладающих высоким потенциалом в отношении региональных поставок электроэнергии.

Структура генерации электроэнергии в Центральной Азии в 2018 году. Источник: расчеты Всемирного банка.

Стратегическое положение региона также позволяет ему стать центром для торговли электроэнергией между Восточной Азией и Европой. Это особенно актуально с учетом общих границ с такими странами Южной Азии с быстрорастущим спросом на электроэнергию, как Афганистан и Пакистан.

Прогресс в разработке межрегиональных энергетических проектов CASA-1000 и TUTAP, соединяющих страны Центральной и Южной Азии, увеличит возможности для торговли электроэнергией между регионами. Эти межсистемные линии электропередач создадут фундамент для дальнейшего усиления связности передающих сетей с целью реализации потенциала торговли электроэнергией – с выходом за пределы регионов на рынки Китая, Евразии и Ближнего Востока.

Региональный проект передачи и торговли электроэнергией CASA-1000. Источник: Секретариат CASA-1000.

С помощью модели региональной электроэнергетической системы, разработанной Всемирным банком для стран Центральной Азии с включением Афганистана и Пакистана, оценены экономические выгоды от усиления региональной связности и расширения торговли электроэнергией в Центральной Азии.

Согласно оценкам, полученным в рамках модели, за период с 2020 по 2030 год могут быть реализованы экономические выгоды в размере до $6,4 млрд (по дисконтированной стоимости) – за счет улучшения использования потенциала гидроэнергетики и тепловой энергетики в регионе, совместного планирования объемов резервов мощности, сокращения неудовлетворенного спроса на электроэнергию, а также сокращения расходов на топливо благодаря переходу с газовой генерации на гидрогенерацию.

После ввода в эксплуатацию проектов CASA-1000 и TUTAP они могут прибавить к этим совокупным выгодам еще $2,6 млрд за счет увеличения объемов торговли Центральной Азии с Афганистаном и Пакистаном. Анализ также показывает, что по мере того как стоимость технологий фотоэлектрической солнечной генерации продолжит снижаться, усиление региональной связности и развитие торговли могут способствовать быстрому расширению мощностей по солнечной генерации – до 30 000 МВт к 2030 году.

Для сценария низкоуглеродной энергетики, предполагающего наличие нормативного требования о доведении к 2030 году доли возобновляемых источников энергии в структуре генерации электроэнергии до 10% в моделируемых странах с доминирующей ролью гидроэнергетики и до 20% в остальных странах, выявлено, что большинство экономических выгод от торговли сохраняется.

Более того, этот сценарий предполагает существенное сокращение выбросов углекислого газа в Центральной Азии – в общей сложности примерно на 400 Мт (или примерно на 20% без учета оптимизации региональной торговли в рамках сценария традиционной углеводородной энергетики) в течение следующего десятилетия, преимущественно за счет перехода от угольной генерации к гидро-, солнечной и ветровой генерации.

Выгоды от региональной торговли электроэнергией в Центральной Азии. Источник: расчеты Всемирного банка.

Последние тенденции в регионе обнадеживают и позволяют предположить, что улучшение геополитических условий расширит возможности для реализации существенных экономических выгод от торговли электроэнергией. По мере усиления связности и синхронизации региональной сети и изыскания возможностей для торговли электроэнергией страны Центральной Азии могут также рассмотреть вопрос о создании секретариата по региональной энергетической кооперации с участием высокопоставленных представителей министерств энергетики стран региона, на который будет возложена задача по продвижению региональной энергетической повестки для Центральной Азии.

**ОАО «Национальная энергетическая холдинговая компания» проинформировали относительно ситуации на ТЭЦ Бишкек.**

29 октября на ТЭЦ Бишкек сработала система защиты оборудования. Причина — замыкание в кабельной линии, питающей от ОРУ (открытое распределительное устройство) ТЭЦ Бишкек подстанцию 110 кВ «Бишкек» (оборудование ОАО «Северэлектро»). Из-за этого были отключены 7 АТ (автотрансформатор) на ТЭЦ Бишкек, которое привело к срабатыванию системы защиты оборудования ТЭЦ Бишкек и автоматически отключились котлоагрегаты и турбогенераторы на ТЭЦ. Сработали противоаварийные клапаны, оборудование сбросила лишний пар. Никакого взрыва, пожара и аварии не было.

Режим выработки электрической энергии, подачи тепла и горячей воды восстановлен, говорится в сообщении.

Днем 29 октября часть Бишкека осталась без света. Электричество отключилось примерно в 13:10.

**Республика Беларусь**

**На первом энергоблоке БелАЭС успешно запущена цепная реакция**

В соответствии с графиком сооружения БелАЭС на первом энергоблоке успешно запущена цепная реакция, реакторная установка выведена на минимально контролируемый уровень мощности. Таким образом, положено начало жизненного цикла реактора. В ближайшее время на первом энергоблоке проведут комплекс исследований, которые позволят подтвердить надежность всей системы ядерно-физического контроля и ядерной безопасности реакторной установки.

Следующим этапом станет энергетический пуск первого энергоблока с включением в энергосистему страны. Белорусская АЭС с двумя реакторами ВВЭР-1200 суммарной мощностью 2400 МВт строится по российскому проекту «АЭС-2006» вблизи Островца Гродненской области. Генеральным подрядчиком выступает инжиниринговый дивизион госкорпорации «Росатом». Энергоблоки поколения «3+» имеют улучшенные технико-экономические показатели. Главной особенностью энергоблока является уникальное сочетание активных и пассивных систем безопасности.

**Проведен заключительный этап предпусковой партнерской проверки первого энергоблока БелАЭС**

С 12 по 16 октября эксперты Московского центра Всемирной ассоциации организаций, эксплуатирующих атомные электростанции (ВАО АЭС), провели заключительный этап предпусковой партнерской проверки первого энергоблока Белорусской АЭС. Представители ВАО АЭС изучили действия смен оперативного персонала блочного пульта управления на полномасштабном тренажере блочного пульта управления энергоблоком в имитированных ситуациях с элементами нормальной эксплуатации, нарушений нормальной эксплуатации и аварий. Кроме того, выполнена оценка внедрения 70 рекомендаций по сообщениям ВАО АЭС о значительном опыте эксплуатации (SOER).

На основании наблюдений, собеседований и рассмотрения документаций эксперты не выявили каких-либо недостатков, которые могли бы стать препятствием для безопасного пуска первого энергоблока Белорусской атомной электростанции. Передача финального отчета руководству эксплуатирующей организации планируется в конце 2020 г.

**На Витебщине приступили к строительству двух пиково-резервных энергоисточников**

В настоящее время РУП «Витебскэнерго» ведет строительство пиково-резервных энергоисточников в филиалах «Лукомльская ГРЭС» (мощность 150 МВт) и «Новополоцкая ТЭЦ» (мощность 100 МВт). Генеральный подрядчик – РУП «Белэнергострой» – управляющая компания холдинга».

Реализация данных инвестиционных проектов осуществляется в соответствии с комплексом мероприятий по интеграции Белорусской АЭС в объединенную энергетическую систему Республики Беларусь. Новые объекты будут участвовать в поддержании баланса выработки-потребления электроэнергии в энергетической системе. Резервные мощности будут находиться в режиме постоянной готовности к пуску, вырабатывая электроэнергию лишь при необходимости. Подобная схема с высокоманевренным резервом успешно используется во многих странах. Как сообщили в РУП «Витебскэнерго», на объектах идут необходимые подготовительные работы по устройству фундаментов под газотурбинные установки и вспомогательное оборудование. На строительных площадках Лукомльской ГРЭС и Новополоцкой ТЭЦ выполнена забивка свайного поля под газотурбинные установки, начаты работы по устройству фундаментов. Основное оборудование для строительства пиково-резервных энергоисточников на площадках Лукомльской ГРЭС и Новополоцкой ТЭЦ поставит шведская компания. Подписание соответствующего контракта между РУП «Витебскэнерго» и Siemens Industrial Turbomachinery состоялось 27 ноября 2019 г. Контракт подписан по итогам проведенного в Беларуси открытого конкурса на поставку оборудования для строительства пиково-резервных энергоисточников, в котором и победила шведская компания, являющаяся одним из крупнейших поставщиков энергетического оборудования в Европе.

**Состоялось 37-ое заседание Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии** *(23.10.2020 г.)*

21 октября 2020 года в режиме видеоконференции состоялось 37-ое заседание Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК).

В заседании приняли участие представители энергосистем Беларуси, России, Украины, Молдовы, Казахстана, Кыргызстана, Таджикистана, Узбекистана, Грузии, а также представители Координационного диспетчерского центра энергосистем Центральной Азии «Энергия» и Исполнительного комитета Электроэнергетического Совета СНГ.

Белорусскую сторону на данном заседании представляли: член КОТК – заместитель генерального директора по оперативной работе – главный диспетчер ГПО «Белэнерго» Д.В. Ковалев, заместитель начальника управления электрических режимов ГПО «Белэнерго» В.В. Какура и ведущий инженер управления электрических режимов ГПО «Белэнерго» А.К. Борозна.

