

Интеграция белорусской АЭС в энергосистему: влияние на национальную безопасность и экономическое развитие

Belarusian NPP integration into power supply system: influence on national security and economic development

Зорина Татьяна Геннадьевна, кандидат экономических наук, доцент, доцент кафедры логистики и ценовой политики Белорусского государственного экономического университета

Zorina Tatsiana, PhD in Economic sciences, Associate Professor, associate professor of the Department of logistics and Price policy of Belarus State Economic University
e-mail: tanyazorina@tut.by

Рак Владимир Александрович, магистр физико-математических наук, заведующий сектором «Экономика энергетики» Института энергетики НАН Беларуси

Rak Vladimir, Master of Physico-mathematical sciences, head of the «Energy economics» sector of the Institute of Power Engineering of the Academy of Sciences of Belarus
e-mail: uladimir.rak@gmail.com

Ткачев Виталий Александрович, магистр физико-математических наук, младший научный сотрудник Института энергетики НАН Беларуси

Tkachev Vitali, Master of Physico-mathematical sciences, junior researcher of the Institute of Power Engineering of the Academy of Sciences of Belarus
e-mail: shovit@tut.by

Шершунович Евгения Святославовна, магистр экономических наук, младший научный сотрудник Института энергетики НАН Беларуси

Shershunovich Eugeniya, Master of Economic sciences, junior researcher of the Institute of Power Engineering of the Academy of Sciences of Belarus
e-mail: janehallo@mail.ru

Аннотация

Статья посвящена вопросам интеграции Белорусской АЭС в энергосистему. Авторами проводится анализ существующего состояния энергосистемы, рассматривается влияние ввода АЭС на показатели энергетической безопасности Республики Беларусь, рассчитан график электрической нагрузки в отопительный период в рабочий день в 2020 г. и баланс мощности Белорусской энергосистемы в час зимнего и летнего максимумов 2018–2020 гг. Представлены 2 сценария функционирования энергетических мощностей Белорусской энергосистемы в 2013–2020 гг.: «С АЭС» и «Без АЭС»; осуществлен прогноз стоимости отдельных видов топлива до 2020 г., смоделированы перспективная структура выработки электроэнергии и себестоимость производства электроэнергии для рассчитанных сценариев. По результатам исследования сделаны выводы относительно положительного и отрицательного влияния ввода АЭС на Белорусскую энергосистему.

Ключевые слова: Белорусская АЭС, показатели энергетической безопасности, график электрической нагрузки, баланс мощности, структура выработки электроэнергии, себестоимость производства электроэнергии.

Abstract

The article runs about the integration issues of the Belarusian NPP into the power supply system. The authors carry out the analysis of the power supply system existing conditions, analyze influence of the NPP introduction on the energy security indicators of the Republic of Belarus, calculate the power load curve during the heating period in the working day in 2020 and the power balance of the Belarusian power supply system in the winter and summer maximum of 2018-2020. The article presents 2 scenarios of the power capacities functioning of the Belarusian power supply system in 2013-2020: «With the NPP» and «Without the NPP». The forecast of cost for separate types of fuel till 2020 is carried out. The perspective structure of the power generation and the cost of power generation for the calculated scenarios are simulated. As a result of the research the authors draw conclusions concerning positive and negative influence of the NPP introduction on the Belarusian power supply system.

Keywords: the Belarusian NPP, energy security indicators, power load curve, power balance, structure of the power generation, the cost of power generation.

Поступила в редакцию / Received: 23.12.15

Web: <http://elibrary.miu.by/journals!/item.eiup/issue.44/article.12.html>

Введение

Для Белорусской энергосистемы (ЭС) характерна традиционная для стран бывшего СССР структура генерирующих объектов, выделяющаяся высокой степенью концентрации мощностей, доминированием объектов тепловой энергетики, а также относительно невысокой степенью развития объектов распределенной генерации, что обуславливает такие характерные для энергосистемы проблемы, как покрытие пиковой нагрузки, прохождение ночных минимумов нагрузки и др. Цель работы – определить, каким образом введение Белорусской АЭС повлияет на функционирование Белорусской энергосистемы. Данная тема имеет особую актуальность, поскольку введение АЭС может не только положительно повлиять на энергетику Республики Беларусь, но и обострить существующие в ней проблемы, если не будут предприняты превентивные меры. Вопросам обеспечения баланса мощностей Белорусской энергосистемы, в том числе и при внедрении АЭС, посвящены работы А. Короткевич, О. Фоменко [1], Т. Поспеловой, Г. Кузьмича [2], Л. Падалко, Г. Дмитриева [3] и др.

