

МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
И ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

**РАЗРАБОТКА
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА
ЭНЕРГОСИСТЕМЫ БЕЛАРУСИ
С УЧЕТОМ РАЗВИТИЯ
ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ,
В ТОМ ЧИСЛЕ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ**

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ОТЧЕТ



Полноправные люди.
Устойчивые страны.

Минск
ООО «АЛЬФА-КНИГА»
2019

УДК [621.31+620.9](476)(047.31)
ББК 31(4Бей)
P17

Авторы: А. Ф. Молочко, А. С. Привалов, А. В. Сивак, Е. А. Жученко, О. Д. Чернецов, А. Е. Макей, В. И. Щербич, З. А. Привалова, А. В. Березанская, О. С. Лежепекова, Т. Н. Трофимова, И. О. Курсевич, Д. А. Рабко, А. Г. Смагина, Т. Ф. Жолтикова, Т. М. Соколова, Е. М. Кирплюк, Е. В. Ивашко, В. А. Рак

P17 Разработка энергетического баланса энергосистемы Беларуси с учетом развития возобновляемой энергетики, в том числе ветроэнергетики : научно-технический отчет / А. Ф. Молочко [и др.]. – Минск : ООО «Альфа-книга», 2019. – 238 с.

ISBN 978-985-7143-71-9

Данный научно-технический отчет выполнен в рамках проекта ПРООН/ГЭФ № 00087557 «Устранение барьеров для развития ветроэнергетики в Республике Беларусь». Содержит разработку трех моделей баланса энергосистемы Беларуси на период до 2030 г., учитывающих максимальное вовлечение возобновляемых источников энергии, в том числе ветроэнергетики; соотношение мощности Белорусской АЭС и других электрогенерирующих объектов, в том числе на возобновляемых источниках энергии; прогноз объемов развития электрогенерирующих источников ГПО «Белэнерго» и локальных источников с разбивкой по видам использования энергоресурсов; прогноз объемов резервирования генерирующих мощностей.

ISBN 978-985-7143-71-9

© Оформление. ООО «Альфа-книга», 2019

ПРЕДИСЛОВИЕ



*Корбут Александр Николаевич,
заместитель Министра природных
ресурсов и охраны окружающей
среды Республики Беларусь*

«В основе любой экономики лежат природные ресурсы и энергия, которая необходима для преобразования этих ресурсов. Такие полезные ископаемые, как нефть, уголь и газ, доступны не всем странам, кроме того, их использование в качестве топлива привело к тому, что мировое сообщество сегодня вынуждено решать глобальные климатические проблемы. Одномоментный переход к альтернативным источникам энергии невозможен, поэтому уже многие страны определили для себя стратегии, которые позволяют в течение нескольких десятилетий изменить свой энергетический баланс в сторону увеличения доли возобновляемых источников энергии. Эти стратегии призваны обеспечить устойчивое энергетическое будущее наших стран.

Минприроды, реализуя проект «Устранение барьеров для развития ветроэнергетики в Республике Беларусь», способствует увеличению доли ВИЭ в энергобалансе страны, снижению выбросов парниковых газов, а также привлечению прямых инвестиций в нашу экономику».

«Увеличение доли ВИЭ в структуре энергобаланса является общеевропейским и общемировым трендом развития энергосистемы. Возобновляемая энергетика в последние годы и в Беларуси стала самым быстро развивающимся видом генерации. Доля ВИЭ в валовом потреблении ТЭР уже достигла запланированных к 2020 г. 6 %. Введение объектов возобновляемой энергетике предусматривает режимное взаимодействие для обеспечения устойчивости работы энергосистемы, и Минэнерго уделяет большое внимание вопросам развития и интеграции этих объектов. Только комплексное и сбалансированное развитие энергосистемы позволит обеспечить ее устойчивую работу. Мы сфокусированы на применении новейших энергоэффективных технологий, диверсификации источников энергии, а также развитии рыночных отношений в сфере энергетике».



*Прудникова Ольга Филипповна,
заместитель Министра
энергетики Республики Беларусь*



*Малашенко Михаил Петрович,
заместитель Председателя
Государственного комитета
по стандартизации Республики
Беларусь — директор Департа-
мента по энергоэффективности*

«Потоки возобновляемой энергии очень велики по сравнению с использованием энергии человеком. В принципе, все наши энергетические потребности, как сейчас, так и в будущем, могут быть удовлетворены за счет энергии из возобновляемых источников. Современные ВИЭ становятся все более конкурентоспособными благодаря развитию технологий и удешевлению стоимости материалов и оборудования. Возобновляемая энергетика будет развиваться с повышением энергоэффективности и цифровизации экономики, построением «умных» энергетических сетей (Smart Grid).

Для Республики Беларусь жизненно важным вопросом остается обеспечение энергетической безопасности и диверсификации топливно-энергетического баланса, в том числе за счет использования ВИЭ. Созданы благоприятные условия и сформирована долгосрочная политика развития ВИЭ. А настоящий научно-технический отчет поможет заинтересованным разобраться в структуре и тенденциях прогнозного топливно-энергетического баланса Беларуси».

РЕФЕРАТ

Отчет 238 стр., 147 рис., 37 табл., 47 источников.

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА, ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ, ОРГАНИЧЕСКОЕ ТОПЛИВО, ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС, ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА, ГЕНЕРИРУЮЩАЯ МОЩНОСТЬ

Цель работы: разработка модели развития энергетического баланса Республики Беларусь на период до 2030 г. с учетом развития возобновляемой энергетики, в том числе ветроэнергетики.

Задачи работы: разработка минимум трех моделей баланса энергосистемы Беларуси на период до 2030 г., учитывающих максимальное вовлечение возобновляемых источников энергии, в том числе ветроэнергетики; соотношение мощности Белорусской АЭС (далее — АЭС) и других электрогенерирующих объектов, в том числе на возобновляемых источниках энергии; прогноз объемов развития электрогенерирующих источников ГПО «Белэнерго» и локальных источников с разбивкой по видам использования энергоресурсов; прогноз объемов резервирования генерирующих мощностей.

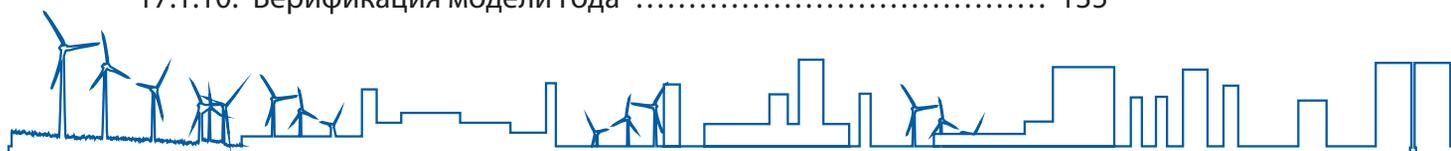


СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1. Анализ состояния ТЭК и энергосистемы Беларуси	9
2. Основные тенденции развития энергосистемы	16
2.1. Блок-станции	16
2.2. Ввод АЭС	17
2.3. Развитие теплофикационной генерации	17
2.4. Развитие конденсационной генерации	19
2.5. Развитие ВИЭ	19
3. Особенности работы ВИЭ в энергосистеме	22
4. Графики нагрузки и их заполнение	23
5. Особенности прогнозирования в энергетике	27
6. Методика многовариантного прогнозирования потребностей отраслей народного хозяйства в энергетических ресурсах	29
6.1. Принцип математического моделирования прогноза ...	29
6.2. Первый этап прогнозирования	30
6.3. Второй этап прогнозирования	30
6.4. Третий этап прогнозирования	33
7. Требования к модели энергосистемы с большой долей ВИЭ	34
8. Анализ программного обеспечения существующих моделей планирования энергосистемы. Определение оптимальной расчетной модели	36
8.1. MESSAGE	36
8.2. WASP	37
8.3. LEAP	38
8.4. Сравнение предлагаемых моделей	39
9. Специфические особенности моделирования энергосистемы с большой долей ВИЭ	41
10. Разработка перечня исходных данных и их подготовка	50
11. Основные нормативно-правовые акты и программные документы, определяющие приоритеты развития топливно-энергетического комплекса	52
11.1. Национальная стратегия устойчивого развития	52
11.2. Концепция энергетической безопасности Республики Беларусь	57
11.3. Отраслевая программа развития электроэнергетики на 2016–2020 гг.	59
11.4. Комплексный план развития электроэнергетической сферы до 2025 г. с учетом ввода Белорусской атомной электростанции	62
11.5. Парижское соглашение	63
12. Формирование сценариев развития энергосистем	65
13. Определение максимально возможного уровня развития сложно регулируемых генерирующих источников, таких как ветроэнергетические установки и солнечные электро-станции	67
13.1. Тенденции развития возобновляемых источников энергии	67
13.2. Ветроэнергетика	70
13.3. Солнечные электростанции	75
13.4. Сжигание мусора	80
13.5. Другие источники энергии	84



14.	Возможность применения существующих и перспективных систем хранения электрической энергии для балансирования генерирующих источников ВИЭ в условиях эксплуатации энергосистемы Беларуси	85
14.1.	Общие предпосылки использования.....	85
14.2.	Анализ возможностей использования систем хранения электрической энергии для генерирующих источников ВИЭ	87
14.2.1.	Механические накопители электрической энергии	88
14.2.1.1.	Гидроаккумулирующие электростанции	88
14.2.1.2.	Накопление энергии ветра с использованием сжатого воздуха (CAES)	90
14.2.1.3.	Супермаховики (FES)	93
14.2.2.	Химические накопители электроэнергии	95
14.2.2.1.	Аккумуляторные батареи	95
14.2.2.2.	Топливные элементы	101
14.2.3.	Электрические накопители электрической энергии	101
14.2.3.1.	Традиционные конденсаторы.....	101
14.2.3.2.	Суперконденсаторы	101
14.2.3.3.	Сверхпроводниковый магнитный аккумулятор (SMES) ...	102
14.2.4.	Основные характеристики исследуемых накопителей электрической энергии	102
14.2.5.	Мировой опыт	103
14.2.6.	Выводы	107
14.3.	Анализ графика покрытия электропотребления в рабочий день 2020 года и определение необходимой мощности систем аккумулирования и хранения электроэнергии	107
14.4.	Анализ возможности использования систем аккумулирования и хранения электроэнергии, выработанной ВИЭ, для выравнивания суточного графика нагрузки энергосистемы в условиях функционирования АЭС	110
15.	Мероприятия по функционированию энергосистемы после ввода в эксплуатацию атомной станции, реализуемые в рамках Комплексного плана развития электро-энергетической сферы до 2025 г. с учетом ввода Белорусской атомной электростанции	113
16.	Объем физически и морально устаревшего энергетического оборудования, которое должно быть выведено из эксплуатации, и целесообразность его замены на установки ВИЭ в условиях функционирования АЭС ...	120
17.	Разработка энергетических балансов	122
17.1.	Описание процесса моделирования годовых режимов работы энергосистемы.....	122
17.1.1.	ТЭЦ	122
17.1.2.	КЭС	123
17.1.3.	ВИЭ	123
17.1.4.	Алгоритм загрузки блоков	129
17.1.5.	Моделирование работы электроротлов	130
17.1.6.	Параметры блоков-кандидатов	131
17.1.7.	Определение параметров замыкающего блока	131
17.1.8.	Определение граничного КИУМ ВИЭ.....	132
17.1.9.	Моделирование работы АКБ	133
17.1.10.	Верификация модели года	135



17.2.	Моделирование развития энергосистемы	136
17.2.1.	Базовый сценарий	136
17.2.1.1.	Базовый сценарий (мин ВИЭ)	137
17.2.1.2.	Базовый сценарий (макс ВИЭ)	143
17.2.2.	Оптимистический сценарий	147
17.2.2.1.	Оптимистический (мин ВИЭ)	148
17.2.2.2.	Оптимистический (макс ВИЭ)	154
17.2.3.	Пессимистический сценарий	157
17.2.3.1.	Пессимистический (мин ВИЭ)	158
17.2.3.2.	Пессимистический (макс ВИЭ)	162
17.2.4.	Дополнительные сценарии	166
17.2.4.1.	Прогрессивный сценарий	166
17.2.4.2.	Прогрессивный+ сценарий	169
17.3.	Оптимальные сценарии	172
17.3.1.1.	Базовый сценарий	172
17.3.1.2.	Пессимистический сценарий	176
17.3.1.3.	Оптимистический сценарий	180
17.4.	Сравнение сценариев	183
17.5.	Выводы	187
18.	Уровень максимально возможного и экономически целесообразного вовлечения в энергетический баланс возобновляемых источников энергии, в том числе ветро-энергетики, с учетом сбалансированного развития генерирующих мощностей не менее чем по трем вариантам	188
19.	Определение объемов ежегодного замещения углеводородного топлива из топливного баланса энергосистемы за счет вовлечения возобновляемых источников энергии, в том числе ветроэнергетики, по разработанным сценариям	198
20.	Определение объемов резервирующих и балансирующих мощностей для функционирования генерирующих источников ВИЭ по разработанным вариантам	202
20.1.	Общие положения	202
20.2.	Нормативные требования и методика расчета	203
20.3.	Результаты расчетов и их анализ	208
21.	Привлечение блок-станций для регулирования графика нагрузки и резервирования мощности ОЭС	217
22.	Уровень выбросов парниковых газов	220
23.	Определение оптимального сценария развития энергетического баланса энергосистемы Беларуси на основе разработанных Сценариев	223
	Заключение	224
	Список использованных источников	233



ВВЕДЕНИЕ

Данная работа выполнена в рамках проекта ПРООН/ГЭФ № 00087557 «Устранение барьеров для развития ветроэнергетики в Республике Беларусь».