В ходе заседания рассматривались следующие вопросы:

мониторинг и анализ качества регулирования частоты и перетоков активной мощности при аварийных отключениях в энергосистемах стран СНГ, Балтии и Грузии, а также по результатам натурных испытаний;

актуализация существующих и разработка новых документов, регламентирующих технические требования к обеспечению параллельной работы энергосистем стран СНГ, Балтии и Грузии;

технологические инновации в электроэнергетике;

подготовка энергосистем синхронной зоны стран СНГ, Балтии и Грузии к работе в осенне-зимний период 2020/2021 гг.

Так, по результатам совместно проводимого мониторинга участия энергосистем стран СНГ, Балтии и Грузии в регулирования частоты и перетоков активной мощности в энергообъединении за истекший период 2020 года зафиксировано семь случаев отклонения частоты от нормального уровня 50±0,05 Гц, связанных в основном с аварийными отключениями крупных энергоблоков и выделением крупных регионов потребления.

Результаты мониторинга показали различную степень участия энергосистем в процессе регулирования частоты и перетоков активной мощности в зависимости от статических частотных характеристик энергосистем и, в частности, от настроек систем первичного регулирования мощности генерирующего оборудования электростанций. Вместе с тем, за счет совместного участия энергосистем в данном процессе частота электрического тока не выходила за допустимые пределы 50±0,2 Гц и своевременно, за время не более 15 минут, восстанавливалась до номинального значения.

АО «СО ЕЭС» (системный оператор ЕЭС России) особое внимание уделило нормированному первичному регулированию частоты (НПРЧ). Генерирующее оборудование, участвующее в НПРЧ, обеспечивает гарантированное качество первичного регулирования частоты и способствует стабилизации крутизны статической частотной характеристики энергообъединения стран СНГ, Балтии и Грузии при отклонениях частоты.

По результатам работы соответствующих рабочих групп КОТК («Планирование и управление», «Противоаварийное управление» и «Регулирование частоты и мощности») актуализированы следующие существующие технические документы:

Положение о системе релейной защиты (РЗ) и автоматическом повторном включении (АПВ) межгосударственных линий электропередачи (ЛЭП) и смежных с этими ЛЭП систем шин и автотрансформаторов, утвержденное решением ЭЭС СНГ от 24.10.2009.

Общие требования к разработке и содержанию программ и бланков переключений по выводу из работы и вводу в работу устройств релейной защиты и автоматики, утвержденные решением ЭЭС СНГ от 24.10.2014.

Кроме того, на данном заседании утверждены новые технические документы:

Регламент взаимодействия между субъектами оперативно-диспетчерского управления государств энергообъединения ЕЭС/ОЭС при организации обмена данными синхронизированных векторных измерений;

Регламент разработки карт-схем энергосистем государств – участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС.

В рамках технологических инноваций в электроэнергетике было отмечено следующее основное направление в развитии энергосистем: цифровизация – оснащение энергообъектов и диспетчерских центров устройствами и программно-техническими комплексами СМПР (система мониторинга переходных режимов), СМЗУ (система мониторинга запасов устойчивости), ЦСПА (централизованная система противоаварийного управления) и САРЧМ (система автоматического регулирования частоты и активной мощности).

Помимо этого, была отмечена энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года: обеспечение перехода оперативно-диспетчерского управления в Единой энергетической системе России на 100-процентное дистанционное управление режимами работы объектами электрической сети 220 кВ и выше и объектами генерации 25 МВт и выше.

В завершающей части заседания участники обсудили ход подготовки национальных энергосистем к текущему осенне-зимнему периоду и основные показатели, и достижения энергосистем за прошедшие периоды.

В докладе Белорусской стороны были отмечены основные показатели работы энергосистемы Беларуси за текущий период 2020 года и наиболее перспективные направления развития: реализацию проекта по выдачи мощности Белорусской АЭС, ввод в работу энергоблока №1 Белорусской АЭС, мероприятия по его интеграции в энергосистему, реконструкцию и строительство объектов системообразующей сети, внедрение средств компенсации реактивной мощности.

Стороны высказали общую готовность национальных энергосистем к осенне-зимнему периоду 2020/2021 гг.

**Республика Молдова**

**В Вулканештах стартовал проект строительства электрической подстанции мощностью 400/110/45 кВт. Проект будет реализован при финансовой поддержке Чешского Агентства развития.**

Эту информацию подтвердил начальник управления внешних связей Гагаузии Виталий Влах, передает gagauzinfo.md

«Мы получили письмо, подтверждающее, что Чешское Агентство развития дало старт проекту «Исследование и восстановление подстанции Вулканешт». Проект был запущен 31 августа 2020 года», - рассказал Виталий Влах.

В рамках первого этапа проекта предполагается детальное исследование объекта, оценка рисков, технико-экономическое обоснование, детальная разработка корректирующих мер и укрепление профессионального потенциала в области охраны окружающей среды.

Эта электростанция – часть проекта по взаимоподключению электросетей Молдовы и Румынии. Ожидается строительство высоковольтной линии электропередач из Вулканешт до Кишинева. Примерная длина сетей составит 158 километров.

Проект будет реализован чешской компанией DEKONTA. Его завершение планируется в декабре 2021 года. Общая стоимость проекта – 260 миллионов евро.

**Молдова приняла новые правила оптового рынка электроэнергии в соответствии с законодательными актами Энергетического сообщества.**

Эти правила и процедура закупки электроэнергии были разработаны при технической поддержке Проекта управления EU4Energy, который является частью инициативы Евросоюза EU4Energy, передает infotag.md

Согласно сайту Восточного партнерства, правила определяют «процедуры урегулирования дисбаланса, закупки электроэнергии на форвардном, дневном, внутридневном и балансирующем рынках, а также закупки дополнительных услуг. Они были приняты Национальным агентством по регулированию в энергетике, но вступят в силу со 2 октября 2021 г. (за исключением процедуры закупки электроэнергии, которая должна вступить в силу с января 2021 г.).

Секретариат Энергетического сообщества назвал принятие правил «Первым значительным шагом к прозрачному и конкурентному рынку электроэнергии в Молдове».

Как уже сообщал «ИНФОТАГ», инициатива EU4Energy направлена на улучшение энергоснабжения, безопасности и связи, а также способствует повышению энергоэффективности и использованию возобновляемых источников энергии в Восточных странах-партнерах (Армении, Азербайджане, Беларуси, Грузии, Молдове и Украине). Инициатива делает это путем финансирования проектов и программ, которые помогают реформировать энергетические рынки и сокращать национальную энергетическую зависимость и потребление. В долгосрочной перспективе это делает энергоснабжение более надежным, прозрачным и доступным, сокращая энергетическую бедность и счета за электроэнергию, как для граждан, так и для частного сектора.

EU4Energy поддерживает Молдову в обеспечении прозрачности и конкуренции на рынке электроэнергии.

**В Молдову впервые поступила электроэнергия украинского «Энергоатома».**

Украинская компания «Энергоатом» впервые начала поставлять в Молдову электроэнергию, производимую украинскими АЭС. Об этом сообщила ее пресс-служба, отметив, что 1 октября 2020 г. ГП «НАЭК «Энергоатом» впервые осуществило экспортную поставку произведенной украинскими АЭС электроэнергии в Молдову, и в нашу страну в течение октября будет экспортировано 14,9 тыс. МВт•ч электрической энергии.

Подчеркивается, что Молдова стала для украинского предприятия новым и перспективным направлением экспортных поставок электрической энергии. «Этот первый шаг послужит налаживанию долгосрочного сотрудничества, что будет способствовать надежному энергообеспечению соседствующих с Украиной стран в юго-западном направлении. В то же время ГП «НАЭК «Энергоатом» прорабатывает дополнительные возможности экспорта собственной продукции в страны Северной Европы и Прибалтики», - отмечается в сообщении компании.

Энергоатом-Трейдинг реализовал на ТБ «Украинская энергетическая биржа» 14,9 тыс. МВт•ч электроэнергии базовой нагрузки по средневзвешенной цене 1017 грн/МВт•ч (без НДС). Период отпуска/отбора электроэнергии: 1- 31 октября 2020 г. В соответствии с контрактом, эта электроэнергия предназначена для продажи и/или поставки за пределы Украины. При этом покупатель должен самостоятельно обеспечить доступ к межгосударственным сечениям. Согласно данным, опубликованным на сайте биржи, весь объем упомянутой электроэнергии выкупило ООО «Д.Трейдинг». Эта компания входит в холдинг ДТЭК Рината Ахметова.

**Молдавская ГРЭС увеличила выработку электроэнергии на 11%**

Молдавская ГРЭС произвела в январе-сентябре 3,478 млрд. кВт/час электроэнергии, что на 11% больше аналогичного периода 2019 г.