Установленная мощность Белорусской энергосистемы на начало 2015 г. составляла 10 035 МВт. В электроэнергетическом комплексе Республики Беларусь работает 41 тепловая электростанция (ТЭС) суммарной мощностью 9298,2 МВт, из которой 8692,6 МВт приходится на 12 крупных ТЭС. Кроме того, в энергосистеме работают 23 гидроэлектростанции установленной мощностью 26,3 МВт, одна ветроэнергетическая установка мощностью 1,5 МВт и 206 блок-станций потребителей установленной мощностью 709 МВт [4].

В 2018 году планируется пуск первого блока Белорусской АЭС мощностью 1170 МВт, в 2020 – второго блока. При этом параллельно будет осуществляться модернизация существующих неэффективных мощностей. Интеграция АЭС в Белорусскую энергосистему будет способствовать укреплению энергетической безопасности Республики Беларусь в целом, однако при этом обострится проблема прохождения ночных минимумов электрической нагрузки в отопительный период, а также повысится себестоимость выработки электроэнергии.

Методика оценки энергобезопасности Беларуси основана на индикативном анализе и официально закреплена на государственном уровне в Концепции энергетической безопасности Республики Беларусь [5]. Для мониторинга энергетической безопасности используется набор из 12 индикаторов, причем каждый из показателей оценивается по собственной шкале и может иметь критическое, предкритическое или нормальное значение. В рамках данной методики удобно выполнять качественную оценку воздействия ввода АЭС в Белорусскую энергосистему на состояние энергетической безопасности. Ввод в 2018–2020 гг. атомной электростанции можно отразить в изменениях значений 6 из 12 индикаторов.

В таблице 1 показано прогнозное изменение индикаторов энергетической безопасности.

Белорусская АЭС будет способствовать положительной динамике энергетической безопасности республи-

ки. Благодаря вводу в эксплуатацию двух блоков АЭС к 2020 г. доля природного газа в производстве тепловой и электрической энергии снизится с 90 до 70 %. Таким образом, соответствующий индикатор энергобезопасности перейдет из критического в предкритический уровень. В валовом потреблении ТЭР доля доминирующего вида топлива также снизится с 60 % в 2015 году до 57 % в 2020 г. Замещение доли более дорогого газа ядерным топливом снизит затраты на импорт топливно-энергетических ресурсов: отношение стоимости импортных ТЭР к ВВП, как ожидается, упадет с 25 до 23 %. Кроме того, появление новых мощностей в энергосистеме снизит удельный вес амортизации предприятий ТЭК на 3 % (до 43 %), что обеспечит переход данного показателя энергобезопасности в «нормальную» зону. Индикатор, характеризующий уровень резервирования в электрогенерирующей системе, увеличится до 150 %. Такое значение индикатора свидетельствует о высокой надежности системы генерации и готовности к бесперебойному энергоснабжению потребителей, однако высокий уровень резервирования не всегда является экономически оправданным. Более того, при наличии больших объемов резерва в электрогенерирующей системе проблема неравномерности графика нагрузки приобретает более выраженный характер.

Доля установленной мощности станций с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии (ТЭЦ) в Белорусской энергосистеме составляет около 54 %. В связи с такой структурой генерирующих источников при обеспечении баланса мощностей в Белорусской энергосистеме возникает проблема прохождения ночных минимумов нагрузок в отопительный период.

На рисунке 1 показан типовой график электрической нагрузки для рабочего дня в отопительный период в 2013 году.

В отопительный период в рабочий день ночной минимум нагрузки составляет 62,8 % от максимальной нагрузки. Это означает, что электростанции вынуждены разгружаться примерно с 5650 МВт в период максимума нагрузки до 3550 МВт в ночное время, то есть на 2100 МВт. Кроме того, в часы минимального потребления нагрузка ТЭЦ происходит ниже теплового графика.