Целью проекта является оказание содействия в устранении барьеров для развития ветроэнергетики в Республике Беларусь. Вклад проекта в достижение этой цели будет измеряться тем, насколько успешным он окажется в разработке не менее чем 5 площадок для строительства ветропарков, что прямо или косвенно приведет к получению разрешений, финансированию и строительству ветроэнергетических установок мощностью не менее 25 МВт в Беларуси.

Задачей проекта является создание и применение для этих ветроэнергетических станций такого механизма, который станет в дальнейшем типовой схемой и откроет возможности для будущей разработки ветроэнергетических станций частными девелоперскими компаниями.

Ожидаемые результаты проекта к моменту завершения реализации заключаются в следующем:

- наличие пакета нормативных правовых актов, разработанных при поддержке проекта, которые будут в значительной степени способствовать инвестициям в ветро-энергетику;
- создание благоприятных условий для повышения привлекательности ветроэнергетики в Республике Беларусь.

Целью данной работы является разработка модели развития энергетического баланса Республики Беларусь на период до 2030 г. с учетом развития возобновляемой энергетики, в том числе ветроэнергетики.

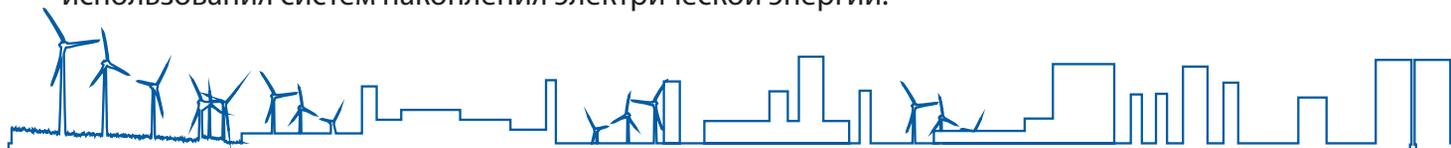
В процессе выполнения разработаны три модели баланса энергосистемы Беларуси на период до 2030 г., учитывающие:

- максимальное вовлечение возобновляемых источников энергии, в том числе ветроэнергетики;
- соотношение мощности АЭС и других электрогенерирующих объектов, в том числе на возобновляемых источниках энергии;
- прогноз объемов развития электрогенерирующих источников ГПО «Белэнерго» и локальных источников с разбивкой по видам использования энергоресурсов;
- прогноз объемов резервирования генерирующих мощностей.

Данные модели разрабатывались, исходя из оптимального соотношения экономических и экологических факторов — минимизации себестоимости электрической энергии и выбросов парниковых газов при производстве электрической энергии. При этом не учитывался ряд требований действующего законодательства, в частности, требование закона «О возобновляемых источниках энергии» приобретать всю электроэнергию, выработанную генерирующими установками, использующими возобновляемые источники энергии. С одной стороны, это допущение привело к снижению расчетного коэффициента использования установленной мощности генерирующих установок, использующих возобновляемые источники энергии, с другой стороны, позволило вовлечь в расчетный баланс большее количество электроэнергии, выработанной из возобновляемых источников.

На основании разработанных моделей выбраны оптимальные модели для каждого из трех возможных сценариев развития потребления электрической энергии в республике.

Таким образом, результаты работы могут являться базой для пересмотра подходов к развитию возобновляемой энергетики в части производства электрической энергии, участию генерирующих установок, использующих возобновляемые источники энергии, в регулировании графика нагрузки энергосистемы и использования систем накопления электрической энергии.



1. АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ТЭК И ЭНЕРГОСИСТЕМЫ БЕЛАРУСИ

Энергетика — одна из основных отраслей национальной экономики Республики Беларусь. Ее развитие определяется стратегией государства и рядом программ, обеспечивающих значительную государственную поддержку достижения установленных приоритетов.

В настоящей работе энергосистемой называется система, которая включает электростанции, котельные, электрические и тепловые сети, а также вспомогательное оборудование, имеющее общий режим работы на всей территории Республики Беларусь. Установленная мощность энергосистемы составляет 10 050 МВт, в том числе электрическая мощность тепловых электростанций составляет 9883 МВт. В энергосистеме работают также 19 гидроэлектростанций установленной мощностью 95 МВт, ветроэнергетические установки общей мощностью 11 МВт и блок-станции потребителей установленной мощностью 1 034,4 МВт [1].

Баланс электрической энергии в Белорусской энергосистеме представлен в табл. 1, на рис. 1, 2. Источником информации является статистический сборник «Энергетический баланс» [2].

Из табл. 1 видно, что в республике вырабатывалось в разные годы от 80 до 95 % от общего потребления электроэнергии, из которой 98 % вырабатывается на ТЭС, остальная часть — вырабатывается на гидроэлектростанциях, ветроустановками и, в последние годы, на солнечных электростанциях.

В табл. 2 представлены сведения о производстве электрической энергии на тепловых электростанциях.

Таблица 1. Баланс электрической энергии, млн. кВт·ч*

Наименование / Год	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Производство — всего	30961	31829	31829	35054	30405	34890	32203	30794	31507	34737	34232	33572	34515
в том числе:													
на тепловых электростанциях	30924	31775	31793	35014	30359	34844	32157	30716	31361	34605	34073	33331	33924
на гидроэлектростанциях	36	35	35	39	45	45	42	72	138	121	111	142	405
ветроустановками	1	1	1	1	1	1	4	6	8	9	39	73	97
солнечными установками									0,4	2	9	26	89
Импорт	4936	5479	4344	2397	4478	2971	5736	7899	6716	3826	2816	3180	2733
Экспорт	900	1120	0	558	7	271	151	298	346	508	194	160	148
Потреблено в республике	34997	36170	36173	36893	34876	37590	37788	38395	37865	38055	36854	36593	37100

*Источник — Национальный статистический комитет Республики Беларусь





Рис. 1. Приходная часть баланса электрической энергии, млн. кВт·ч



Рис. 2. Расходная часть баланса электрической энергии, млн. кВт·ч



Таблица 2. Производство электрической энергии на тепловых электростанциях, млн. кВт·ч

Наименование / год	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Производство — всего	30359	34844	32157	30716	31361	34605	34073	33331	33924
в том числе:									
Конденсационными электростанциями общего пользования	14014	16936	14573	11325	12404	13468	13146	12386	13189
ТЭЦ общего пользования	14502	15476	14993	16356	15990	18073	17408	17526	17017
ТЭЦ, мини-ТЭЦ и другими установками для комбинированного производства тепловой и электрической энергии организаций	1679	2166	2327	2757	2635	2769	3237	3274	3448
Собственными электрогенераторами организаций	164	266	264	278	320	295	282	145	234

Производство электрической энергии на тепловых электростанциях, млн. кВт·ч

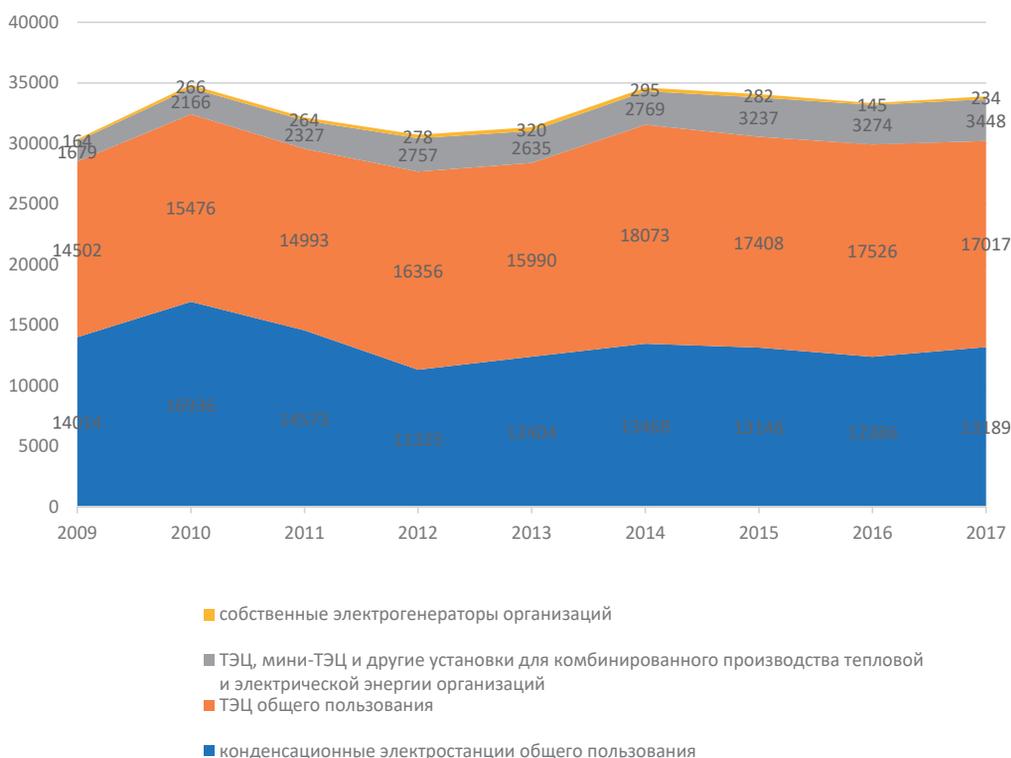


Рис. 3. Производство электрической энергии на тепловых электростанциях, млн. кВт·ч

Анализ данных, приведенных в табл. 2, показывает, что опережающими темпами растет выработка электрической энергии на так называемых установках автономных производителей, к которым относятся собственные электрогенераторы, ТЭЦ необщего пользования, мини-ТЭЦ и другие установки для комбинированного производства тепловой и электрической энергии организаций, производящих электрическую энергию для собственных нужд. К сожалению, структура данных по установленной мощности не позволяет говорить о её динамике для данного вида генераторов, но их влияние на структуру генерации существенно и в ближайшее время будет только усиливаться. Толчком явилось стремление организаций снизить себестоимость продукции за счет снижения стоимости электро-



энергии при выработке ее на собственных энергоисточниках. При сохранении спроса на относительно постоянном уровне генерация ТЭЦ также меняется слабо, за исключением 2014 г., когда ТЭЦ нарастили выработку на фоне сокращения импорта электроэнергии.

В табл. 3, на рис. 4, 5 представлена для анализа структура генерации белорусской энергосистемы.