Пресс-служба предприятия отметила, что повышение выработки связано с увеличением поставок электроэнергии на рынок Приднестровья и «на экспорт в Молдову», передает infotag.md

По ее данным, коэффициент использования установленной мощности по итогам девяти месяцев составил 20,99%. Отпуск тепловой энергии, в то же время, сократился на 6% - до 63,916 тыс. Гкал. Специалисты объясняют это повышением среднего уровня температуры наружного воздуха по сравнению с предыдущим годом.

В третьем квартале силами собственного ремонтного персонала станции выполнен текущий ремонт энергоблока №5. А также завершен этап пусконаладочных работ на остановленном оборудовании энергоблока №11.

ЗАО «Молдавская ГРЭС» - одна из крупнейших тепловых станций подобного типа на Европейском континенте, обеспечивающая электроэнергией Приднестровье и Молдову. Как генерирующий узел она является неотъемлемой частью единой энергосистемы Молдовы и Украины. Ее открытые распределительные устройства (ОРУ 110, 330, и 400 кВ) играют исключительную роль в передаче электроэнергии для потребителей Украины, Молдовы, и возможной передаче в страны Евросоюза.

**Российская Федерация**

**«Интер РАО» будет развивать энергомашиностроение.**

«Интер РАО» вложит до 45 млрд. рублей в проект создания российской газовой турбины средней и большой мощности на площадке «Русских газовых турбин» («РГТ» — совместное предприятие «Интер РАО» и американской GE), рассказал топ-менеджмент компании 30 сентября 2020 года на презентации бизнес-стратегии до 2030 года.

Как пишет «Ъ», в эту сумму входят платежи по лицензии GE, инвестиции в развитие производства в Рыбинске и приобретение компонентов. К 2025 году планируется углубить локализацию машин до 90–100% и поставить на рынок первую турбину. После завершения проекта «Интер РАО» может выкупить долю GE в СП.

В России пока нет полностью локализованного производства газовых турбин средней (от 65 МВт) и большой (от 100 МВт) мощности.

«РГТ» разрабатывает турбины 6F.03 мощностью до 88 МВт и GT13E2 мощностью до 210 МВт по лицензии GE. Сборка турбин на площадке в Рыбинске началась в 2014 году, предприятие способно выпускать до 14 машин в год.

В «Интер РАО» рассчитывают на рост спроса на турбины средней и большой мощности. По прогнозам, в 2025 году компания продаст четыре машины, а до 2030 года — уже 20–25 единиц.

Спрос на газовые турбины, в частности, будет обеспечен за счет новой программы поддержки инвестиционных проектов по созданию пилотных российских газовых турбин. Отбор проектов по строительству экспериментальных энергоблоков на ПГУ запланирован на 1 декабря 2020 года, квота составит 2 ГВт на 2026–2028 годы. Максимальная удельная стоимость таких объектов установлена на уровне 70 тыс. руб. за 1 кВт.

«РОССЕТИ» ПРЕДЛОЖИЛИ ИЗМЕНИТЬ МЕХАНИЗМ ПЕРЕКРЕСТНОГО СУБСИДИРОВАНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

ЯЛТА, 14 октября. /ТАСС/. Группа «Россети» предложила изменить механизм перекрестного субсидирования тарифов в электроэнергетике. Об этом сообщил первый заместитель генерального директора - исполнительный директор «Россетей» Андрей Муров.

«Предлагаем пойти по пути системного управления перекрестным субсидированием. В частности, вывести «перекрестку» из системы ценообразования на услуги энергокомпаний, выделив в отдельный платеж для несбытовых потребителей. Раскрыть информацию о существовании дисконта экономически обоснованной цене на электроэнергию в счетах населения и создать механизм адресной соцподдержки социально уязвимых групп», - сказал он.

Он уточнил, что для остальных граждан необходим постепенный переход до экономически обоснованного уровня тарифов, а также исключить постепенно надбавки из оптовой цены и, как минимум, не вводить новые.

«Объем перекрестного субсидирования в регионах России является существенным фактором, определяющим тарифы на услуги передачи для промышленных потребителей. Решить вопрос по сдерживанию роста и исключение избыточной финансовой нагрузки для промышленных потребителей нам предоставляется возможным посредством выделения данного фактора в отдельный инструмент, требующий своего управления», - сказал Муров.

Перекрестное субсидирование

Перекрестное субсидирование в сетевом комплексе - инструмент социальной поддержки населения. Объем составляет около 237 млрд рублей в год. Нагрузку несут потребители распределительных сетей - промышленные предприятия, субъекты МСП, сельхозпроизводители и бюджетные организации. Также существуют надбавки, «запакованные» в цены на оптовом рынке (для развития Дальнего Востока, поддержки ВИЭ и т. д.). По данным Системного оператора, их общий объем - более 450 млрд рублей в год. Общая нагрузка («перекрестка» и надбавки) может достигать 31% от конечной цены на электроэнергию, подсчитали в «Россетях».

Объемы перекрестного субсидирования в Великобритании, Франции, Германии и США превышают российские показатели в 2-5 раз, уточнили в «Россетях», но в этих странах оно выделено в отдельный платеж, который распределяется централизованно.

**Поддержка ВИЭ в 2025-2035 гг. обойдется промышленности в 573 млрд руб.**

Крупные потребители электроэнергии считают нецелесообразным продлевать госпрограмму развития возобновляемой генерации и предлагают заменить ее на адресные меры поддержки инвесторов в «зеленую» энергетику. Продление программы, по оценкам экспертов, обойдется промышленности в дополнительные 573 млрд руб. в период 2025-2035 годах.

Эти оценки и опасения, что рост конечной стоимости электроэнергии в результате продления программы поддержки ВИЭ превысит темпы инфляции, ассоциация «Сообщество потребителей энергии» (объединяет 33 компании во всех отраслях экономики) отразила в письме на имя министра энергетики РФ Александра Новака. Документ был отправлен в ведомство 8 октября, с его копией ознакомился ТАСС.

«Дальнейшее субсидирование проектов ВИЭ с помощью механизма ДПМ ВИЭ (договор предоставления мощности, предусматривает возврат инвестиций с гарантированной доходностью - прим. ТАСС) увеличит платежи на рынке мощности на сумму около 572,8 млрд руб. в период 2025-2035 годах, или в среднем на 52,1 млрд руб. ежегодно, что ведет к превышению темпов роста конечной цены на электроэнергию над уровнем инфляции вразрез с указанием главы государства», - отмечает ассоциация.

Для исключения этого риска было бы целесообразно актуализировать ценовые параметры оптового рынка электроэнергии, предлагают в объединении. Так, согласно данным НП «Совет рынка», темпы роста средней нерегулируемой одноставочной цены на электрическую энергию без учета дополнительных платежей и программ субсидирования в 2027-2032 годах составляют 4,7% при прогнозном годовом темпе инфляции до 2035 года в размере 4%. Если учесть в конечных ценах на электроэнергию дополнительную финансовую нагрузку в результате реализации различных программ субсидирования, то темпы рост одноставочной цены на электроэнергию для предприятий в этот же период превысят инфляционные ожидания на 1,8 процентного пункта.

Ассоциация «Сообщество потребителей энергии» предлагает заменить программу поддержки ВИЭ после 2024 года адресными мерами для инвестиционных проектов в возобновляемой энергетике.

«В Ассоциации считают ошибочной и нецелесообразной поддержку развития ВИЭ через механизм ДПМ и предлагают заменить его на меры налогового стимулирования, инструменты поддержки развития промышленности, включая субсидирование процентных ставок по кредитам, а также приоритетное развитие проектов ВИЭ в удаленных и изолированных территориях и на розничном рынке электроэнергии», - отмечается в письме.

ТАСС в Минэнерго сообщили, что пока не ознакомились с письмом ассоциации. «Не видели пока письмо. Мы рассчитываем, что необходимая нормативная база будет принята в этом году», - отметили в министерстве.

Правительство РФ еще в прошлом году приняло решение продлить после 2024 года на 10 лет программу поддержки строительства генерации на основе возобновляемых источников энергии, параметры новой программы еще не утверждены. В рамках продления программы поддержки «зеленой» энергетики предлагается повысить глубину локализации в России оборудования для ВИЭ-генерации и закрепить за инвесторами необходимость экспортировать произведенные компоненты для ВИЭ. В сентябре этого года Минэнерго разметило на федеральном портале проектов нормативно-правовых актов проект постановления правительства, предусматривающий стимулирование использования ВИЭ до 2035 года. В пояснительной записке к документу отмечается, что он был подготовлен в соответствие с планом, утвержденным еще в декабре 2019 года тогдашним вице-премьером РФ Дмитрием Козаком.

Ассоциация видит необходимость доработать проект постановления по стимулированию развития ВИЭ после 2024 г., пересмотрев объем субсидирования ВИЭ. В письме отмечается, что в соответствии с решениями Козака объем средств потребителей оптового рынка для субсидирования ВИЭ в 2025-2035 годах составит до 400 млрд руб., а до 2050 года - до 725 млрд руб. в ценах 2021 года.