Для конденсационных станций (КЭС) это технический минимум нагрузки, равный примерно 40 % от номинальной включенной мощности (в 2013 г. фактический минимум нагрузки для КЭС в рабочий день был равен 45,6 %). В дневное время нагрузка КЭС составляет в рабочий день 2335 МВт в отопительный период, а в ночное время они разгружаются до 1065 МВт. Следует заметить, что во включенном состоянии находится только часть оборудования КЭС, другая часть находится в плановом ремонте или в холодном резерве.

Для ТЭЦ это теплофикационная электрическая мощность, обусловленная тепловой нагрузкой. При генерируемой теплофикационной электрической мощности крупных ТЭЦ в дневное время в рабочий день в размере примерно 2750 МВт в ночное время она равна примерно 2140 МВт. То есть разгрузка по тепловому графику составляет около 610 МВт. Теплофикационная электрическая мощность малых ТЭЦ и блок-станций

Таблица 1 – Влияние ввода Белорусской АЭС на показатели энергетической безопасности*, %

Индикатор	2015	2020
1. Отношение объема производства (добычи) первичной энергии к валовому потреблению топливно-энергетических ресурсов (ТЭР)	15 (ПК)	16 (ПК)
2. Доля доминирующего вида топлива в валовом потреблении ТЭР	60 (ПК)	57 (ПК)
3. Отношение суммарной установленной мощности электростанций к максимальной фактической нагрузке в энергосистеме (резервирование)	130 (Н)	150 (Н)
4. Удельный вес накопленной амортизации в первоначальной стоимости основных средств предприятия топливно-энергетического комплекса (ТЭК)	46 (ПК)	43 (Н)
5. Доля доминирующего энергоресурса (газа) в производстве тепловой и электрической энергии	90 (К)	70 (ПК)
6. Отношение стоимости импортированных ТЭР к ВВП	25 (ПК)	23 (ПК)

* К – критический уровень, ПК – предкритический уровень, Н – нормальный уровень

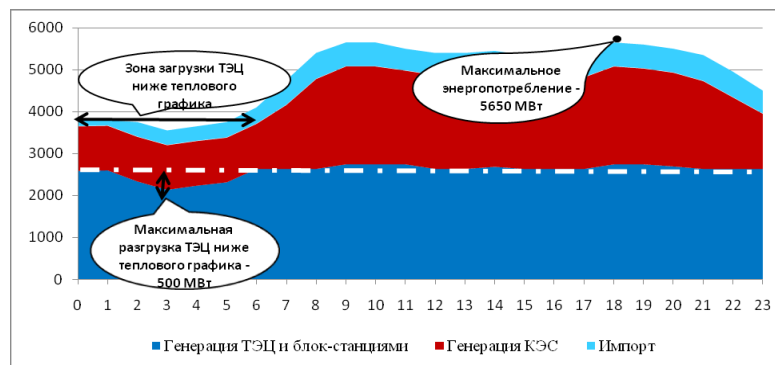


Рисунок 1 – График электрической нагрузки в отопительный период в рабочий день в 2013 г., МВт

в размере примерно 600 МВт держится неизменной в течение суток.

В таблице 2 представлен баланс мощности Белорусской энергосистемы на час зимнего и летнего максимумов 2013 г. с учетом ремонтов и импорта электроэнергии.

Как видно из таблицы 2, в целом баланс электроэнергии выполняется. Однако в случае длительной аварийной остановки нескольких крупных генерирующих единиц мощностью 250–320 МВт и сокращения объемов импорта электроэнергии для обеспечения баланса мощностей придется задействовать практически все генерирующее оборудование энергосистемы, находящееся в холодном резерве. В случае полного отказа от импорта электроэнергии (932,28 МВт) в летний период может возникнуть дефицит в электроснабжении (932,8 МВт – 920,28 МВт = 12,52 МВт).

Для исследования типовых суточных графиков электрической нагрузки в 2018–2020 гг. учитывался рост электропотребления до 41,9 млрд кВт·ч в 2020 г., а также план ввода новых мощностей в Белорусской энергосистеме до 2020 г. [6].

На рисунке 2 представлены результаты смоделированного графика покрытия нагрузок в отопительный период в 2020 году.