Таблица 3. Структура генерирующих мощностей по типу генерирующего оборудования на начало года, МВт

Наименование / Год	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Установленная мощность — всего	8 464	8 425	8 525	9 003	9 212	10220,5	9790	9915	10050
в том числе:									
тепловые электрические станции	8 447	8 410	8 508	8 970	9 178	10 181	9749	9826	9883
в том числе:									
паротурбинные установки	6 709	6 708	6 687	6 690	6 687	6 654,0	6358	6356	6351
двигатели внутреннего сгорания (дизель-генераторы, ГПА)	254	261	320	334	373	399,9	415	447	473
газотурбинные установки (ГТУ)	129	146	179	224	380	428,6	437	437	441
парогазовые установки (ПГУ)	295	395	360	760	765	1 265,1	1565	1313	1345
работающие в комбинированном режиме	1 060	900	962	962	973	1 433,4	1273	1273	1273
гидроэлектрические станции	16	14	15	31	32	32,2	33	73	95
ветроустановки	1	1	2	2	2	3,3	3	11	11
солнечные фотоэлектрические установки						4,0	4	5	61

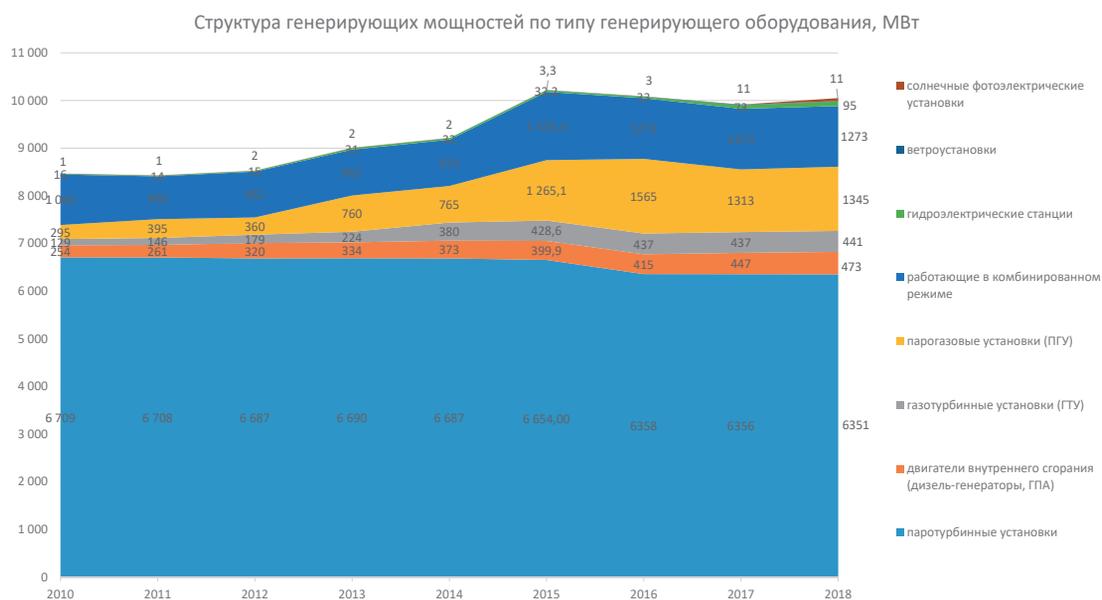


Рис. 4. Структура генерирующих мощностей по типу генерирующего оборудования на начало года, МВт



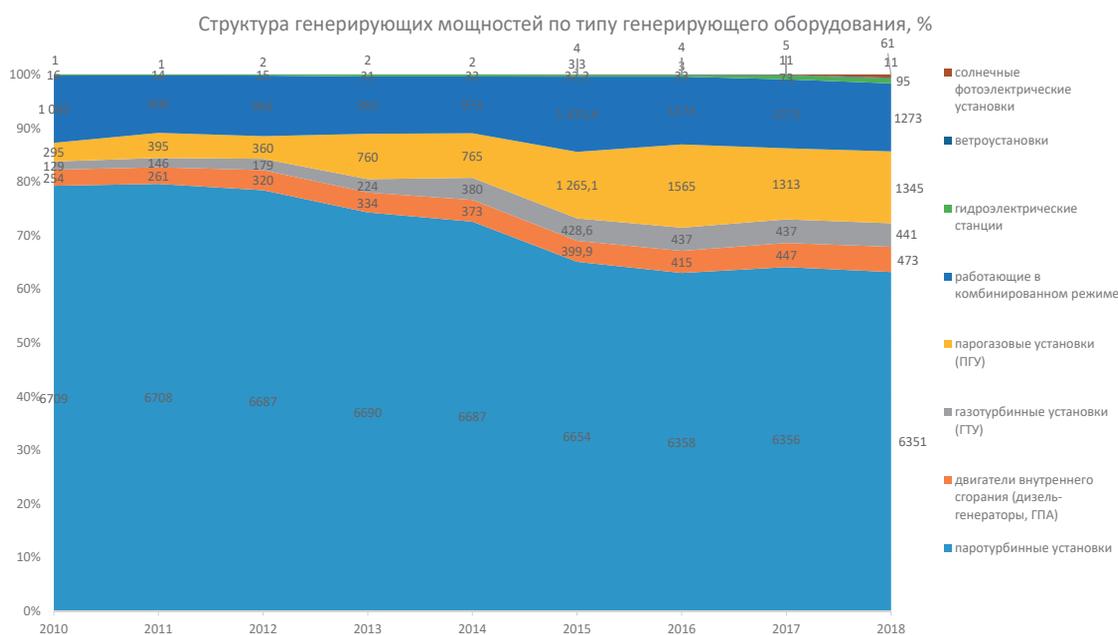


Рис. 5. Структура генерирующих мощностей по типу генерирующего оборудования на начало года, % (МВт)

Доминирующее положение в структуре генерирующих мощностей сохраняют тепловые электростанции. Их доля в структуре установленной мощности в 2010 г. составляла 99,8 %, однако на протяжении последних лет она незначительно снижалась до 98,2 % в 2017 г. В первую очередь это произошло за счет ввода в эксплуатацию мощностей ГЭС. Суммарная мощность ГЭС выросла с 16 МВт в 2010 г. до 95 МВт в 2017 г. Особенно заметным стал рост мощностей солнечной энергетики в 2017 г. Это связано с вводом в эксплуатацию станций, которые создавались под возможность продавать электроэнергию в сеть с повышающим коэффициентом. Введенные квоты на производство электроэнергии от ВИЭ снизят темп наращивания мощностей в ближайшем будущем.

В структуре установленной мощности ТЭС по типу электростанций наблюдаются более существенные изменения. Доля парогазовых установок выросла с 3,5 % в 2010 г. до 13,3 % в 2017 г. Резкий скачок установленной мощности ПГУ произошел в 2012 и в 2015 гг., когда были введены новые мощности на Минской ТЭЦ-5, Березовской и Лукомльской ГРЭС. Их суммарная мощность достигла 1345 МВт на начало 2018 г. Аналогично значительными темпами росла доля газотурбинных установок. В период с 2010 г. по 2014 г. их доля выросла в 2,7 раза и достигла 4,1 % в общей установленной мощности теплоэлектростанций. Однако в последнее время ввод данных мощностей приостановился, так как данный тип оборудования вводили в эксплуатацию, как правило, потребители электроэнергии в виде собственных генераторов. Учитывая трудности с интеграцией строящейся АЭС в энергосистему, получить разрешение на строительство таких блоков стало сложнее, что привело к сокращению ввода новых мощностей. Доля двигателей внутреннего сгорания повторяет динамику ГТУ. Незначительно снизилась установленная мощность паротурбинных установок и блоков, работающих в комбинированном режиме. Установленная мощность паротурбинных блоков снизилась с 6709 МВт в 2010 г. до 6351 МВт в 2017 г., а их доля сократилась с 79,4 % до 63,2 %, но они по-прежнему остаются основой генерирующей мощи белорусской энергосистемы.

Анализ структуры генерирующих мощностей в разрезе областей показывает, что первое место прочно удерживает Витебская область с Лукомльской ГРЭС и Новополоцкой ТЭЦ.

Выработка электрической энергии в белорусской энергосистеме составила около 34 700 млн. кВт·ч, при этом в 2017 г. КИУМ составил около 39,2 %.

Сведения об импорте и экспорте электрической энергии представлены в табл. 4, на рис. 6, 7.

Показатель / год	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Импорт — всего	4 936	5 479	4 344	2 397	4 478	2 971	5 736	7 899	6 716	3 826	2 816	3 181	2 733
из него:													
Литва	132	631	905	158	298	-	-	150	115				
Россия	4 680	2 345	2 653	2 168	2 908	30	3 173	3 698	3 597	1 425	2 815	3 181	2 733
Украина	4	2 502	689	1	1 214	2 941	2 562	4 051	3 004	2 401	1		
Экспорт — всего	900	1 120	0	558	7	271	151	298	346	508	194	160	148
из него:													
Латвия	-			-	-	1	1	2	15	2	4	4	
Литва	-	13	0	-	7	270	150	291	328	502	190	155	147
Россия	19	55	0	-	-	-	-	4	2	0,3	0,1	0,1	
Польша	881	1 052	0	558	-	-	-	-	-				

Таблица 4. Импорт и экспорт электрической энергии, млн. кВт·ч

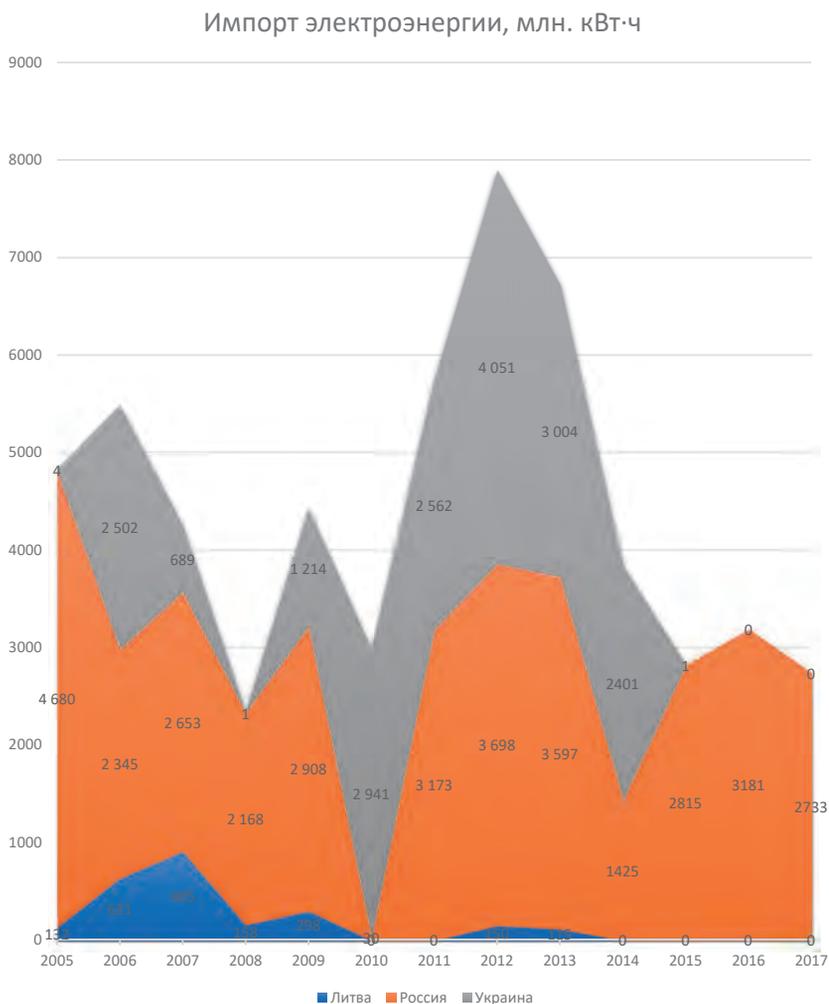


Рис. 6. Динамика импорта электроэнергии, млн. кВт·ч



Экспорт электроэнергии, млн. кВт·ч

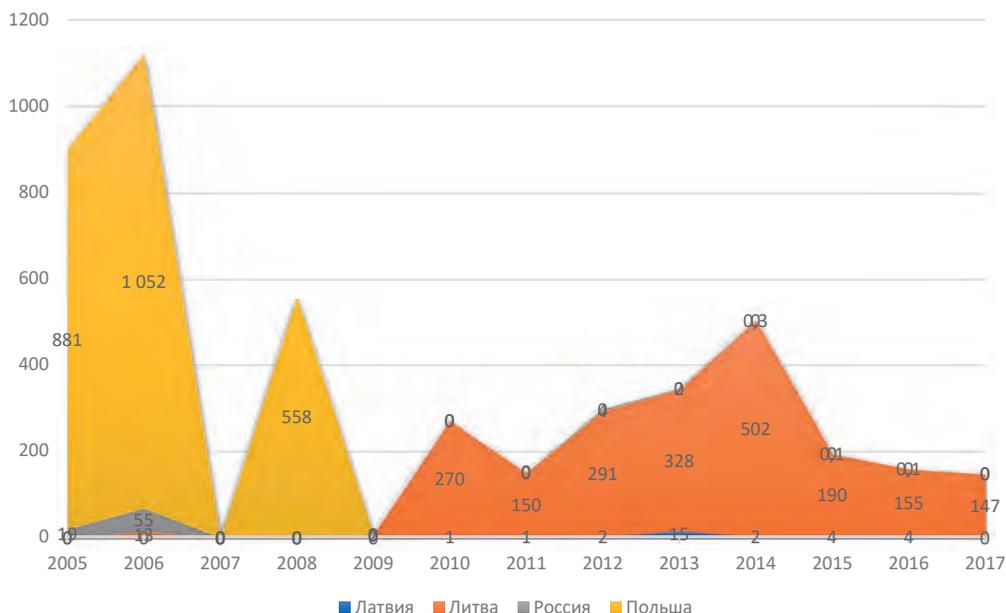


Рис. 7. Динамика экспорта электроэнергии, млн. кВт·ч

Импорт электрической энергии сильно колеблется из года в год от 2,4 до 7,9 млрд. кВт·ч на протяжении рассматриваемого периода. При этом никакой устойчивой тенденции не прослеживается.

В течение 2005–2015 гг. постоянными импортерами являлись Россия и Украина. При этом сокращение импорта из России в 2010 г. связано с ремонтом линии 750 кВ «Смоленская АЭС – подстанция Белорусская». После 2015 г. Украина перестала поставлять электроэнергию в Беларусь, что связано с конфликтом на Донбассе, ограничением на поставку газа и угля, в свою очередь это приводило к дефициту топлива на станциях украинской энергосистемы.