**Группа «Россети» и Системный оператор ЕЭС начали унифицикацию формата информационного обмена.**

«Унификация инфообмена - одна из ключевых задач для цифровой трансформации «Россетей» и электроэнергетики России в целом. Ее решение позволит снять проблемы разнородности и разновременности обновления данных, будет способствовать сокращению сроков внедрения цифровых систем и уменьшению их стоимости», - говорится в сообщении. Стороны сформировали рабочую группу по разработке единых подходов.

«Россети» и СО ЕЭС реализуют концепцию однократного ввода данных. Также планируется переход на обмен данными без конвертации в едином информационном пространстве с привязкой к единой цифровой модели энергосистемы.

Стороны до 30 ноября 2020 года запустят цифровую платформу для обмена данными информационных моделей и утвердят регламент взаимодействия, до 30 марта 2021 года организуют информационный обмен в зонах ответственности «Россети Урал», «Россети Тюмень» и «Россети Янтарь» и до конца августа 2021 года завершат пилотные проекты.

«В 2024 году завершится «стыковка» цифровых платформ «Россетей» и Системного оператора», - говорится в сообщении. В течение трех лет стороны реализуют проекты интеграции информационных моделей между центрами управления сетями группы «Россети» и диспетчерскими центрами Системного оператора. В перспективе появится возможность обеспечить 100% совместимость продуктов разных производителей.

О программе цифровой трансформации

Совет директоров компании «Россети» в декабре 2018 года одобрил концепцию «Цифровая трансформация 2030». Программа реализуется, в том числе, в дочерних предприятиях «Россети Центр», «Россети Центр и Приволжье», «Россети Московский регион».

Реализация концепции позволит снизить операционные и инвестиционные расходы компании, сократить потери электроэнергии, повысить надежность, доступность электроснабжения и создать набор дополнительных услуг для клиентов.

**Республика Таджикистан**

**Рогун с начала пуска двух агрегатов выработал более 1,7 млрд кВт/ч электроэнергии.**

Двумя гидроагрегатами Рогунской ГЭС с начала их запуска до начала второй декады сентября этого года выработано свыше 1,7 млрд. киловатт-часов электроэнергии, сообщает ОАО «Рогунская ГЭС».

Отмечается, что в настоящее время сданные в эксплуатации в ноябре 2018 года и в сентябре 2019 года агрегаты №6 и №5 работают на минимальной мощности в зависимости от уровня воды в Рогунском резервуаре.

В сообщении говорится, что для увеличения производственной мощности агрегатов производится набор воды.

Также отмечается, что возведение плотины водохранилища и работы на других объектах станции ведутся на круглосуточной основе, строители обеспечены всей необходимой современной техникой и механизмами.

В целом, в машинном зале Рогунской ГЭС планируется установить шесть гидроагрегатов мощностью 600 МВт c радиально-осевыми турбинами.

Ожидается, что строительство станции полностью будет завершено к 2033 году.

На достройку Рогунской станции в нынешнем году планируется направить 2,1 млрд сомони бюджетных средств. По данным Минфина, из этого объема в первой половине текущего года освоено уже 1,3 млрд сомони. Согласно официальным данным, с начала строительства Рогунской ГЭС из всех источников финансирования освоено 28 млрд сомони. Ожидается, что после полной сдачи станции в эксплуатацию среднегодовая выработка электроэнергии там составит более 17,0 млрд. кВт/ч в год.

**Малые ГЭС Таджикистана выработали 0,08% от общего объема электроэнергии.**

Объем выработки электроэнергии малыми гидростанциями Таджикистана является незначительным и не достигает даже 1% от общего показателя производства.

По данным энергетического сектора страны, общее количество малых ГЭС в стране составляет 284 единиц. За восемь месяцев этого года ими выработано всего 11,2 млн. кВт/ч электроэнергии, что составляет 0,08% от общего объема произведенной электроэнергии за этот период. За январь-август 2020 года общий объем выработанной электроэнергии в республике составил 13 млрд. 477,9 млн. кВт/ч.

Ранее сообщалось, что в республике не функционируют треть построенных ранее малых гидроэлектростанций. Общее количество малых ГЭС в стране составляет 284 единиц, около 100 из которых не функционируют.

По данным источника, причина простоя и низкой эффективности малых ГЭС заключается в том, что в начале 2000-х годов, большая часть малых ГЭС строилась без учета реалии местности, то есть малые ГЭС строились на не исследованных, не проверенных местах. Некоторые из них не работают по причине нехватки воды в зимнее время, а летом вода уходит на нужды аграрного сектора.

Специалисты отрасли утверждают, что в условиях реализации крупных ГЭС, возведение малых гидростанции является малоэффективным. Их можно возводить на створах горных рек в труднодоступных населенных пунктах, которые далеки от основных линий электропередачи.

**Компания «Синохайдро-Хайдрочайна» модернизирует агрегат №3 Сарбандской ГЭС.**

Китайская компания «Синохайдро-Хайдрочайна» приступила к модернизации агрегата №3 Сарбандской гидроэлектростанции, на юге Таджикистана.

Как сообщили «Авеста» в указанной китайской компании, это четвертый по счету агрегат Сарбандской ГЭС, к модернизации которой приступили специалисты компании.

«В настоящее время гидроагрегат №3 полностью демонтирован, проводятся работы по ТЭО, которые возможно завершатся уже на следующей неделе. Все оборудование, необходимое для модернизации агрегата будет доставлены из Китая», – сообщил источник.

По его словам, согласно намеченному графику, агрегат №3 после модернизации должен быть сдан в эксплуатацию в октябре 2021 года. «После полного ввода в действие мощность гидроагрегата достигнет 49 МВт, вместо прежних 35 МВт», – добавил собеседник.

Он подчеркнул, что в настоящее время на объекте работают более 50 местных и китайских специалистов.

Напомним, 22 сентября текущего года президент Таджикистана Эмомали Рахмон сдал в эксплуатацию гидроагрегаты №2, мощностью 39 МВт и №6, мощностью 49 МВТ Сарбаднской гидроэлектростанции.

Ка ранее сообщалось, до 2022 года должны быть реконструированы пять из шести агрегатов Сарбандской гидроэлектростанции. После реконструкции мощность ГЭС достигнет 270 МВт, вместо нынешних 240 МВт.

Церемония пуска первого модернизированного агрегата (агрегат №5) Сарбандской (Головной) гидроэлектростанции на реке Вахш состоялась 7 ноября 2018 года.

Как сообщили «Авеста» в компании PowerChina (Синохайдро) – подрядчика проекта, после реконструкции мощность агрегата №5 Сарбандской ГЭС увеличилась на 24 МВт – с 25 МВт до 49МВт.

Реконструкция Сарбандской ГЭС началась в ноябре 2016 года. Позже в проект модернизации ГЭС были внесены изменения, согласно которым вместо трех будут модернизированы пять гидроагрегатов.

Заменой агрегатов ГЭС занимается совместное предприятие «Синохайдро-Хайдрочайна». 14 июня этого года соответствующий контракт был подписан между указанной компанией и ОАХК «Барки точик».

Проект реабилитации Головной ГЭС, мощностью 240 МВт финансируется за счет гранта Азиатского банка развития в размере $136 млн. Ранее планировалось, что будут модернизированы первая, вторая и пятая гидроагрегаты гидростанции. Также в рамках модернизации планировался капитальный ремонт третьего и шестого гидроагрегатов.

По данным энергосектора, при демонтаже агрегата №5 состояние оборудования оказалось хуже ожидаемого. Поскольку агрегаты №3 и №6 имеют одинаковую конструкцию и возраст, можно разумно предположить, что их замена может быть предпочтительной, чем оценка их состояния и ремонт, как было определено первоначально.

В свою очередь, «Барки точик» запросил АБР о незначительном изменении в объеме работ проекта, чтобы использовать сэкономленные грантовые средства для модернизации агрегатов №3 и №6. Проект состоит из двух фаз, его реализация завершится в 2022 году.

Сарбандская ГЭС была введена во временную эксплуатацию в рамках строительства каскада гидроэлектростанций на реке Вахш в 1962 году, а 1966 году состоялся её полный запуск. За годы функционирования ГЭС выработала 50 млрд. кВт/ч электроэнергии.

**Президент знакомится с ходом строительных работ на Рогунской ГЭС.**

Президент Таджикистана Эмомали Рахмон отбыл сегодня утром на стройплощадку Рогунской гидроэлектростанции для ознакомления с ходом строительных работ.

Как сообщает пресс-служба главы государства, в частности, президент ознакомился с строительными работами в одном из строительных тоннелей, длина которого составляет 1 тыс. 750 метров, а диаметр 15 метр, с пропускной способностью 3500 кубов воды в секунду.

Проектированием данного объекта занимаются московский «Гидропроект», швейцарская «Эфри», ЗАО «Точик Кон» и ЗАО «Точикгидромонтаж».