В отопительный период в рабочий день в 2020 г. электростанции будут вынуждены разгружаться с 6176 МВт в период максимума нагрузки до 3880 МВт в ночное время, то есть на 2296 МВт: это означает, что минимум нагрузки составляет 62,83 % от ее максимума. В данном случае разгрузка ТЭЦ ниже теплового графика должна

составить 297 МВт. С 00.00 до 5.00 утра включительно КЭС будут вынуждены находиться в отключенном состоянии. Данная проблема будет характерна также для межотопительного периода 2020 г. и отопительных периодов 2018–2019 гг.

В таблице 3 представлен прогнозный баланс мощностей в часы зимнего и летнего максимумов с учетом ввода атомной станции.

Таким образом, расчеты показывают, что баланс электроэнергии после ввода Белорусской АЭС выполняется, имеется резерв установленной мощности в объеме от 958,2 МВт до 2357,9 МВт. Горячий и холодный резервы мощности имеют значительную величину. Потребность в импорте электроэнергии отсутствует.

Для оценки влияния ввода АЭС на себестоимость производства электроэнергии были рассчитаны 2 сценария функционирования энергетических мощностей Белорусской энергосистемы в 2013–2020 гг.:

- Сценарий «С АЭС» – сценарий, предусматривающий ввод первого блока АЭС в 2018 г. и второго – в 2020 г.
- Сценарий «Без АЭС» – сценарий, предусматривающий функционирование энергосистемы без ввода АЭС до 2020 г.

Расчеты производились при помощи оптимизационной программы MESSAGE (Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts), разработанной Международным институтом прикладного системного анализа (IIASA) [7].

В данной программе была разработана модель Белорусской энергосистемы в разрезе отдельных генерирующих блоков, каждому из которых соответствовал ряд

Таблица 2 – Баланс мощности Белорусской ЭС в час зимнего и летнего максимумов 2013 г., МВт

Параметр	Зимний максимум	Летний максимум
Максимум электропотребления	5650,00	4800,00
Горячий резерв мощности	633,00	633,00
Холодный резерв мощности	430,00	430,00
Ограничения мощности, связанные с технологией процесса	446,28	1785,00
Ремонтное снижение мощности	925,00	1290,00
Импорт электроэнергии	565,00	932,80
Итого: необходимая установленная мощность	7519,28	8005,32
Установленная мощность	8925,60	8925,60
Дефицит (-) или резерв (+) установленной мощности	1406,32	920,28

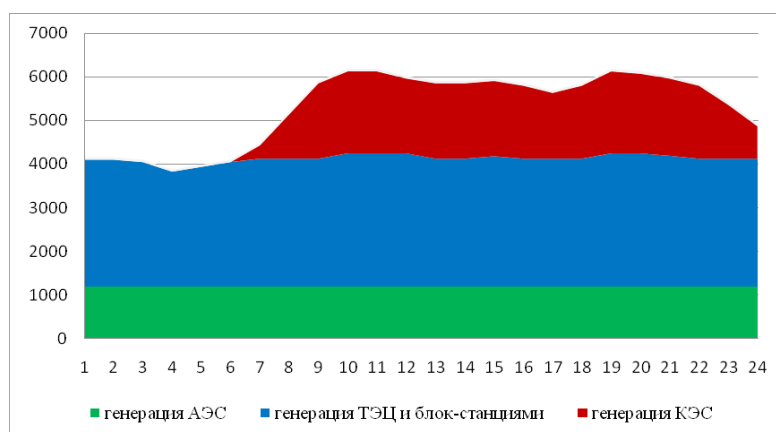


Рисунок 2 – График электрической нагрузки в отопительный период в рабочий день 2020 г., МВт

Таблица 3 – Баланс мощности Белорусской ЭС в час зимнего и летнего максимумов 2013 г., МВт

Параметр	2018 г.		2019 г.		2020 г.	
	Зима	Лето	Зима	Лето	Зима	Лето
Максимум электропотребления	6043,0	5134,0	6102,0	5184,0	6176	5247,0
Горячий резерв мощности	1376,9	1354,3	1378,3	1355,6	1380,2	1357,1
Холодный резерв мощности	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0
Ограничения мощности, связанные с технологией процесса	557,3	2229,4	559,9	2239,7	635,1	2540,5
Ремонтное снижение мощности	1000,0	0,0	1000,0	0,0	1000,0	0,0
Импорт электроэнергии	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Итого: необходимая установленная мощность	10177,2	9917,7	10240,2	9979,3	10391,3	10344,6
Установленная мощность	11146,9	11146,9	11198,4	11198,0	12702,5	12702,5
Дефицит (-) или резерв (+) установленной мощности	969,7	1229,2	958,2	1219,1	2311,2	2357,9

экономических (инвестиционные, переменные и постоянные затраты и др.) и технических (тип используемого топлива, установленная мощность, планируемая модернизация/замена, КПД и др.) параметров.