До 2009 г. постоянно импортировалась электроэнергия из Литвы, но после окончательной остановки Игналинской АЭС экспорт стал превышать импорт, хотя в последние годы и фиксируется небольшой объем импорта. При этом сегодня единственной страной, в которую мы экспортируем больше электроэнергии, чем импортируем, является Литва. Однако в связи с интеграцией и синхронизацией энергосистемы Литвы в энергосистему Евросоюза перетоки между нашей страной и Литвой могут прекратиться.

Аналогичная ситуация наблюдалась при синхронизации Польши с энергосистемой Европы. Некоторое время после этого блок Березовской ГРЭС еще работал на энергосистему Польши в островном режиме, но в последнее время и этот канал экспорта не используется по экономическим соображениям. До 2009 года в Польшу экспортировались значительные объемы электрической энергии, до 1 млрд. кВт·ч/год.

2. ОСНОВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

2.1. БЛОК-СТАНЦИИ

Блок-станция — электрическая станция юридического лица Республики Беларусь или индивидуального предпринимателя, за исключением электрических станций, находящихся в хозяйственном ведении РУП-облэнерго, включенная непосредственно или опосредованно (через электрические сети абонентов) в электрическую сеть РУП-облэнерго и работающая под единым оперативно-диспетчерским управлением.

Анализ статистики выработки электроэнергии на блок-станциях (см. табл. 2) показывает, что предприятия стремительно наращивают собственную генерацию. Производство электроэнергии на блок-станциях выросло с 1843 млн. кВт·ч в 2009 г. до 3628 млн. кВт·ч в 2017 г. Для этого есть несколько причин. Одна из них — технологическая — заключается в том, что при собственной генерации нет необходимости нести затраты на передачу, распределение, сбыт, а также на диспетчеризацию и содержание административного аппарата.

Данная причина присутствовала всегда, однако эффект масштаба и использования различных типов установок для различных режимов работы (базового и пикового) позволяли производить электроэнергию дешевле в энергосистеме. Ситуация поменялась после появления дешевых газотурбинных и газопоршневых установок, эффективность которых сравнима с КПД блоков большой мощности, а маневренные возможности позволяют следить за графиком нагрузки. Более того, существующая монополярная система не имеет необходимой юридической основы для управления работой генераторов, не входящих в состав ГПО «Белэнерго», а следовательно, предприятия имеют возможность загружать свои блоки по наиболее эффективному графику с продажей излишков энергии в сеть.

Еще одним стимулом для развития собственной генерации является наличие в стране перекрестного субсидирования, при котором в стоимость электроэнергии включены не только затраты на производство электроэнергии, но и частично затраты на производство электроэнергии для населения, а также частично затраты на производство тепловой энергии для населения.

В случае генерации энергии на собственном энергоблоке затраты на перекрестное субсидирование отсутствуют.

Но при этом затраты на субсидирование не исчезают. Они ложатся на других промышленных потребителей энергии. А так как агентом, осуществляющим перекрестное субсидирование, является ГПО «Белэнерго», то другие потребители, энергоснабжение которых осуществляется данным предприятием, будут оплачивать энергию по более высоким тарифам, что будет дополнительно стимулировать их к строительству блок-станций. Круг замкнулся. При этом каждая дополнительная блок-станция — это дополнительные затраты на покупку электроэнергии для потребителей без собственной генерации или дополнительные издержки ГПО «Белэнерго».

На данный момент в связи со сложностями интеграции АЭС в энергосистему Беларуси выдача разрешений на подключение новых блок-станций к энергосистеме приостановлена. Однако наличие экономического стимула к вводу блок-станций требует внедрения изменений в технологическую и нормативную базу функционирования энергосистемы.



2.2. ВВОД АЭС

15 января 2008 г. прошло заседание Совета Безопасности Республики Беларусь под председательством президента Республики Беларусь А. Г. Лукашенко, на котором было принято окончательное политическое решение о строительстве в Беларуси атомной электростанции.

Изначально рассматривался вариант со строительством атомной станции, состоящей из двух энергоблоков на основе реакторов ВВЭР-1000 установленной мощностью 1000 МВт каждый. В последующем планы поменялись, и в данный момент идет строительство двух энергоблоков типа АЭС-2006 установленной мощностью в 1170 МВт.

Особенность работы атомных энергоблоков заключается в том, что это обычно блоки большой установленной мощности. Для белорусской энергосистемы ввод в эксплуатацию атомных блоков означает повышение единичной мощности блока с 450 МВт, установленного на ТЭЦ-5, до 1170 МВт. Установленная мощность каждого блока превышает 10 % общей установленной мощности энергосистемы.

Второй особенностью являются крайне низкие маневренные возможности ядерных энергоблоков. С одной стороны, это обусловлено экономическими особенностями работы атомных станций. В себестоимости производства электроэнергии на АЭС топливные затраты составляют не более 25 %. Таким образом, для сокращения себестоимости производимой электрической энергии необходима максимальная загрузка установленных мощностей. Эта особенность не позволяет эксплуатировать АЭС на мощности ниже номинальной на протяжении длительного периода.

Кратковременное изменение нагрузки также нежелательно на атомных энергоблоках. В этом случае кроме экономических причин существуют еще и ограничения с точки зрения безопасности. Атомные реакторы плохо управляются в режимах постоянного изменения мощности, и при этом повышается вероятность нарушения герметичности ТВЭЛов и других конструктивных элементов реактора.

Таким образом, как с точки зрения экономики, так и с точки зрения безопасности АЭС должна работать на номинальной мощности на протяжении всего года за исключением периода планово-предупредительного ремонта и перегрузки топлива.

2.3. РАЗВИТИЕ ТЕПЛОФИКАЦИОННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

На начало 2018 г. в энергосистеме эксплуатируется 3483,4 МВт общих ТЭЦ. Динамика их производства и потребления энергии приведена в табл. 5.

Таблица 5. Динамика производства и потребления энергии ТЭЦ

Производство	2010	2013	2014	2015	2016	2017
Общее производство электроэнергии, млн. кВт·ч	34844	31349	34605	34073	33331	33924
общее производство на ТЭЦ, млн. кВт·ч	15476	15990	18073	17408	17526	17017
% от общего производства электроэнергии	44	51	52	51	53	50

Производство	2010	2013	2014	2015	2016	2017
Общее производство тепловой энергии, тыс. Гкал	72475	69482	66893	63735	65028	65723
производство тепловой энергии на ТЭЦ, тыс. Гкал	36867	36991	36063	35188	36248	37824
% от общего производства	51	53	54	55	56	58
Потребление топлив:	8191	8174	8465	8014	8147	8125
газ природный, тыс. т у.т.	7923	8012	8263	7807	7930	7929
мазут, тыс. т у.т.	147	29	57	64	61	40
торф, тыс. т у.т.	17	13	19	20	20	12
торфобрикеты, тыс. т у.т.	14	19	17	19	21	21
дрова, тыс. т у.т.	0	5	4	5	8	4
прочие, тыс. т у.т.	90	96	105	99	107	119
Удельный расход топлива (по физическому содержанию), г у.т./кВт·ч	140,4	138,5	141,0	137,4	136,5	133,2

Из табл. 5 видно, что ТЭЦ являются одной из основных составляющих энергосистемы Беларуси. Они производят более половины тепловой и электрической энергии, при этом удельный расход топлива на ТЭЦ значительно ниже среднего по системе (232,1 г у.т./кВт·ч по данным за 2017 г.), что значительно сокращает потребление топлива на производство электроэнергии (при таком соотношении удельных расходов и объемов производства электроэнергии средний расход топлива на производство электроэнергии на блоках не ТЭЦ должен составлять 331 г у.т./кВт·ч).

Значительного увеличения мощности ТЭЦ в будущем не планируется ввиду наличия технических ограничений на их работу, а именно спроса на тепловую энергию, производимую ТЭЦ. В данный момент ТЭЦ работают по тепловому графику, что является наиболее экономичным для данного типа оборудования. Однако после ввода АЭС даже существующие ТЭЦ периодически будут разгружаться ниже теплового графика, а значит, что целесообразность создания новых энергоблоков отсутствует.

При этом продолжается работа по модернизации и повышению эффективности работы существующих ТЭЦ. Так, в рамках Государственной программы развития белорусской энергетической системы на период до 2016 г. на ТЭЦ модернизировано и введено в эксплуатацию:

- Минской ТЭЦ-2 — 65 МВт;
- Витебской ТЭЦ — 40 МВт;
- Гродненской ТЭЦ-2 — 121 МВт;
- мини-ТЭЦ в г. Речице — 4,2 МВт;
- Мозырской ТЭЦ — 60 МВт;
- Бобруйской ТЭЦ-2 — 2 МВт.

Согласно Отраслевой программе развития электроэнергетики на 2016–2020 гг. на отдельных объектах ГПО «Белэнерго» планируется ввод новых мощностей (с учетом ввода новых и замещения выбывающих):

- Минская ТЭЦ 3 — 115 МВт;
- Гродненская ТЭЦ 2 — 70 МВт;
- Могилевская ТЭЦ 2 — 20 МВт;



- Гомельская ТЭЦ 1 — 29 МВт;
- Могилевская ТЭЦ 1 — 25 МВт;
- Брестская ТЭЦ — 12 МВт.

2.4. РАЗВИТИЕ КОНДЕНСАЦИОННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

Конденсационная генерация в белорусской энергосистеме представлена всего тремя станциями:

- ТЭЦ-5 — 719,6 МВт;
- Березовская ГРЭС — 1255,1 МВт;
- Лукомльская ГРЭС — 2 889,5 МВт.

Конденсационные станции в белорусской энергосистеме обеспечивают функции баланса мощности и обеспечивают выработку электроэнергии в объеме, необходимом для обеспечения данного баланса. Так как на работу конденсационных станций не накладываются технологические ограничения, как на ТЭЦ (необходимость работы по тепловому графику) или на ГЭС, ВЭУ и СЭС (работа в зависимости от наличия водотока, ветра и потока солнечной радиации), то мощность данных станций может изменяться в зависимости от разницы между производством энергии на других технологиях и потреблением энергии.

При этом конденсационные станции белорусской энергосистемы имеют большой срок эксплуатации. Так, например, Первый блок Березовской ГРЭС введен в промышленную эксплуатацию в декабре 1961 г. Первый блок Лукомльской ГРЭС был пущен в декабре 1969 г. Таким образом, основные станции имеют уже более 55 лет эксплуатации и сейчас ведется работа по обновлению оборудования.

В ходе реализации Государственной программы развития белорусской энергетической системы на период до 2016 г. введен в эксплуатацию блок ПГУ на Минской ТЭЦ-5 мощностью 400 МВт и установлена газовая надстройка на один из блоков Березовской ГРЭС мощностью 58 МВт.

Кроме того, на Березовской и Лукомльской ГРЭС введены в эксплуатацию по одному блоку ПГУ 430 МВт каждая.

В отраслевой программе развития электроэнергетики на 2016–2020 гг. увеличение мощности ГРЭС не планируется в связи с ожидаемым профицитом электроэнергии после ввода АЭС. Более того, запланирован вывод из эксплуатации блока на Березовской ГРЭС в размере 160 МВт.

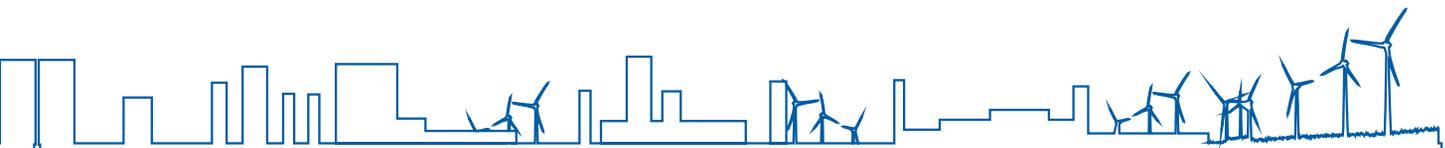
Однако для поддержания баланса мощности необходимо ввести дополнительно 800 МВт пиково-резервных мощностей, которые будут размещаться на площадках ГРЭС.

2.5. РАЗВИТИЕ ВИЭ

Установки по использованию возобновляемых источников энергии использовались в энергосистеме на самом первом этапе ее формирования. Так еще в 50-х гг. 20 в. было построено около 180 малых ГЭС общей мощностью 21 МВт. Дальнейшее развитие ГЭС было в основном сконцентрировано на строительстве малых ГЭС, так как рельеф местности не позволяет строить крупные гидроэлектростанции ввиду того, что это ведет к затоплению значительных территорий.

В 1990-х и 2000-х годах строительство ГЭС было минимальным. Проводились работы по ремонту и восстановлению законсервированных ранее станций.

Активное строительство ГЭС началось в 2010-х гг., когда производство электроэнергии на них стало экономически обоснованным в результате цены на природный газ.