При строительстве объекта особое внимание уделяется качеству выполняемых работ.

Рогунская гидроэлектростанция – девятая по счету каскада ГЭС на реке Вахш, расположена в 110 километрах от Душанбе. По проекту ГЭС состоит из 6 агрегатов, мощность каждой из которых составляет 600 МВт.

Высота каменно-насыпной плотины гидроэлектростанции составит 335 метров, что является самой высокой в мире (по своему типу). Сама Рогунская ГЭС, производственной мощностью 3600 МВт (более 17 млрд. кВт/ч) электроэнергии, считается самой крупной в регионе.

Официальный пуск первого агрегата Рогунской гидроэлектростанции состоялся 16 ноября 2018 года. Пуск второго агрегата ГЭС состоялся 9 сентября 2019 года.

**Таджикистан снизил объем экспорта электроэнергии на 43%**

Таджикистан более чем на 43% снизил объем экспорта электроэнергии соседним странам с начала этого года.

Как сообщили «Авеста» в профильных ведомствах энергетического сектора страны, выручка от продажи электроэнергии соседним странам за девять месяцев этого года составила $48 млн. 326,6 тыс., что на 43,4% или более чем на $37 млн. меньше января-сентября прошлого года.

В аналогичный период прошлого года соседним странам было экспортировано электроэнергия на сумму свыше $85,3 млн.

Между тем в энергосекторе не раскрыли данные об объемах поставок электроэнергии в соседние страны (Афганистан и Узбекистан).

Напомним, ранее из-за маловодья был прекращен экспорт электроэнергии в Афганистан и Узбекистан. Это было связано с уменьшением притока воды на реке Вахш и перераспределением сетей в Афганистане.

2 сентября вода в водохранилище Нурекской ГЭС достигла максимальной отметки, то есть водохранилище было полностью заполнено и после чего возобновились поставки в соседний Афганистан.

По данным «Барки точик», в Афганистан за шесть месяцев экспортировано 546,6 млн. кВт/ч электроэнергии. Этот показатель в Узбекистан составил 358,3 млн. кВт/ч.

**Производство электроэнергии в Таджикистане сократилось на 6,4%**

Таджикистан сократил производство и экспорт электроэнергии. Как сообщили «Авеста» в энергетическом секторе республики, за девять месяцев 2020 года в стране произведено 14 млрд. 788,4 млн. кВт/ч электроэнергии, что меньше по сравнению с этим же периодом прошлого года более чем на 1 млрд. кВт/ч, или на 6,4%.

По данным источника, в указанный период также сократился экспорт электроэнергии. По сравнению с январем-сентябрем 2019 года сумма продажи электроэнергии в соседние страны сократилась более чем на $37 млн., или почти на 43,4% и составила свыше $48,3 млн. При этом не сообщается об объемах экспорта электроэнергии за девять месяцев.

Ранее энергохолдинг «Барки точик» подтвердил, что с 27 июля сократились объемы экспорта таджикской электроэнергии в соседний Афганистан. Причина – уменьшение притока воды в реке Вахш.

В начале сентября Таджикистан возобновил экспорт электроэнергии в Афганистан, прерванный в связи с маловодьем и уменьшением уровня воды в водохранилищах ГЭС страны, в том числе водохранилище Нурекской ГЭС.

Тогда в «Барки точик» сообщили, что в связи с тем, что уровень воды в водохранилище Нурекской ГЭС достиг максимальной отметки, было принято решение о возобновлении поставок электроэнергии в Афганистан.

По данным «Барки точик» в первом полугодии этого года в Афганистан было экспортировано 546 млн. кВт/ч электроэнергии, а в Узбекистан – 358 млн. кВт/ч.

**Долг «Барки точик» перед «Сангтудинской ГЭС-1» увеличился еще на 287,9 млн. сомони**

Сангтудинская ГЭС-1 за 9 месяцев текущего года поставила на энергетический рынок Таджикистана 1 млрд. 653,4 млн. кВт/ч электроэнергии, что на 76,6 млн. кВт/ч меньше запланированного объема и на 114,64 млн. кВт/ч меньше аналогичного показателя 2019 года.

Отклонение фактического показателя от планового связано с уменьшением объемов закупок электроэнергии со стороны монопольного покупателя ОАХК «Барки точик».

Как сообщает пресс-служба ОАО «Сангтудинская ГЭС-1», средний коэффициент использования установленной мощности станции за девять месяцев текущего года составил 37,8%.

Общая стоимость электроэнергии Сангтудинской ГЭС-1, поставленной ОАХК «Барки точик» за период с января по сентябрь 2020 года составила 514,07млн. сомони с учетом НДС.

Средний уровень оплаты с начала 2020 года (с учетом взаимозачетов) не превышает 44% от стоимости поставленной электроэнергии, что продолжает вести к росту задолженности перед станцией. За девять месяцев текущего года задолженность «Барки точик» увеличилась на 287,92 млн. сомони, и по состоянию на 30 сентября 2020 года составила 1,59 млрд. сомони.

ОАО «Сангтудинская ГЭС-1» – совместное российско-таджикское предприятие, созданное в феврале 2005 года с целью завершения строительства и дальнейшей эксплуатации гидроэлектростанции на реке Вахш в Республике Таджикистан. Установленная мощность Сангтудинской ГЭС-1 составляет 670 МВт. Запуск первого гидроагрегата станции состоялся 20 января 2008 года. Торжественный ввод гидроэлектростанции в эксплуатацию в составе четырех гидроагрегатов состоялся 31 июля 2009 года.

Монопольным покупателем электроэнергии, производимой Сангтудинской ГЭС-1 является ОАХК «Барки точик», которая, в свою очередь, обеспечивает ее передачу, распределение и продажу конечным потребителям – предприятиям и госструктурам Республики Таджикистан, населению, а также осуществляет экспорт в соседние страны.

Тариф на вырабатываемую Сангтудинской ГЭС-1 электроэнергию формируется исходя из условий соглашения между правительствами Таджикистана и России о сотрудничестве по эксплуатации Сангтудинской ГЭС-1», заключенного 30 июля 2009 года.

На долю Сангтудинской ГЭС-1 приходится около11% совокупной поставки электроэнергии в энергосеть Республики Таджикистан, сообщает пресс-служба Сангтудинской ГЭС-1.

**Республика Казахстан**

**В Казахстане предлагают пересчитать все тарифы на электроэнергию**

Энергетики опасаются, что Казахстан может остаться без света. Сдерживание тарифов на электроэнергию делает отрасль неконкурентоспособной и не привлекательной для инвесторов. Такое мнение выразил председатель правления Западно-Казахстанской региональной энергосетевой компании (РЭК) Жакып Хайрушев.

Также глава РЭК предложил «обнулить» все тарифы и методики их расчета, чтобы определить новую стратегию развития.

Он высказался по поводу слов генерального директора Kazenergy Болата Акчулакова о том, что возраст большинства электростанций превышает 35 лет. В связи с этим Казахстану угрожает выбывание мощностей в случае, если не инвестировать в отрасль.

По закону, собственнику достаточно после проведения определенной модернизации привлечь частную экспертную организацию, которая своим заключением подтвердит меру достаточной. В этом случае источник своим решением может продлить моторесурс электростанции на определенное время, как правило, речь идет о часах.

«Несколько лет назад любое включение в работу того или иного оборудования приходилось согласовывать с государственным энергетическим надзором. Отход от этого согласования в настоящее время сопряжен с обязательствами Казахстана исполнять международные требования, в том числе по линии Doing Business. Поэтому у нас в Казахстане теоритически нет дефицита электроэнергии. При этом никто не скажет точной даты «выбытия» генерации, так как на бумаге все необходимое оборудование прошло соответствующую модернизацию и инвестпрограмма считается выполненной. Такая же ситуация и в электрических сетях», – заметил глава РЭК.

Инвестиции в электроэнергетику не включают капитальные расходы. Он привел данные Kazenergy о том, что в соответствии с опубликованной Концепцией правительства в электроэнергетику Казахстана с 2016 по 2030 годы необходимо привлечь $51 млрд. По оценке правительства, $33,8 млрд потребуются для объектов генерации. Из них $6 млрд – на строительство возобновляемых источников энергии, $16 млрд на нужды магистральных и распределительных сетей. В дополнение к $51 млрд в объекты генерации и электросетевого хозяйства $4 млрд потребуются для реализации программы по повышению энергоэффективности.

Инвестиции в электроэнергию оцениваются на уровне $37 млрд до 2030 года, или порядка $2,5 млрд в год, что соответствует текущим инвестициям в сектор. Прогноз основывается на показателях потребления, производства электроэнергии и прогноза развития генерирующих мощностей, а также сетевого хозяйства.

Из общей суммы $16,6 млрд приходится на сетевое хозяйство (магистральные и распределительные сети), $12 млрд – на модернизацию и строительство новых угольных мощностей, $5 млрд – на строительство новой атомной генерации, $2 млрд – на модернизацию и строительство новых газовых мощностей, $1 млрд – на модернизацию и строительство новых ГЭС.