Прогноз стоимости отдельных видов топлива представлен на рисунке 3.

Согласно прогнозу, с 2015 года будет наблюдаться рост стоимости всех видов топлива в Республике Беларусь. Стоимость импорта природного газа к 2020 году достигнет 16,9 долл. за МВт·ч (158 долл. за тыс. куб. м). Местные виды топлива – торф и древесина, – как ожидается, будут стоить 14,9 и 14,6 долл. за МВт·ч соответственно. Наиболее дешевым будет ядерное топливо: 12,3 долл. за МВт·ч к 2020 году.

На рисунках 4–5 показаны результаты моделирования перспективной структуры выработки электроэнергии для рассчитанных сценариев.

Для сценария «С АЭС» расчеты показывают, что выработка электроэнергии на двух блоках АЭС составит 40 % от общей выработки. Таким образом, доля выработки на ТЭЦ снизится с 48 % до 34 % при вводе первого блока АЭС и до 24 % при вводе второго блока. Доля выработки на КЭС снизится с 35 % в 2017 г. до 25 % в 2018–2020 гг. Выработка электроэнергии на блок-станциях и ветряных электроустановках (ВЭУ), согласно модели, практически не изменится и составит порядка 14 % от общей. Импорт электроэнергии после ввода атомной станции не является целесообразным.

В сценарии «Без АЭС» доля выработки электроэнергии на ТЭЦ и КЭС после 2015 г. сохранится на уровне 47 % и 34 % соответственно. На долю блок-станций и ВЭУ, как и в предыдущем сценарии, придется порядка 14 % выработки. Импорт электроэнергии также будет

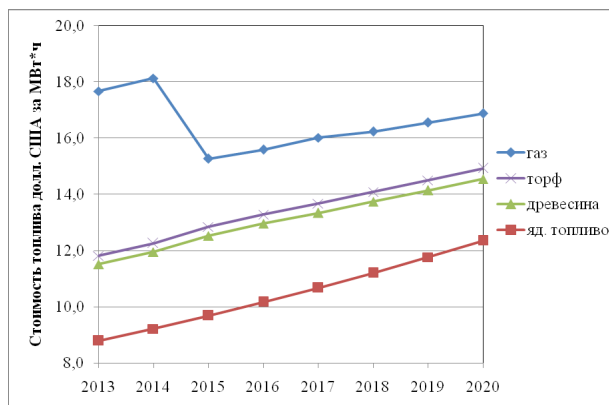


Рисунок 3 – Прогноз стоимости топлива до 2020 г.

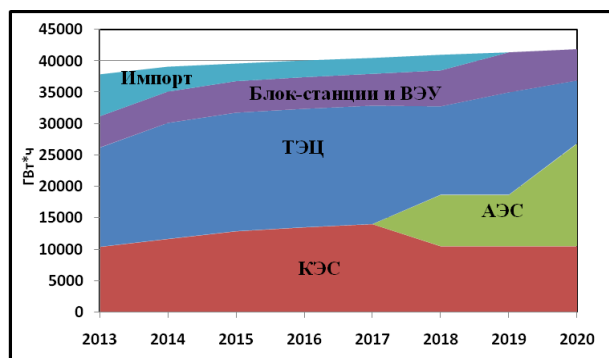


Рисунок 4 – Структура выработки электроэнергии для сценария «С АЭС»

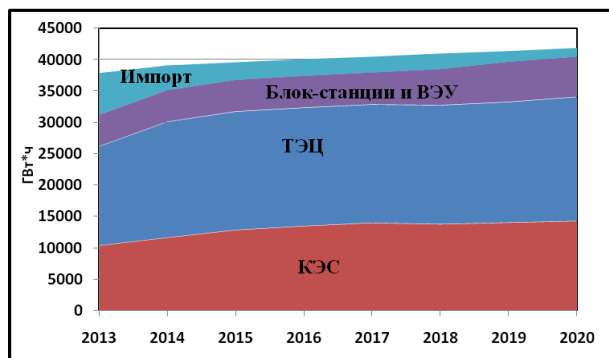


Рисунок 5 – Структура выработки электроэнергии для сценария «Без АЭС»

снижаться, тем не менее на 2020 г. в структуре выработки остается 3 %-я доля импортной электроэнергии.