Так, в 2012 г. введена в эксплуатацию Гродненская ГЭС (максимальная на тот момент по мощности гидростанция) общей мощностью 17 МВт. Позже в 2017 г. ввели в эксплуатацию еще две станции, Полоцкую (21,66 МВт) и Витебскую (40 МВт), доведя тем самым суммарную мощность ГЭС до 95 МВт. Технический потенциал белорусских рек оценивается в 200 МВт, так что практически половина его уже используется, а полное использование речного потенциала позволит увеличить мощность ГЭС не более чем на 100 МВт, это, в свою очередь, не позволит играть ГЭС значительную роль в общем балансе энергосистемы.

Еще одним вариантом использования ВИЭ является использование энергии ветра и солнца. Технический и технологический прогресс значительно сократил капитальные затраты на строительство энергетических установок такого типа.

На рис. 8 приведена динамика изменения цен на солнечные батареи за период с 1977 г. по 2015 г. По данным EnergyTrend только за первые три квартала 2018 г. средние цены на моно- и поликристаллические солнечные модули упали на 19,8 % и 25,5 % соответственно.

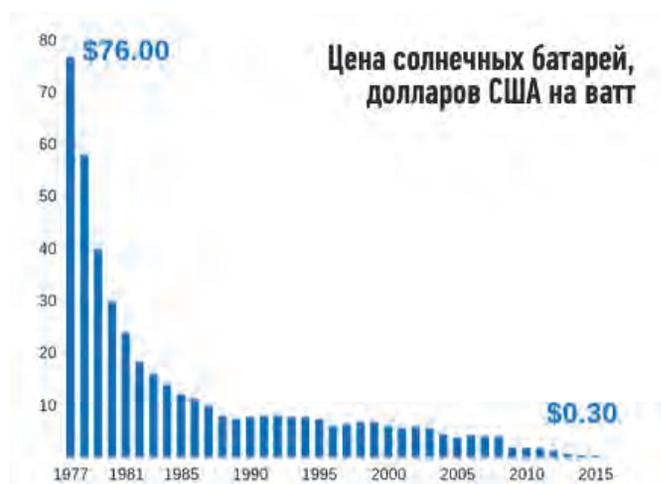


Рис. 8. Динамика изменения цен на солнечные батареи, долл. США на ватт

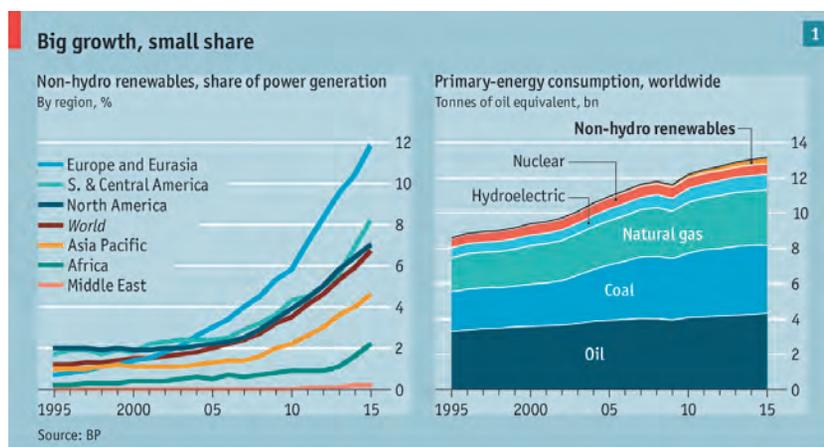


Рис. 9. Динамика развития ВИЭ в мире



Постановлением Министерства экономики Республики Беларусь от 30.06.2011 г. № 100 «О тарифах на электрическую энергию, производимую из возобновляемых источников энергии, и признании утратившими силу некоторых постановлений Министерства экономики Республики Беларусь» были установлены повышающие тарифы на энергию от ВИЭ. Но ввод повышающих тарифов увеличил затраты ГПО «Белэнерго», что привело в итоге к принятию Указа № 209 «Об использовании возобновляемых источников энергии» от 18 мая 2015 г., который фактически ввел ограничения на ввод новых мощностей с использованием ВИЭ. Объем возможных для ввода новых мощностей определяется на государственном уровне и распределяется между инвесторами на основании конкурса. Создание ВИЭ сверх квоты возможно только для обеспечения собственного потребления. Квоты на 2016–2020 гг. составили всего 215 МВт, из них на ветер и солнце приходится только 58,8 и 15 МВт соответственно. Таким образом, некоторая незначительная доля ВИЭ сохранила поддержку в виде стимулирующего коэффициента, но при этом источники, которые не получили квоты, не могут продавать в сеть электроэнергию ни по стимулирующему, ни по обычному тарифу, что является фактическим запретом на создание ВИЭ сверх квот.

Данные изменения в законодательстве значительно повлияли на темпы ввода ВИЭ в энергосистему. Однако оценить изменение установленной мощности сложно, так как многие станции ВИЭ находятся в собственности малого предпринимательства и данные о них не публикуются в сборниках Белстата. Оценить уровень использования ВИЭ можно по структуре установленной мощности, приведенной на сайте РУП «ОДУ». Так, ГПО «Белэнерго» владеет 97,2 МВт установленной мощности ВИЭ (данные на конец 2018 г.). Кроме того, в собственности других субъектов хозяйствования находится 27,4 МВт, использующих биогаз, 107,6 МВт ветростанций, и 153 МВт солнечных станций.

В связи с вводом АЭС и ожидаемым профицитом мощности на данный момент существует фактический запрет на подключение к сети любых электрогенерирующих установок, кроме установок, построенных в рамках квот на подключение ВИЭ, а значит, в ближайшее время значительный рост ВИЭ не ожидается.

3. ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ ВИЭ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Увеличение доли ВИЭ в структуре генерации является общеевропейским и общемировым трендом развития энергосистемы. В данном случае под ВИЭ понимаются в первую очередь солнечные и ветроэнергетические установки. Другие виды ВИЭ, такие как древесное топливо и биогаз, можно отнести к традиционным источникам электрической энергии, если рассматривать их с точки зрения осуществления управления. Данные виды могут управляться диспетчером, кроме того, их доля в структуре энергосистемы ограничена потенциалом используемого топлива.

Особенности работы солнечных и ветряных станций заключаются в том, что они не используют топлива, а значит, у них нет ограничений на долю в структуре энергосистемы. Но при этом выработка электроэнергии на данных видах установок не может управляться диспетчером.

Данный аспект является существенным ограничением при работе ВИЭ в энергосистеме, так как фактически любая установленная мощность ВИЭ в энергосистеме должна иметь резерв в виде генерирующих мощностей энергоблоков на традиционных видах топлива.

Фактически, не имея ограничений по топливному потенциалу, ВИЭ имеют ограничения по технологическому потенциалу возможности работы в энергосистеме без нарушения надежности электроснабжения.

Для увеличения данного потенциала страны с большой долей ВИЭ начинают внедрять механизмы компенсации негативного влияния ВИЭ, а именно: внедрение аккумуляторов, стимулирование распределенной генерации, формирование и развитие рынка электроэнергии, внедрение технологий Smart Grid (Smart Grid — это автоматизированная система, которая самостоятельно отслеживает и распределяет потоки электричества для достижения максимальной эффективности использования энергии). Интеллектуальным сетям (Smart Grid) присущи следующие атрибуты: способность к самовосстановлению после сбоев в подаче электроэнергии; возможность активного участия в работе сети потребителей; устойчивость сети к физическому и кибернетическому вмешательству злоумышленников; обеспечение требуемого качества передаваемой электроэнергии; обеспечение синхронной работы источников генерации и узлов хранения электроэнергии; появление новых высокотехнологичных продуктов и рынков; повышение эффективности работы энергосистемы в целом и др.

При этом в последнее время экономических барьеров для ввода ВИЭ также нет. Себестоимость производства электроэнергии на ВИЭ уже сегодня в Беларуси меньше, чем на газовых блоках (4 цента на ветроэлектростанциях против 4,55 в среднем по системе), а результаты аукционов на строительство энергоисточников в мире опускаются к показателю до 2 центов/кВт·ч.



4. ГРАФИКИ НАГРУЗКИ И ИХ ЗАПОЛНЕНИЕ

Как указано выше, из-за отсутствия возможности накопления электрической и тепловой энергии необходимо, чтобы в каждый момент времени производство данных видов энергии совпадало с потреблением. С этим связано влияние графика потребляемой мощности на экономичность работы всей энергосистемы. График потребления, а как следствие, и выработки энергии изменяется от часа к часу на протяжении дня. Более того, отличаются графики потребления в будние дни и выходные, а также типовые графики производства в отопительный и межотопительный период.

При анализе графика нагрузки по рабочим дням (рис. 10) отчетливо видно два дневных пика в районе 8–10 и 17–19 часов.

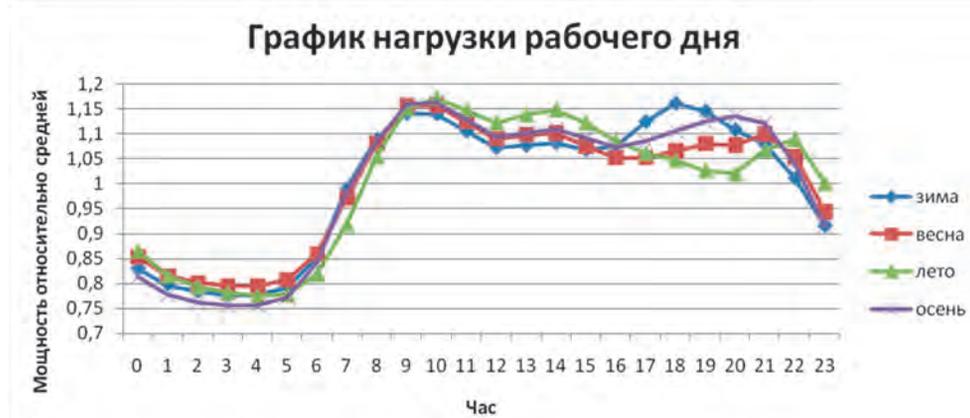
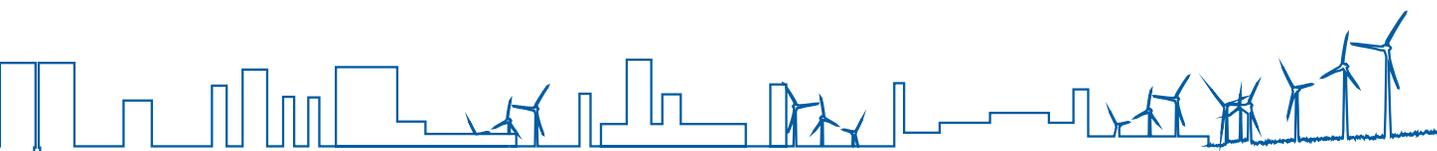


Рис. 10. График относительной нагрузки рабочего дня

Это объясняется особенностью потребления энергии. В это время на промышленное потребление накладывается резкий рост потребления населением и электротранспортом. При этом следует заметить, что летом второй пик смещается ближе к 21.00, а зимой — ближе к 17.00, что связано с различной продолжительностью светового дня. Максимальный провал мощности наблюдается ночью из-за уменьшения потребления энергии всеми отраслями хозяйства.



Рис. 11. График относительной нагрузки выходного дня



В субботу и воскресенье (рис. 11) более ярко выражен пик в 17–20 часов (в воскресенье пик в 8–10 часов вообще отсутствует, а в это время потребляемая мощность только растет). Это связано с тем, что многие предприятия не работают в выходные дни.



Рис. 12. График относительной нагрузки по дням недели

При анализе изменения потребляемой мощности на протяжении недели (рис. 12) видно, что максимальная мощность потребляется во вторник и среду. В выходные дни потребляемая мощность ниже средней. Это происходит из-за того, что большая часть предприятий в эти дни не работают, а именно промышленность потребляет большую долю электроэнергии.



Рис. 13. График нагрузки по неделям

При анализе графика нагрузки по неделям (рис. 13) видно, что максимальная мощность потребляется зимой. В летние же месяцы потребляемая мощность ниже средней. Это связано с потреблением электроэнергии на обогрев и короткой продолжительностью светового дня зимой, что требует более раннего и продолжительного включения уличного освещения. Население также больше потребляет электроэнергии по тем же причинам.



Типовые графики нагрузки в энергосистеме и структура их покрытия в рабочие дни приведены на рис. 14, 15.