Данная сумма не включает капитальные расходы на запуск ВИЭ в размере $8 млрд и программу энергосбережения и энергоэффективности, оцененную правительством в

$4 млрд.

«Сумма капитальных инвестиций в сектор также не учитывает полные потребности в модернизации объектов и запуск нового рынка тепловой энергии, но учитывает общее влияние изменений на рынке тепла. При этом расходы, особенно для конечных потребителей, связанные с изменениями на рынке тепла, могут оказаться весьма существенными и потребуют дополнительного анализа и обоснования. Если учесть то, что именно социальный фактор сдерживает рост тарифов для населения. Это связано с тем, что общий износ объектов тепловой инфраструктуры высок и оценивается в 70%. В то время как регулируемый тариф на тепловую энергию не отражает реальных затрат производителя и не предусматривает инвестиционную составляющую, а «перекрестное субсидирование» между тепловой и электрической энергией искажает экономику деятельности электростанций», – заметил Хайрушев.

Пришло время обнулить все тарифы и методики их расчета

Глава РЭК добавил, что сейчас каждое энергопредприятие имеет собственную программу модернизации и реконструкции, которая существенно отличается от утвержденной уполномоченным государственным органом. При этом все хотят идти в ногу со временем. Однако в стране до сих пор показания потребителей заносятся вручную. Это связано с тем, что сдерживание тарифов не позволяет модернизировать производство.

«Может быть сегодня пришло время «обнулить» все тарифы и методики их расчета, сесть за один круглый стол представителям энергопроизводящих, энергопередающих, энергоснабжающих компаний и уполномоченных государственных организаций чтобы определить новую стратегию развития электроэнергетики, в том числе методику тарифообразования. В конце концов, естественные монополисты – это не какие-то «монстры», а такие же субъекты национальной экономики», – предложил собеседник LS.

Также, по словам Хайрушева, пришло время понять необходимость развития в стране новых направлений в секторе электроэнергетики, таких как АЭС, распределенная генерация с внедрением Internet of Energy, а также строительство ГТУ и ГЭС.

«Недостаточно просто сказать «это не для нас», правильно было бы сформулировать четкие аргументы специалистов и экспертов и взвесить все за и против, – заметил он.

Либо энергетика дальше будет ветшать, либо будет наведен порядок в тарифообразовании

Хайрушев также высказался по поводу того, что с июля 2020 года выросли предельные тарифы на электроэнергию.

«Это своевременная мера для генерации. Но она может нивелироваться, если не навести порядок по всей цепочке энергоснабжения. Казахстанский рынок электроэнергии устроен по принципу слоеного пирога. Платеж, пришедший от потребителя, поступает на счет энергоснабжающей организации. Дальше часть денег идет на счет генерации как плата за саму электроэнергию, далее расчетно-финансовому центру за мощность, остальное – в адрес электросетевым компаниям: KEGOC (за передачу и диспетчеризацию) и РЭК. Основной «ложкой дегтя» в этой цепочке являются хронические неплатежи, причем, если население, как правило, за электроэнергию оплачивает почти 100%, то за тепло и ГВС имеются значительные долги. И этот фактор существенно влияет на положительный эффект от повышения тарифов, именно для теплоцентралей. Ведь речь идет именно о комбинированной выработке. Как ни парадоксально, но именно наличие в составе объединенной компании (ТЭЦ и ТС) позволяет «субсидировать» тепловую энергию, тариф на которую снижен и рентабелен», – объяснил Хайрушев.

Помимо этого, по словам собеседника LS, остро стоит проблема в так называемой открытой системе теплоснабжения, когда теплоноситель на ГВС забирается с системы отопления. Грубо говоря, нет отопления – нет ГВС – нет дохода.

«В настоящее время предлагаются различные варианты решения проблем. Это и передача статуса гарантирующего поставщика электросетевым компаниям, это и дальнейшее строительство высоковольтных линий электропередачи, это и строительство локальных котельных, и другие варианты. Нам необходимо определиться, что мы хотим, куда двигаться, какую стратегию развития выберем. И здесь нам нужна поддержка как потребителей, так и государственных структур. Очевидно одно, что электроэнергетическая отрасль подошла к тому рубежу, когда жить по старым правилам становится сложно. Либо энергетика и дальше будет деградировать, и ветшать, что в свою очередь может привести к неэффективности и ненадежности либо будет наведен порядок в области тарифообразования и сбыта электроэнергии. Тогда сохраняется надежда, что энергетика стабилизирует свое и финансовое и техническое положение и, соответственно, сохранит инвестиционную привлекательность», – заключил Хайрушев.

**В Казахстане планируют изменить ряд законодательных актов для развития сферы электроэнергетики и ВИЭ**.

На пленарном заседании Мажилиса Парламента Республики Казахстан в первом чтении одобрен законопроект «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам поддержки использования возобновляемых источников энергии и электроэнергетики», сообщает пресс-служба Министерства энергетики Республики Казахстан.

Основными концептуальными нововведениями предлагаемого законопроекта являются:

1) Стимулирование строительства маневренных мощностей.

На сегодняшний день в Республике профицит электрической мощности (2000 МВт) сопровождается дефицитом маневренных мощностей. Потребление электроэнергии в течение суток носит неравномерный характер, с повышением в вечерние часы и снижением ночью, требующий оперативной переменной работы электрических станций. Существующих регулировочных возможностей действующих электростанций недостаточно, в связи с чем системный оператор вынужден пользоваться регулированием энергосистемы России. Дисбалансы, покрываемые ЕЭС России, достигают величины 600-800 МВт.

Развитие маневренных мощностей для привлечения их к регулированию дисбалансов производства-потребления позволит перенаправить покупку части услуг по компенсации отклонений на электростанции Казахстана, вместо использования российского регулирования.

Отбор проектов по созданию маневренной генерации будет осуществляться путем применения аукционного отбора, что позволит придать импульс строительству таких источников, произвести выбор наиболее эффективных проектов с минимальным воздействием на цены для конечных потребителей.

2) Установление сквозного тарифа на поддержку ВИЭ.

С вводом новых объектов ВИЭ, тарифы и доли покупки электроэнергии действующими энергопроизводящими организациями у расчетно-финансового центра по поддержке ВИЭ увеличиваются. В связи с чем, традиционные энергопроизводящие организации несут непокрываемые убытки до момента соответствующей корректировки в предельные тарифы. Изменение затрат, связанных с развитием ВИЭ, требует постоянной и своевременной корректировки предельных тарифов ЭПО.

В этой связи, существует необходимость разделения затрат на покупку электроэнергии у РФЦ по поддержке ВИЭ от предельного тарифа и рассмотрения затрат ВИЭ как надбавку сверх предельного тарифа.

3) Создание благоприятных условий для развития возобновляемой энергетики.

В настоящее время значительные инвестиции вкладываются в развитие возобновляемой энергетики.

Целевые индикаторы по увеличению доли ВИЭ в общем объеме производства электроэнергии предусматривают доведение ее доли до 3% в 2020 году, до 6% в 2025 году, и 10% к 2030 году. К 2050 году на возобновляемые и альтернативные источники энергии должно приходиться не менее половины всего совокупного энергопотребления.

Для достижения этих индикаторов, законопроектом предлагается ввести следующее:

Первое. Предоставление финансовой поддержки со стороны Правительства расчетно-финансовому центру, в случае невыполнения им своих обязательств по платежам перед проектами ВИЭ (в целях повышения кредитоспособности РФЦ).

Данная норма позволит снизить риски инвесторов и соответственно снизит цену на аукционных торгах на электроэнергию, вырабатываемую объектами ВИЭ. Кроме того, введение данной нормы позволит повысить инвестиционную привлекательность сектора ВИЭ в Казахстане.

Второе. Увеличение срока действия контракта на покупку электроэнергии c нынешнего 15 лет до 20 лет.

Данный механизм необходимо в целях повышения привлекательности рынка ВИЭ для будущих инвесторов и приведет к снижению аукционных цен.

Третье. Внедрение централизованной покупки-продажи паводковой электрической энергии через РФЦ.

В соответствии с действующим Законом «Об электроэнергетике» предусмотрено, что энергопроизводящие организации-гидроэлектростанции обязаны продавать вырабатываемую в период природоохранных попусков воды электрическую энергию на централизованных торгах. По данным системного оператора ежегодный объем фактического баланса производства-потребления электрической энергии составляет в среднем 300 млн. кВтч. При этом, порядка 50% паводковой электрической энергии выкупается на централизованных торгах трейдерами, ценообразование которых не регулируется государством.

Учитывая перечисленные факторы, предлагается законодательно закрепить обязанность энергопроизводящих организаций (гидроэлектростанций) продавать паводковую электрическую энергию РФЦ, который в свою очередь будет распределять данную недорогую паводковую электрическую энергию между всеми потребителями РК, посредством существующего механизма централизованной продажи электроэнергии ВИЭ.