Расчетные значения для издержек выработки электроэнергии по энергосистеме для сценария «С АЭС» приведены на рисунке 6. В переменные издержки здесь и далее входят топливные затраты, а также затраты на технологические нужды (вода, химреагенты и экологический налог). Постоянные издержки включают в себя также инвестиционные издержки.

Из рисунка 5 видно, что в 2020 году в случае ввода в эксплуатацию второго блока АЭС переменные издержки по сравнению с 2015 г. вырастут на 13 %. Постоянные издержки за счет крупной инвестиционной составляющей

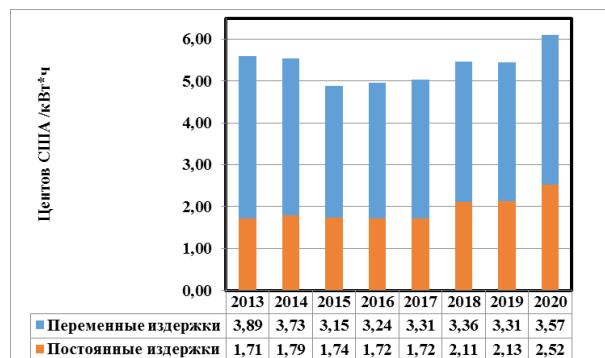


Рисунок 6 – Себестоимость производства электроэнергии для сценария «С АЭС»

щей при вводе АЭС в 2020 году вырастут в 1,45 раза. В целом себестоимость выработки повысится и к концу моделируемого периода составит 6,1 цента за кВт·ч.

На рисунке 7 представлены результаты по себестоимости производства электроэнергии для альтернативного сценария «Без АЭС».

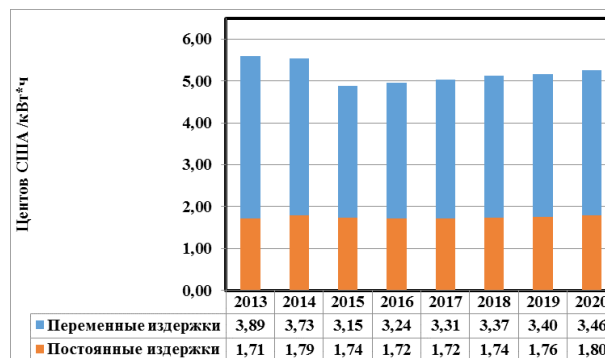


Рисунок 7 – Себестоимость производства электроэнергии для сценария «Без АЭС»

Результаты показывают, что для сценария «Без АЭС» переменные издержки по отношению к 2015 г. вырастут на 9 %. Постоянные затраты в данном случае вырастут незначительно – на 3 % с 2015 до 2020 года. Себестоимость выработки на конец моделируемого периода составит 5,26 цента за кВт·ч.

Сравнительный вид себестоимости выработки электроэнергии для двух сценариев представлен на рисунке 8.

Расчеты показывают, что ввод одного блока АЭС повысит себестоимость выработки электроэнергии на 7 % (с 5,12 до 5,47 центов за кВт·ч), ввод второго блока приведет к росту себестоимости выработки на 16 % (с 5,26 до 6,09 центов за кВт·ч). Снижение топливных затрат в результате ввода АЭС в 2020 году составит около 4 %.