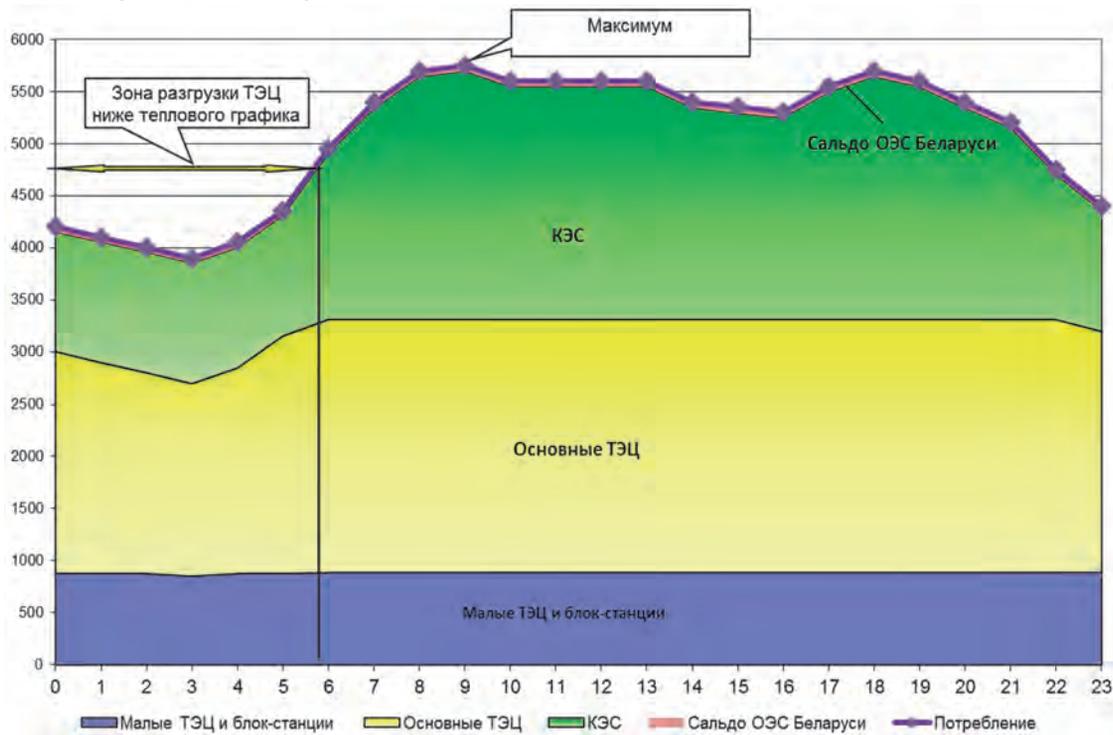


Рис. 14. Типовой график нагрузки в энергосистеме в отопительный период в рабочий день

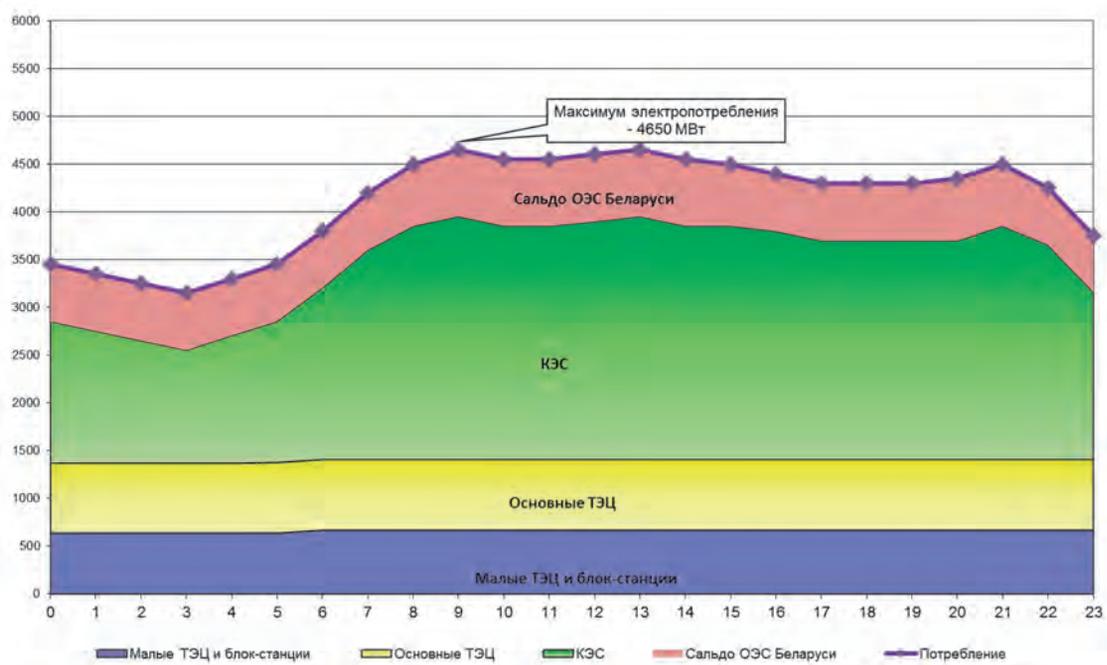


Рис. 15. Типовой график нагрузки в энергосистеме в межотопительный период в рабочий день



Как видно из графиков, малые ТЭЦ и блок-станции всегда расположены в базовой части, так как они вырабатывают энергию для собственных нужд по цене, которая получается ниже среднего тарифа по энергосистеме.

Затем нагрузку получают ТЭЦ по тепловому графику, а поддержание баланса мощности обеспечивается за счет КЭС. При этом уже сегодня в ночной период приходится разгружать ТЭЦ ниже теплового графика, а значит, эффективность производства в этот период на ТЭЦ ниже, чем на КЭС.

В межотопительный период доля ТЭЦ сокращается пропорционально снижению спроса на тепловую энергию. Основную нагрузку в этот период несут КЭС, а при необходимости дефицит энергии компенсируется импортом.



5. ОСОБЕННОСТИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

В последние четыре десятилетия произошли существенные перемены в энергетической политике практически всех стран мира. Правительства практически всех стран сталкиваются со сложными и зачастую конфликтными проблемами, среди которых основными являются обеспечение дешевой и надежной энергией, максимальное снижение воздействия на окружающую среду, повышение энергетической эффективности, привлечение инвестиций и обеспечение баланса интересов различных заинтересованных сторон. Разрешение этих проблем связано с огромной ролью энергии в обеспечении экономических, социальных и экологических целей развития общества. Особенно актуальным является практическое понимание результатов реализации предлагаемых стратегий развития.

Повышение эффективности использования энергии имеет особое значение для долгосрочных стратегических задач планирования развития национальной энергетики для стран с переходной экономикой и, в частности, для Беларуси.

Основной целью производителей электрической энергии является адекватное удовлетворение потребностей в электроэнергии с минимальными затратами. Конечно, производители электрической энергии должны подчиняться существующим ограничениям, таким как финансовые ограничения, доступность внутренних ресурсов и правительственная политика. Таким образом, «минимальные затраты» обычно означают минимум средств при условиях финансовых, ресурсных, технических, политических ограничений и ограничений, связанных с окружающей средой, и эти ограничения определяют, в свою очередь, относится ли минимум к минимальным затратам для энергетической компании, экономики или комбинации обоих.

Процесс планирования в электроэнергетике может быть сведен к поиску ответов на следующие вопросы:

- КАКУЮ мощность установить для того, чтобы гарантировать соответствующий уровень надежности обеспечения электрической энергией?
- КОГДА будет подходящее время для того, чтобы ввести выбранное оборудование в эксплуатацию?
- КАК выбрать лучшую комбинацию среди различных доступных в настоящее время и в будущем технологий и видов топлива?

Необходимость ответа на первые два вопроса обусловлена основным отличием электрической энергии от других видов продукции. Это отличие заключается в том, что произведенная электрическая энергия не может быть отправлена на склад в ожидании спроса на нее.

Разработка оптимальной стратегии развития электрогенерирующей системы охватывает длительный временной интервал. Это обуславливает необходимость учитывать определенные системные эффекты. Например, кратковременный оптимум для электрогенерирующей системы часто состоит в добавлении оборудования с низкими капитальными затратами и большими эксплуатационными расходами, в частности газовых турбин. Однако если принять во внимание долгосрочную эксплуатацию электрогенерирующей системы, блоки с более высокими капитальными затратами, но с более низкими эксплуатационными расходами могут быть более оптимальными. То есть экономии на эксплуатационных затратах системы, свойственной блокам с высокими капитальными затратами, не достаточно для того, чтобы отклонить капитальные дополнительные затраты,



если только рассматривать несколько лет, но часто этого достаточно, если рассматривать более длительный период времени.

Как выше было отмечено, доля ТЭЦ в белорусской энергосистеме значительна. При этом низкие маневренные возможности основных КЭС не позволяют останавливать их ежедневно. Останавливать блоки Лукомльской и Березовской ГРЭС каждую ночь невозможно по причине быстрого износа блоков.



6. МЕТОДИКА МНОГОВАРИАНТНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОТРЕБНОСТЕЙ ОТРАСЛЕЙ НАРОДНОГО ХОЗЯЙСТВА В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСАХ

6.1. ПРИНЦИП МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОГНОЗА

Прогнозирование потребностей отраслей народного хозяйства в топливно-энергетических ресурсах, в том числе электроэнергии, является подзадачей определения путей сбалансированного развития экономики.

Основным инструментом разработки прогноза народного хозяйства являются перспективные межотраслевые балансы.

Межотраслевой баланс строится с учетом вида и значений производственных функций, определяющих необходимое количество затрат для выпуска того или иного вида продукции. При этом под затратами подразумеваются капиталовложения, привлеченные трудовые, материальные и топливно-энергетические ресурсы.

Поскольку абсолютно детальное описание действительных форм производственных функций невозможно, используется их линейное приложение. В этих условиях решение проблемы общего равновесия сводится к обращению матрицы коэффициентов системы линейных уравнений. Если a_{ik} представляет собой коэффициент затрат, показывающий количество единиц продукции отрасли i , необходимое для производства единицы продукции отрасли k , то взаимосвязи между валовыми выпусками x_1, x_2, \dots, x_n по отраслям, составляющих национальную экономику, и так называемым конечным спросом, включающим в себя потребление и накопление, должны удовлетворять следующему матричному уравнению:

$$(I-A) \cdot X = Y, \quad (1)$$

где матрица A является квадратной неотрицательной матрицей всех коэффициентов затрат (с a_{ik} в качестве отдельного элемента),

X — вектор-столбец n элементов валового выпуска,

Y — вектор-столбец конечного спроса,

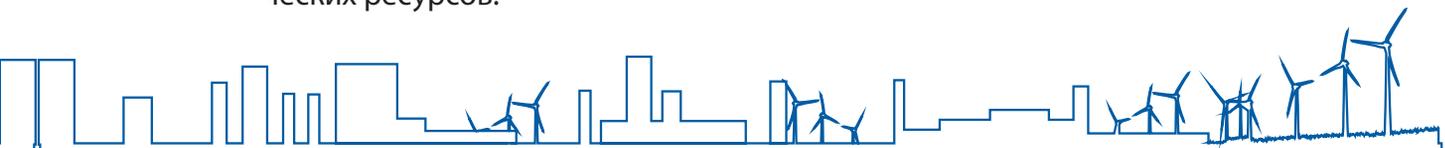
I — единичная матрица.

В динамическом программировании используется матричное уравнение «затраты–выпуск», в котором в исходную схему вводятся динамические связи «запас–поток». Динамическая система описывается линейными дифференциальными уравнениями с постоянными коэффициентами:

$$(I-A) \cdot X(t) - B \cdot X'(t) = Y(t) \quad (2)$$

Общий элемент b_{ik} квадратной матрицы B представляет собой запас продукции отрасли i , требуемый для производства единицы продукции отрасли k . Компоненты вектора $B \cdot X'(t)$ описывают скорость прироста всех видов запасов, т. е. скорость накопления всех видов ресурсов в их взаимосвязи с изменениями скоростей выпуска всех X' отраслей.

Одним из элементов матрицы затрат являются затраты топливно-энергетических ресурсов.



Межотраслевой баланс в зависимости от степени агрегации может строиться в стоимостном, натурально-стоимостном и натуральном выражении.

Необходимая степень агрегации определяется целями и горизонтом планирования. Для целей долгосрочного планирования, как правило, используются межотраслевые балансы в стоимостном выражении.

Представленная межотраслевая модель экономики, сформулированная в виде оптимизационной задачи, с учетом имеющихся балансовых ограничений по ресурсам, в том числе и по топливно-энергетическим, используется для максимизации конечного потребления (валового внутреннего продукта), описанного выражением (2).

6.2. ПЕРВЫЙ ЭТАП ПРОГНОЗИРОВАНИЯ

Первым этапом прогнозирования потребностей народного хозяйства в топливно-энергетических ресурсах является построение оптимального сценария развития народного хозяйства и определение объемов выпуска конечной продукции в отдельных отраслях экономики, обеспечивающих максимум валового внутреннего продукта, на основе оптимизации межотраслевого баланса.

В случае, характерном для условий Республики Беларусь, актуальной является задача обеспечения максимума валового внутреннего продукта при минимизации затрат капитала и ресурсов, в том числе и топливно-энергетических ресурсов.

6.3. ВТОРОЙ ЭТАП ПРОГНОЗИРОВАНИЯ

Вторым этапом прогнозирования потребностей народного хозяйства в топливно-энергетических ресурсах является определение количества конечного потребления энергии, необходимой для обеспечения производственной программы оптимального сценария экономического развития.