**Ввод в эксплуатацию Тургусунской ГЭС ожидается в 1 квартале 2021 года.**

Проектные сроки по вводу объекта в строй до конца 2020 года были сдвинуты из-за ограничительных мер.

В настоящее время, строительно-монтажные работы по основным сооружениям и монтажу гидромеханического оборудования гидроэлектростанции выполнены более чем на 95 процентов.

Строительство Тургусунской ГЭС в ВКО мощностью 24,9 МВт на реке Тургусун, начатое в 2016 году, близится к завершению. Проектные сроки по вводу объекта в строй до конца 2020 года были сдвинуты из-за ограничительных мер, принятых в Казахстане в условиях пандемии: с февраля и до середины октября текущего года китайские специалисты ЕРС подрядчика не могли въехать на территорию Республики Казахстан для продолжения работ по монтажу основного гидросилового и вспомогательного оборудования. 16 октября специалисты из КНР в полном составе прибыли в Казахстан и приступили к работе. На сегодняшний день выполнен монтаж агрегата №1, без проведения пусконаладочных работ, ведутся подготовительные работы по монтажу агрегатов №2 и №3. Окончание строительства и ввод в эксплуатацию ГЭС планируется в конце первого квартала 2021 г.

По словам директора ТОО «Тургусун-1» Калаубека Баймуханбетова, в настоящее время на строительной площадке находятся 17 китайских и казахстанских специалистов. До конца года к монтажным работам планируется привлечь до 50 человек, из числа местных профессионалов. После ввода в строй объекта обслуживание и эксплуатацию ГЭС будет производить казахстанская сторона.

Ввод в строй Тургусунской ГЭС позволит снизить себестоимость производства электроэнергии и сократить ее дефицит на 78 млн кВтч в год в Восточно-Казахстанской области, создаст новые рабочие места в количестве 15 человек в эксплуатационной фазе. Также с запуском Тургусунской ГЭС прогнозируется сокращение выбросов оксидов углерода в атмосферу на 680 тонн в год в ВКО. Этот проект является одним из основных в портфеле зеленых инвестиций фонда АО «Казына Капитал Менеджмент».

Проект строительства Тургусунской ГЭС реализуется благодаря финансовой поддержке АО «Казына Капитал Менеджмент», АО «Банк Развития Казахстана», АО «Фонд развития промышленности» и за счет собственных средств ТОО «Тургусун-1».

*Справочно:*

*АО «Kазына Капитал Менеджмент» – фонд фондов прямых инвестиций, созданный в 2007 году, основной миссией которого является развитие инфраструктуры private equity в Казахстане в целях содействия устойчивому экономическому развитию Казахстана. Является дочерней организацией АО «НУХ «Байтерек». Дополнительную информацию можно найти на сайте.*

**В Алматинской области запустили две солнечные электростанции.**

Прогнозная годовая выработка обеих СЭС составит 14,1 млн кВт/ч...

Группа компаний «Хевел» ввела в эксплуатацию солнечные электростанции «Капшагай» и «Сарыбулак» в Алматинской области, передает «Интерфакс-Казахстан».

Мощность СЭС «Капшагай» составляет 3 МВт, «Сарыбулак» – 4,95 МВт. Прогнозная годовая выработка обеих СЭС составит 14,1 млн кВт/ч, что позволит избежать 7,5 тыс. тонн выбросов CO2 в атмосферу. Вся электроэнергия будет поступать в Единую электроэнергетическую систему Казахстана.

В мае группа компаний «Хевел» запустила крупную СЭС «Нура» в Акмолинской области, мощность которой составляет 100 МВт.

Общий объем проектов компании в Казахстане составляет 248 МВт, в том числе СЭС «Кушата» (10 МВт), «Шоктас» (50 МВт), «Жанакорган» (10 МВт), а также СЭС в Кентау и Шымкенте (суммарная мощность 70 МВт).

«Хевел» - российская энергокомпания, которая работает в сфере солнечной энергетики. ГК «Хевел» была основана в 2009 году как совместное предприятие «Роснано» и «Реновы» Виктора Вексельберга. В конце 2018 года «Роснано» вышла из проекта. В настоящее время «Ренова» владеет 46%, 54% принадлежит ООО «Реам менеджмент», единственным владельцем которого является Михаил Сиволдаев.

Ранее в сентябре сообщалось, что на строительство солнечной электростанции в Карагандинской области планируется направить $42,6 млн, которые предоставят ЕБРР и фонды ООН и Всемирного банка. ...

**АО «Самрук-Энерго» переведет на газ все свои ТЭЦ в г. Алматы**

Крупнейший электроэнергетический холдинг республики АО «Самрук-Энерго» начал необходимые корпоративные процедуры, связанные с разработкой технико-экономического обоснования (ТЭО) проекта реконструкции Алматинской ТЭЦ-3.

Предварительные расчеты и анализ возможности перевода с угля на газ ТЭЦ-3 компания завершила в 2019 году. Эти работы включали также и рассмотрение технических условий на подключение станции к газовой сети г. Алматы.

В настоящее время материалы предварительных исследований направлены в Инвестиционно-инновационный совет и Правление компании. При этом вопросы по определению источников финансирования, в том числе, за счет бюджетных средств и/или средств Фонда находится на стадии обсуждения.

Напомним, с 2017 года полностью на газовое топливо переведена Алматинская ТЭЦ-1. В 2020 году в рамках проекта минимизации воздействия на окружающую среду принято решение о модернизации и переводе на газ Алматинской ТЭЦ-2. Все эти масштабные мероприятия соответствуют основным стратегическим целям компании: обеспечение потребителей надежным снабжением тепловой и электрической энергией; снижение экологического воздействия на окружающую среду за счет внедрения более эффективных технологий.

ТЭЦ-3 является одной из трех теплоцентралей в городе, входящих в структуру АО «АлЭС» - одной из компаний Алматинского энергокомплекса АО «Самрук-Энерго». Алматинцам известная как ГРЭС, станция входит в число основных производителей базовой мощности в городе при ее дефиците. ТЭЦ-3, была введена в эксплуатацию в 1962 году. Она расположена в промышленной зоне п. Отеген-Батыр и обеспечивает электро и теплоснабжение поселка и ряда близ расположенных промышленных предриятий. В настоящее время оборудование ТЭЦ-3 отрабатывает ресурс, имеет недостаточную эффективность.

Ожидается, что после завершения строительства помимо экологической составляющей будет значительно увеличен парковый ресурс станции и возрастут ее маневренные возможности.

АО «Самрук-Энерго» - крупнейший электроэнергетический холдинг в Казахстане, 100% акций которого принадлежат АО «ФНБ «Самрук-Казына». Создано в 2007 году. Основные направления деятельности: производство электрической и тепловой энергии; передача, распределение и реализация электрической энергии; добыча энергетического угля. В состав холдинга входят энергетические и угольные предприятия, в том числе ТОО «Экибастузская ГРЭС-1», АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2», ТОО «Богатырь Комир», АО «Алматинские электрические станции», АО «Мойнакская ГЭС», АО «Шардаринская ГЭС» и др.

**Тарифы на электроэнергию выросли в Казахстане**

Производство и потребление электроэнергии в РК выросли симметрично — в сравнении с прошлым годом чуть более, чем на 1%. Тарифы на электроэнергию поднялись за год сразу на 7%, передает МИА «Казинформ» со ссылкой на energyprom.kz.

За январь-август 2020 года, согласно данным Комитета по статистике Министерства национальной экономики РК, в стране произвели 69,8 млрд кВтч электроэнергии — на 0,3% больше, чем за аналогичный период годом ранее. В денежном выражении производство, передача и распределение электроэнергии составили 787 млрд тенге.

В целом за весь 2019 год в стране произвели 106,5 млрд кВтчас электроэнергии — на 0,7% меньше, чем в предыдущем году. В региональном разрезе наибольший объём традиционно пришёлся на Павлодарскую, Карагандинскую и Восточно-Казахстанскую области: 63,2% от всей генерации по стране.

В Павлодарской области произвели 39,1% электроэнергии от РК: 27,2 млрд кВтч — на 3,2% меньше, чем годом ранее. На Карагандинскую область пришлось 15,2% производства электроэнергии: 10,6 млрд кВтч — плюс 5,1% за год.

На замыкающую тройку лидеров Восточно-Казахстанскую область пришлось 8,9% всей электрогенерации: 6,2 млрд кВтч — на 3,2% меньше, чем в прошлом году.

Данные Казахстанского оператора рынка электрической энергии и мощности несколько отличаются от данных Комитета по статистике МНЭ РК. Производство электроэнергии, согласно информации КОРЭМ, за тот же восьмимесячный период составило 69,4 млрд кВтч — на 1,1% больше, чем год назад. Потребление электроэнергии казахстанцами за январь-август 2020-го достигло 69,3 млрд кВтч, увеличившись за год на 1,2%.