Заключение

1. Ввод атомной станции в Белорусскую энергосистему в целом повысит показатели энергетической безопасности республики. В частности, значительно снизится доля использования природного газа в

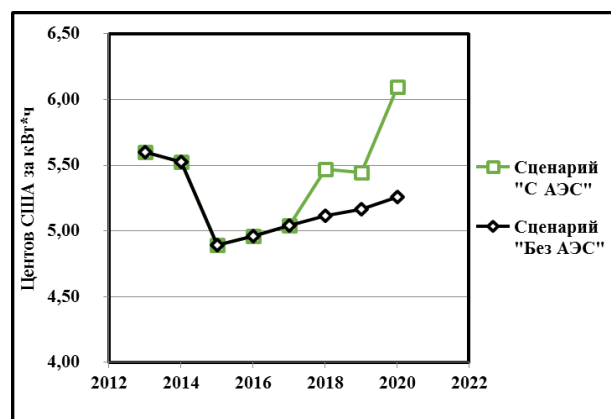


Рисунок 8 – Себестоимость выработки электроэнергии для сценариев «С АЭС» и «Без АЭС»

производстве тепловой и электрической энергии, также снизятся удельный вес амортизации предприятий ТЭК и удельный вес затрат на топливно-энергетические ресурсы.

- При этом могут возникнуть проблемы регулирования нагрузки, особенно при прохождении ночных минимумов в отопительный период. Согласно расчетам, в отопительный период 2018 г., 2019 г., а также в отопительный и межотопительный периоды 2020 г. в ночные часы КЭС должны будут оставаться в отключенном состоянии.
- Расчеты показывают, что, несмотря на снижение топливных затрат за счет использования атомной станции, себестоимость выработки электроэнергии в сценарии «С АЭС» вырастет на 16 % по сравнению со сценарием «Без АЭС».

Список литературы

- Короткевич, А. Баланс мощностей Белорусской энергосистемы и проблемы регулирования суточного графика нагрузок / А. Короткевич, О. Фоменко // Энергетика и ТЭК. – 2008. – № 4. – С. 9–16.
Korotkevich, A. Balans moshchnostey Belorusskoy energosistemy i problemy regulirovaniya sutochnogo grafika nagruzok / A. Korotkevich, O. Fomenko // Energetika i TEK. – 2008. – No. 4. – P. 9–16.
- Поспелова, Т. Стратегический потенциал ресурсо- и энергосбережения / Т. Поспелова, Г. Кузьмич // Энергетика и ТЭК. – 2008. – № 12. – С. 20–25.
Pospelova, T. Strategicheskij potentsial resurso- i energosberezheniya / T. Pospelova, G. Kuz'mich // Energetika i TEK. – 2008. – No. 12. – P. 20–25.
- Падалко, Л. Оптимальный выбор / Л. Падалко, Г. Дмитриев // Экономика Беларуси. – 2013. – № 2. – С. 70–74.
Padalko, L. Optimal'nyy vybor / L. Padalko, G. Dmitriev // Ekonomika Belarusi. – 2013. – No. 2. – P. 70–74.
- Установленная электрическая мощность энергоисточников ГПО «Белэнерго» на 01.01.2015 [Электрон-

ный ресурс] // ГПО «Белэнерго». – Режим доступа: <http://www.energo.by/okon/p31.htm>. – Дата доступа: 01.03.2015.

Ustanovlennaya elektricheskaya moshchnost' energoistochnikov GPO «Belenergo» na 01.01.2015 [Elektronnyy resurs] // GPO «Belenergo». – 2015. – Mode of access: <http://www.energo.by/okon/p31.htm>. – Date of access: 01.03.2015.

- Об утверждении Концепции энергетической безопасности Республики Беларусь: постановление Совета Министров Респ. Беларусь, 23.12.2015, № 1084 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. – 2015. – № 48. – 5/41477.
Ob utverzhdenii Kontseptsii energeticheskoy bezopasnosti Respubliki Belarus': postanovlenniye Soveta Ministrov Rosp. Belarus', 23.12.2015, No. 1084 // Nats. reyestr pravovykh aktov Rosp. Belarus'. – 2015. – No. 48. – 5/41477.
- Об утверждении стратегии развития энергетического потенциала Республики Беларусь: постановление Совета Министров Респ. Беларусь, 9.08.2010, № 1180 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. – 2010. – № 198. – 5/32338.
Ob utverzhdenii strategii razvitiya energeticheskogo potentsiala Respubliki Belarus': postanovleniye Soveta Ministrov Rosp. Belarus', 9.08.2010, No. 1180 // Nats. reyestr pravovykh aktov Rosp. Belarus'. – 2010. – No. 198. – 5/32338.
- Messner, S. Model-Based Decision Support in Energy Planning: User's Guide for MESSAGE III / S. Messner, M. Strubegger. – Laxenburg: IIASA, 1995. – 119 p.