При долгосрочном прогнозировании в качестве входных переменных для определения значения конечного потребления энергии в отраслях используются значения валового внутреннего продукта и его темпы роста. В общем виде зависимость между валовым внутренним продуктом экономики и величиной конечного потребления энергии E может быть представлена в виде:

$$e_{ij} = \frac{E_{ij}}{P_i}, \quad (3)$$

где e_{ij} — энергоемкость продукции отрасли i , потребляющей вид энергии j ,
 P_i — значение валового внутреннего продукта в отрасли i .

В свою очередь величина энергоемкости продукции определена следующим образом:

$$\frac{E_{ij}}{E_{ij0}} = \left(\frac{P}{P_0} \right)_i^\gamma, \quad (4)$$

где E_{ij} — объем конечного потребления энергии вида j в отрасли народного хозяйства i .



Таким образом, величина конечного потребления энергии является функцией энергоемкости и значения валового внутреннего продукта. В свою очередь, энергоемкость продукции является сложной функцией от валового внутреннего продукта, демографических, социальных и технических факторов.

Метод определения энергоемкости продукции зависит от вида прогноза, размерности модели и доступности информации, характеризующей производственные процессы в планируемом периоде.

При краткосрочном прогнозировании (до 5 лет) известны практически все виды выпускаемой продукции, характеристики технологических процессов и возможные варианты замены оборудования. Имеющийся план в данном случае позволяет разработать детальный натуральный баланс производства, который учитывает всю номенклатуру производства и ее производителей. Размерность модели межотраслевого баланса и энергоемкости продукции определяется количеством наименований производимой продукции и приближается к трехзначному значению.

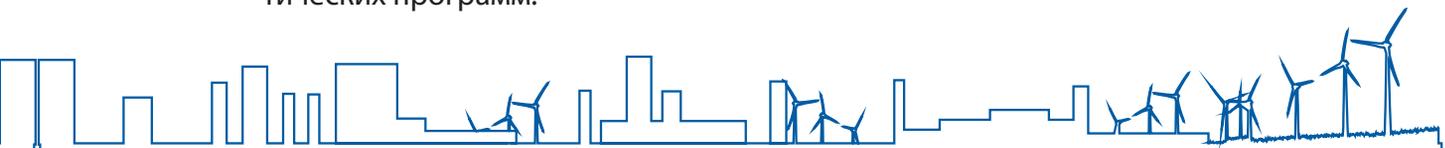
В практике бывшего СССР государственные органы, отвечающие за планирование, широко использовали детальные натуральные балансы для разработки годовых прогнозов производства и потребления различных видов ресурсов, в том числе и энергетических. Однако даже в условиях планового и директивного хозяйства данные прогнозы постоянно корректировались, хотя довольно точно отражали макроэкономические пропорции и показатели. В условиях рыночной экономики детальные натуральные балансы как средство прогнозирования пригодны для макроуровня и для прогнозирования сроком на год-два.

Для среднесрочных прогнозов (5–15 лет) необходимо использовать высокоагрегированные модели, поскольку в распоряжении составителя прогноза имеется только общий перечень видов продукции отраслей промышленности и народного хозяйства. Технологическая база производства на протяжении прогнозируемого периода должна измениться в соответствии с известными тенденциями и предложениями на рынке технологий и средств производства. Конкретные производители отдельных видов продукции известны конкретно только в отдельных случаях и в капиталоемких отраслях. Так, очевидно, что тракторы будет производить МТЗ, а нефтепродукты глубокой переработки — Новополоцкий и Мозырский НПЗ. Сведения о производителях продукции с инвестиционным циклом менее 5 лет отсутствуют. Достаточно сложно также определить точные значения энерго- и ресурсоемкости данных видов продукции.

При определении долгосрочных потребностей (свыше 15 лет) исходной информации значительно меньше, неопределенность выше. Достаточно точно известны виды продукции, которые могут производиться в базовых, капиталоемких отраслях, в которых коренное перевооружение и смена технологий невозможна в сроки, сопоставимые с горизонтом планирования. Такими отраслями могут быть горнодобывающая, нефтеперерабатывающая, химическая и энергетика.

В условиях меняющейся конъюнктуры рынка, ускорения темпов научно-технического прогресса, особенно в области информатики и электроники, сведения о предприятиях-производителях всех видов продукции не будут достаточно точными. Из видов продукции достоверно можно судить о потреблении базовых ресурсов, традиционных продуктов питания и т. п. При определении долгосрочных прогнозов обоснованно рассматривать продукцию как результат работы отраслей в целом, выраженной в стоимостном виде или в долях от количества валового внутреннего продукта в целом.

Поскольку долгосрочные прогнозы строятся на высокоагрегированных стоимостных моделях, определение потребности в энергоресурсах возможно только по отдельным видам и группам с учетом фундаментальных тенденций в научно-технической сфере, долгосрочных демографических, социальных и политических программ.



Точное математическое выражение зависимости энергоемкости продукции от всех влияющих факторов на длительную перспективу получить невозможно. Поэтому для долгосрочного прогноза энергоемкости валового внутреннего продукта необходимо использовать средства регрессивного анализа и вводить показатели, характеризующие влияние различных факторов.

Представляется целесообразной для долгосрочного прогнозирования объемов потребления топливно-энергетических ресурсов следующая функция:

$$E = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m E_{ij0} \cdot \left(1 + \frac{\Delta P_i}{P_{i0}} \right)^{\gamma_{ij}}, \quad (5)$$

где γ_{ij} — степень чувствительности изменения объема потребления энергоресурса j к изменению объема производства продукции в отрасли i ;

ΔP_i — прирост производства внутреннего валового продукта в отрасли i в текущем периоде.

В приведенном выражении показатель степени γ определяется как сумма влияющих факторов — технологических, демографических и прочих:

$$\gamma = \gamma_{\text{технологический}} + \gamma_{\text{демографический}} + \gamma_{\text{прочие}}$$

Индекс «0» соответствует значению показателя в базовом периоде.

В целом для определения потребностей в энергии, подставив (4) и (5) в (3), можно получить выражение:

$$\Delta_{ij} = 1 - \left(\frac{P}{P_0} \right)_i^{\gamma-1}, \quad (6)$$

Наибольшую сложность в данной методике представляет определение степени γ_{ij} , математически точное описание которой получить невозможно. Данный показатель должен определяться с помощью методов регрессивного анализа и экспертных оценок.

Связь между степенью γ_{ij} и снижением потребления энергоресурса j на производство единицы внутреннего валового продукта отрасли i выражается формулой:

$$j_{ij} = \log_{\frac{P}{P_0}} \left[\frac{P \cdot (1 - \Delta_{ij})}{P_0} \right], \quad (7)$$

Потребление топливно-энергетических ресурсов в прогнозном году согласно предложенной методике должно определяться путем пошагового расчета объемов потребления от базового года в соответствии с принятым интервалом планирования.

Для долгосрочного планирования необходимо определить объем потребления по отраслям промышленности трех-четырёх основных топливно-энергетических ресурсов: электроэнергии, тепловой энергии, котельно-печного топлива и светлых нефтепродуктов.



6.4. ТРЕТИЙ ЭТАП ПРОГНОЗИРОВАНИЯ

Третьим этапом определения потребностей отраслей народного хозяйства в топливно-энергетических ресурсах является формирование оптимального топливно-энергетического баланса, уточнение объемов и потребляемых конечных и первичных видов энергии. Проблема построения оптимального топливно-энергетического баланса не является предметом рассмотрения.



7. ТРЕБОВАНИЯ К МОДЕЛИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ С БОЛЬШОЙ ДОЛЕЙ ВИЭ

На основании всего вышесказанного и поставленных задач в данной работе можно сформулировать ряд требований к модели:

1. Модель должна быть оптимизационного типа. Так как задача стоит в разработке плана развития энергосистемы, а не в детальном моделировании процессов существующей энергосистемы, то необходимо выполнять оптимизацию ввода нового и вывода старого оборудования, что требует использования оптимизационных алгоритмов, и, следовательно, модель должна быть оптимизационной.
2. Модель должна позволять строить временные ряды. Исходя из цели разработать план развития энергосистемы до 2050 г., необходимо использовать временные ряды для задания исходных данных и получения графиков ввода оборудования, технико-экономических показателей работы энергосистемы на протяжении рассматриваемого периода.
3. Модель должна иметь возможность рассчитывать сценарии развития энергосистемы. Так как предусматривается разработать нескольких вариантов развития энергосистемы, то необходимо, чтобы модель поддерживала сценарный подход при прогнозировании развития энергосистемы.
4. Модель должна иметь возможность описывать работу ТЭЦ. Учитывая большую долю выработки электроэнергии и тепловой энергии, вырабатываемой на ТЭЦ, моделирование энергосистемы невозможно без детального моделирования работы ТЭЦ.
5. Модель должна иметь возможность задавать почасовые графики нагрузки или их аналоги. Учитывая, что значительная доля энергоблоков обладает низкими маневренными возможностями, учет графика нагрузки играет важную роль при определении кандидата на ввод энергоблока.
6. Модель должна учитывать надежность энергоснабжения. Так как основной целью данной работы является разработка плана развития энергосистемы, при котором доля ВИЭ будет максимальной, непредсказуемость выработки на ветро- и солнечных станциях будет существенным образом влиять на надежность энергоснабжения. Модель энергосистемы должна учитывать надежность энергоснабжения для сохранения качества производимой электроэнергии.
7. Модель должна учитывать экономические, технические и инвестиционные показатели работы существующего и перспективного оборудования. Так как любой вариант развития энергосистемы должен быть экономически обоснован, то, следовательно, при их построении необходимо учитывать экономические параметры работы оборудования.
8. Модель должна иметь возможность ввода набора кандидатов на ввод в энергосистему и формировать график ввода кандидатов, исходя из экономической целесообразности. Так как период прогнозирования достаточно продолжительный, несколько десятилетий, то в качестве блоков, которые могут быть запущены в эксплуатацию в энергосистеме, должна учитываться возможность технологического прогресса в энергогенерирующем оборудовании.
9. Модель должна обеспечивать уровни резервирования. Так как резервирование является основным параметром, который влияет на надеж-



ность энергоснабжения, то данный параметр необходимо контролировать отдельно.

10. Модель должна иметь возможность моделировать работу ВЭУ и СЭС. Так как выработка электроэнергии на ВЭУ и СЭС зависит от наличия ветра или солнечного излучения и не может управляться диспетчером (кроме режима аварийного ограничения мощности), то необходима отдельная модель для работы ВЭУ и СЭС.
11. Модель должна иметь возможность расчета выбросов парниковых газов от использования ископаемого топлива на производство электрической и тепловой энергии. Так как одним из сценариев является обеспечение выполнения обязанностей, взятых на себя в рамках Парижского соглашения, то необходимо учитывать объемы выбросов парниковых газов от использования электроэнергии и тепловой энергии.
12. Модель должна иметь возможность рассчитывать дополнительные индикаторы и показатели работы энергосистемы, заданные пользователем. Так как наряду с выбросами парниковых газов планируется рассчитывать еще ряд параметров, то модель должна иметь возможность задать данные параметры и алгоритм их расчета для автоматизации данного процесса.
13. Модель должна иметь возможность задать приоритетный график загрузки блоков для правильного моделирования работы ТЭЦ и АЭС. Так как посуточное изменение мощности АЭС нежелательно по экономическим и технологическим причинам, то необходимо задать данному блоку более высокий приоритет, который позволяет загрузить блок АЭС, не взирая на экономическую целесообразность. Аналогичная ситуация с ТЭЦ. Данный вид блоков работает по тепловому графику нагрузки, а значит, должен быть нагружен с целью обеспечения потребителей тепловой энергией, невзирая на экономическую целесообразность.
14. Модель должна иметь возможность ввода различных топлив и прогноз цен на них. Цены на топливо должны учитываться при определении порядка загрузки блоков и графика ввода в эксплуатацию.

8. АНАЛИЗ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ СУЩЕСТВУЮЩИХ МОДЕЛЕЙ ПЛАНИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ

8.1. MESSAGE

Модель MESSAGE обычно используется для оптимизации системы обеспечения энергией. Однако с помощью модели MESSAGE можно оптимизировать и другие системы, удовлетворяющие заданный спрос на товары или услуги, которые обрабатываются перед поставкой конечным потребителям. MESSAGE состоит из модуля данных по спросу, модуля данных по предложению, модуля оптимизации, модуля обработки результатов и поддерживающих программ. Модель MESSAGE ориентирована как на оперативное планирование, так и на стратегическое планирование. Модель MESSAGE является инструментом для среднесрочного и долгосрочного динамического планирования эксплуатации и развития энергетических систем. Цели модели:

- анализ добычи ресурсов;
- импорт/экспорт энергии;
- анализ преобразования энергии;
- анализ передачи и распределения энергии;
- анализ конечного потребления энергии потребителями;
- политика защиты окружающей среды;
- инвестиционная политика;
- издержки неиспользованных возможностей (скрытые цены, предельные издержки).