На селекторном заседании Правительства РК был рассмотрен вопрос о готовности к отопительному сезону. С отчётами о принятых мерах выступили министр энергетики Нурлан Ногаев и министр индустрии и инфраструктурного развития Бейбут Атамкулов. Было отмечено, что в сфере энергетики в стране планируется отремонтировать 439 высоковольтных подстанций. На сегодняшний день отремонтировано 25,2 тыс. км линий электропередач и 428 подстанций, что составляет 97% от ремонтного плана.

Также планируется завершить ремонт ЛЭП. В сентябре текущего года тариф на электроэнергию по стране подскочил на 6,6% по сравнению с сентябрём прошлого года. Среди областей и мегаполисов страны сильнее всего ощутили рост цен жители ЗападноКазахстанской области (сразу на 19,9% за год), столицы (на 15,5%) и Шымкента (на 10,1%). Удешевление электроэнергии было зафиксировано лишь в одном регионе — Акмолинской области, на незначительные 0,9%.

**Подешевеет ли электроэнергия для казахстанцев**.

Ранее в стране повысили предельные тарифы на электричество

Тарифы на электроэнергию в республике выросли в среднем на 17%. В связи с этим исполнительный директор Казахстанской ассоциации солнечной энергетики (КАСЭ) Тимур Шалабаев рассказал LS о том, сможет ли в стране подешеветь данный вид коммунальных услуг.

По его словам, с развитием зеленой энергетики стоимость ВИЭ снижается. Например, строительство солнечной электростанции в Казахстане стало дешевле, чем возведение угольной станции с нуля.

«Тариф с новой зеленой станции мощностью 50 МВт составляет около 12,49 тенге за кВтч. Цена строительства угольной станции с нуля была бы намного выше. Сегодня она определяется посредством аукционного отбора проектов: выигрывает тот, кто даст наименьшую цену по сравнению с остальными участниками. Кроме этого, из года в год снижаются капитальные затраты на приобретение оборудования для станций. Конечно, помимо этого есть и другие факторы, которые влияют на ценообразование по проекту. Например, волатильность национальной валюты, стоимость и доступность финансирования для проектов ВИЭ», – отметил Шалабаев.

Говоря о ценах, в собеседник LS высказался по поводу законопроекта, который одобрил мажилис.

«Мы надеемся, что решится проблема с дефицитом маневренных мощностей в энергосистеме Казахстана. Очень важно не зависеть от перетоков из соседних стран», – сообщил он.

Также Шалабаев обратил внимание на то, что Казахстану требуется доступное долгосрочное финансирование (до 15-20 лет) в национальной валюте с низкой конечной ставкой кредитования.

«По многим госпрограммам предоставляются кредиты под 5-6%. Например. экономика простых вещей, ипотечные программы и поддержка обрабатывающей промышленности. То же нужно для нашего сектора, например, через Банк развития Казахстана, который уже сопровождает проекты в сфере ВИЭ через механизм долгосрочного бюджетного кредитования», – пояснил представитель КАСЭ.

Шалабаев отметил, что для проектов ВИЭ нужны зарубежные технологии, что подразумевает валютные операции. Вместе с тем, действующая формула аукционных цен учитывает изменение обменного курса национальной валюты к конвертируемым валютам на 70%, а к индексу потребительских цен - на 30%.

«Данная схема покрывает риски инвестора только на 70%, что с учетом закупки более 90% оборудования за рубежом влияет на удорожание проектов. Это приводит к незаинтересованности крупных зарубежных инвесторов ВИЭ к участию в аукционных торгах в Казахстане», – посетовал он.

По мнению представителя отрасли, в Казахстане нужен механизм индексации, который позволил бы полностью покрывать валютные риски.

«Инвестору важно знать перспективу развития рынка ВИЭ на среднесрочный период. То есть видеть, какой объем установленных мощностей ВИЭ будет выводиться на торги в ближайшие два-три года. Поэтому нужен утвержденный Минэнерго документ по объемам торгов в ближайшие несколько лет», – пояснил Шалабаев.

Говоря об инвесторах, собеседник LS отметил, что объем затрат на строительство

1 МВт мощностей солнечной станции сегодня обходится примерно $1 млн. Соответственно, это инвестиции, которые непосредственно приходят в экономику.

Также нужно реализовать в пилотном режиме проведение аукционных торгов с накоплением энергии. В первую очередь это строительство станций с накоплением энергии и гибридных станций. Это помогло бы решить вопрос дефицита мощностей.

Немаловажными Шалабаев посчитал поддержку, а также работу с населением по внедрению и использованию маломасштабных проектов. Тогда отдаленная местность получила бы электричество, а нагрузка на население снизилась бы.

Наконец, нужно прогнозирование объемов генерации электроэнергии объектами ВИЭ. Это позволит унифицировать передаваемые данные, апробировать технологию, откорректировать ее, а системному оператору - получать более точные данные.

В КАСЭ также спрогнозировали, что по итогам года доля ВИЭ в электроэнергетике Казахстана достигнет 3%. По итогам I полугодия данный показатель составлял 2,7%. Было выработано 1,4 млрд кВтч, объем установленных мощностей введенных в строй станций ВИЭ составил 1,5 тыс. МВт.

**В Казахстане запустили еще одну электростанцию за 24 млрд тенге**

В Туркестанской области заработала солнечная электростанция за 24 млрд тенге, передает LS со ссылкой на региональный акимат. Мощность объекта составляет 50 МВт.

Согласно информации, проект был запущен в Сузакском районе. Для строительства станции был выделен земельный участок площадью 120 га в промышленной зоне района.

«Стоимость проекта составила 24 млрд тенге, производственная мощность – 50 МВт», - говорится в сообщении.

Отмечается, что на электростанции трудоустроено 30 человек.

Ранее сообщалось, что в регионе также хотят запустить солнечную станцию за 15,2 млрд тенге с участием итальянской компании. Мощность объекта составит 50 МВт. Реализация проекта планируется в 2021 году. За счет открытия объекта будет создано 50 рабочих мест.

Напомним, что в области в 2019 году реализовали три зеленых проекта на 22,4 млрд тенге. Так, в регионе была построена солнечная электростанция (СЭС) мощностью 2,5 МВт. Сумма инвестиций составила 1,5 млрд тенге.

Также совместно с немецкой компанией запустили солнечную станцию за 13,3 млрд тенге. Мощность зеленого объекта – 20 МВт. И вместе с французским инвестором открыли СЭС за 7,6 млрд тенге. Мощность – 14 МВт. Всего на этих объектах было создано 86 рабочих мест.

Отметим, что в другом регионе – Алматинской области – ожидается реализация еще одного зеленого проекта с инвесторами из Чехии. Проект оценивается в более чем 70 млн евро. Его мощность составит 100 МВт.

**Системный оператор KEGOC разрабатывает проект по интеграции Мангистауской**, **Атырауской и Западно-Казахстанской областей с основной электроэнергетической системой Казахстана.**

Реализация проекта позволит полностью решить проблемы с перетоком смешанных источников энергии, в частности в Мангистауской области.

Активному развитию стратегических отраслей Мангистауской области, таких как нефтегазовая сфера, нефтесервисный кластер, транспортная логистика, строительная индустрия, туризм, необходимо наращивание мощностей источников электрической энергии. Существующие генерирующие мощности ТОО «МАЭК-Казатомпром» не смогут обеспечить в полном объеме растущую потребность в электроэнергии, в том числе резервные электрические мощности для вновь построенных электростанций.

В этой связи руководством региона уже несколько лет прорабатывается вопрос обеспечения надежности электросистемы, эффективности, перспективного развития электрической мощности мангистауского энергоузла. Также рассматриваются возможности усиления системообразующей электрической сети западного региона для получения надежности электроснабжения.

Для повышения надежности работы энергосистем Атырауской и Мангистауской областей компания KEGOC планирует реализовать проект «Усиление электрической сети западной зоны ЕЭС Казахстана». Проект предполагает строительство новых линий электропередачи мощностью 220 кВ и протяженностью более 800 км, усиливающих электрические связи между Западно-Казахстанскиой, Атырауской и Мангистауской областями.

Это позволит вдвое увеличить пропускную способность сети 220 кВ и тем самым повысить надежность электроснабжения потребителей региона за счет резервирования при аварийных отключениях значительного объема генерирующих мощностей на местных электростанциях. Напомним, что сейчас ЗКО, Атырауская и Мангистауская области связаны с основной частью энергосистемы страны через электрические сети Российской Федерации.

Что касается Мангистау, то – да, западный регион работает изолированно от единой энергосистемы. Здесь исторически сложилось, что область связана с электрическими сетями сопредельных государств, в частности с Россией.

Много раз возникали проблемы в Мангистау по перетоку смешанных источников со стороны Атырау и ЗКО, но этот вопрос в ближайшее время будет решен.

В частности, в инвестиционной программе АО КEGOC заложены работы по строительству линии в 220 киловольт Уральск – Тенгиз с заходом на подстанцию Бейнеу. Этот проект будет реализован до 2023 года.