Модель позволяет выполнять следующее:

- макроэкономический анализ при помощи оценки цен на энергоносители и воздействия налогов на CO₂ на соотношение энергоносителей в энергетической системе;
- анализ спроса, включая количественное выражение полезной энергии, конечной энергии, первичной энергии, эффективность использования энергии, замену топлива, сохранение (экономия) энергии, энергетическую/экономическую эластичность;
- анализ ресурсов, включая классификацию по ценам топливных ресурсов, потенциала местных возобновляемых источников энергии и затрат;
- анализ предложения при помощи детальной оценки конфигурации системы энергоснабжения;
- динамическая оптимизация баланса спроса и предложения.

Модель MESSAGE использовалась в исследованиях многих стран мира, начиная с местных отраслей промышленности и до глобальных сетей, и для периодов от 1 года до 100 лет. В модели MESSAGE легко изменять входные данные и условия, включая изменения целевой функции. Она включает специальную базу данных по технологиям. Модель MESSAGE может быть реализована на персональных компьютерах, однако требует специальной подготовки.



8.2. WASP

WASP — это модель МАГАТЭ для анализа планов расширения производства электроэнергии. WASP позволяет пользователю найти оптимальный план расширения для генерации энергии в течение длительного периода времени и в пределах выявленных ограничений. Модель может включать в себя доступность топлива, ограничения на выбросы, надежность системы и т. д. Перечень энергоблоков, которые могут быть внедрены в энергосистему и соответствуют ограничениям, оценивается по стоимости капитала, топлива, оборудования, стоимости инвестиций и стоимости потребляемой энергии.

Код WASP-IV позволяет находить оптимальный план расширения для энергогенерирующей системы в течение периода до тридцати лет в рамках ограничений, предоставляемых планировщиком. Оптимум оценивается с точки зрения минимальных дисконтированных общих затрат.

Каждый возможный набор энергоблоков, добавляемых в систему при ее развитии, удовлетворяющий ограничениям, оценивается с помощью функции стоимости (целевой функции), которая состоит из:

- капиталовложения (I);
- спасенной стоимости инвестиционных затрат (S);
- расходов на топливо (F);
- расходов на запасы топлива (L);
- расходов на эксплуатацию и техническое обслуживание, не связанных с топливом (M);
- стоимости необслуживаемой энергии (O).

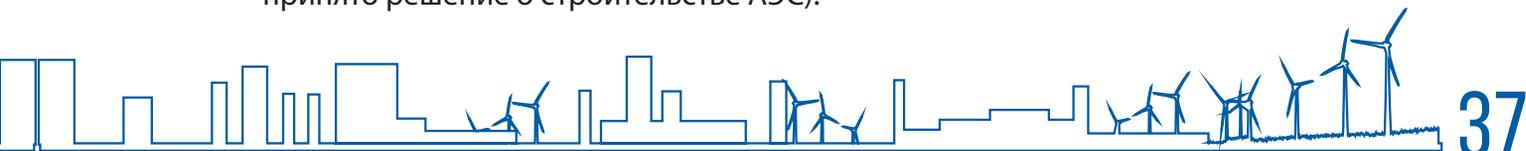
WASP требует в качестве начальной точки расчетов набор энергетических блоков, которые могут быть запущены в эксплуатацию в рассматриваемом периоде.

Для каждого рассматриваемого года определяется критический период как период года, для которого разница между соответствующей доступной генерирующей мощностью и пиковым спросом имеет наименьшее значение. Для данного периода набор мощности рассчитывается таким образом, чтобы в каждом году установленная мощность в критический период лежала между заданными максимальными и минимальными резервами.

Надежность конфигурации системы оценивается WASP по индексу Loss-of-Load Probability (LOLP) (индекс потери нагрузки). Этот индекс рассчитывается в WASP для каждого периода года и определяется как вероятность потери нагрузки в течение года. Умноженный на количество часов данный показатель рассчитывает среднегодовое число часов, на протяжении которого будет наблюдаться дефицит в энергоснабжении. Данный параметр может быть рассчитан или задан в виде ограничения.

Ожидаемая продолжительность потери нагрузки, умноженная на дефицит мощности в этот период, показывает, какой объем электроэнергии может быть недопоставлен конечному потребителю. Задав цену недопоставленной энергии (в виде стоимости импорта электроэнергии в рамках аварийных поставок или платежей энергетическими компаниями в пользу потребителей, которые не получили электроэнергию), получаем общую стоимость недопоставленной энергии и инструмент экономической оптимизации надежности энергоснабжения.

Пользователь может также наложить ограничения на первый год использования технологии, а также максимальное и минимальное количество вводимых блоков каждого типа. Это позволяет учесть ограничения по возможным строительным мощностям, а также принудительно ввести определенные энергоблоки, если такие запланированы энергетическими программами (например, если уже принято решение о строительстве АЭС).



Генерация каждого блока за каждый период года оценивается на основе оптимального порядка загрузки блоков, которая, в свою очередь, зависит от наличия установок, требований по обслуживанию, требований к запасам резервов и любых экзогенных ограничений, налагаемых пользователем на экологические выбросы, доступность топлива и/или генерация некоторыми станциями. Пользователь может наложить ограничения на выбросы в окружающую среду, объемы потребления топлива и производство энергии для перечня электростанций.

Эти особые ограничения обрабатываются новым алгоритмом, включенным в WASP-IV, который определяет график ввода энергоблоков таким образом, что эти ограничения соблюдаются с минимальными издержками производства. WASP находит лучший вариант развития энергосистемы с использованием технологии динамического программирования. При этом программа также обнаруживает, что решение попало в границы туннеля выражения, и выдает сообщение при невозможности развития в рамках установленных ограничений. Следовательно, пользователь должен перейти к новым итерациям, ослабляя ограничения, как указано в выходе WASP, до тех пор, пока не будет найдено решение, свободное от сообщений. Это будет «оптимальный план расширения» для системы. Кроме того, если оптимальный вариант развития энергосистемы проходит по границе ограничений по вводу блоков, то WASP выдает сообщение о необходимости расширения или смещения ограничений на ввод оборудования.

8.3. LEAP

В процессе расчета LEAP распределяет нагрузку таким образом, чтобы каждое ограничение, наложенное на модель, было выполнено. В зависимости от выбранных правил распределения нагрузки программа выполняет алгоритм для каждого вида энергии.

Есть два варианта распределения нагрузки: распределение по порядку загрузки и распределение по эксплуатационным расходам. Эти два варианта можно применять для процесса распределения нагрузки для всех типовых электростанций для того, чтобы обеспечить баланс спроса и потребления.

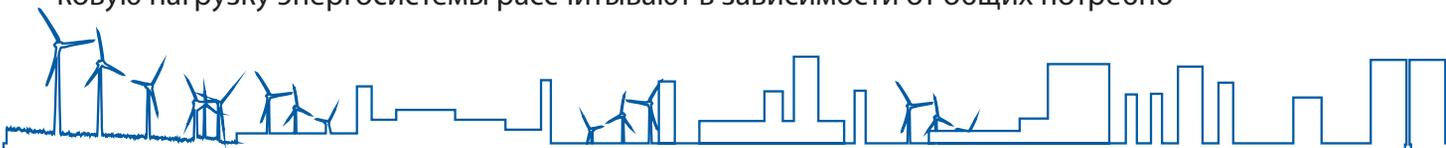
После того, как доля каждой станции из каждого процесса рассчитана, LEAP вычисляет выход энергии от каждого процесса. Эта информация, в свою очередь, используется для расчета суммарной мощности и учета ограничений для каждого вида технологий в производстве электроэнергии.

Также при любом варианте распределения нагрузки во время расчетов LEAP будет имитировать процессы, необходимые для обеспечения требования баланса производства и общего потребления электроэнергии, согласно кривой нагрузки.

Порядок загрузки электростанций определяется или явным образом пользователем, или рассчитывается программой (в этом случае расчет выполняется методом «распределение по эксплуатационным расходам»).

Перед распределением нагрузки LEAP формирует массив электростанций и сортирует их в порядке возрастания операционных затрат.

Эта информация используется для группировки электростанций со сравнимыми операционными затратами (т. е. те блоки, которые при распределении нагрузки рассматриваются вместе). Далее LEAP рассчитывает кривую продолжительности нагрузки аналогично тому, как это делает WASP. Далее программа делит полученную кривую на вертикальные полоски. Высота каждой полоски соответствует общему пиковому потреблению, умноженному на среднее значение нагрузки между двумя соседними точками, выраженное в процентах к пиковому потреблению. Ширина полоски — разница в часах тех же двух точек. В общем, пиковую нагрузку энергосистемы рассчитывают в зависимости от общих потребно-



стей в электроэнергии и коэффициента загрузки кривой (средняя высота кривой нагрузки) по формуле:

$$P = \frac{E}{\tau \cdot 8760}, \quad (8)$$

где E — объем потребления электроэнергии, МВт·ч;
 τ — коэффициент загрузки кривой.

Далее каждая группа электростанций распределяется в вертикальных полосках в порядке экономической нагрузки для того, чтобы заполнить всю область под кривой продолжительности нагрузки. Базовая нагрузка обеспечивается первой, затем полупиковая и в последнюю очередь пиковая нагрузка. Чтобы правильно представлять среднюю технически возможную выработку на каждой станции (т. е. учесть период запланированных и незапланированных остановок на ремонт и профилактические работы), ограничивается максимальная высота каждой полосы для каждой станции. Если требуемая потребляемая электрическая энергия меньше, чем возможная выработка, то производство энергии сокращается, что отражается на КИУМ станции.

Каждая группа станций отправляется по порядку в загрузку до полного заполнения кривой нагрузки. Если спроса со стороны потребителей не хватает, то это также сокращает реальный КИУМ электростанций.

8.4. СРАВНЕНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МОДЕЛЕЙ

Для определения оптимальной модели проведено аналитическое сравнение моделей (табл. 6). В качестве критериев использованы требования к модели, при этом если модель полностью соответствует требованиям, то она получает 3 балла, если модель не соответствует требованиям, но из получаемых результатов необходимый критерий можно рассчитать, то критерий получает 2 балла. Если рассчитать критерий невозможно — 0 баллов.

Таблица 6. Критерии оценки моделей

Критерий	MESSAGE	WASP	LEAP
1. Оптимизационный тип	2	2	1
2. Временные ряды	2	2	2
3. Сценарный подход	2	2	2
4. Работа ТЭЦ	2	0	2
5. Графики нагрузки	2	2	2
6. Надежность энергоснабжения	0	2	0
7. Экономические показатели	2	2	2
8. Кандидаты	2	2	2
9. Резервирование	2	2	2
10. ВИЭ	2	2	2
11. Выбросы парниковых газов	1	1	2
12. Дополнительные индикаторы	1	1	2
13. Приоритет для ТЭЦ и АЭС	1	1	2
14. Различные виды топлива	2	2	2
Итого	23	23	25

Таким образом, анализ показал, что наиболее подходящей моделью для данного исследования является LEAP. Кроме того, модель LEAP была использована при прогнозировании выбросов парниковых газов для Парижского соглашения по климату.

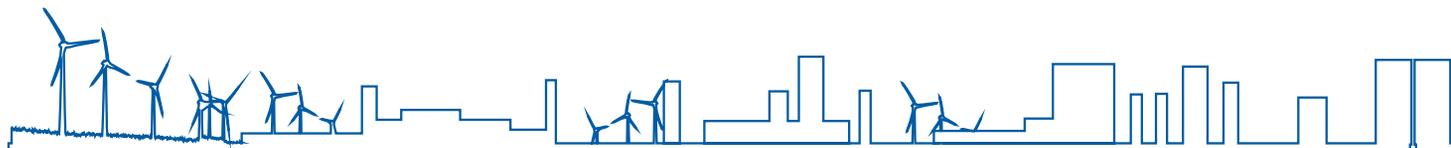
При этом следует отметить, что у LEAP есть определенные недостатки, которые показаны в таблице, а именно, невозможность учета надежности энергоснабжения.

Работа ветряных и солнечных станций, которые являются важным объектом в разрабатываемой модели, имеет значительные отличия в режимах работы по сравнению с традиционными электрическими станциями. Отличие это заключается в том, что режим их работы носит стохастический характер и зависит от наличия входного потока энергии, потока воздуха для ветряных станций или потока солнечной радиации для солнечных. Таким образом, увеличить мощность установки по решению диспетчерской службы при отсутствии необходимого входного потока энергии невозможно. При этом в целом по энергосистеме равенство производства и потребления электрической энергии должно соблюдаться в любой момент времени. Поэтому для надежного энергоснабжения потребителей необходимо иметь источник, мощностью которого можно управлять.

При недостатке резервируемых мощностей или низкой их маневренности будет наблюдаться значительное ухудшение как надежности энергоснабжения, так и качества электроэнергии (незначительное отклонение баланса производства и потребления энергии ведет к колебаниям частоты и напряжения, а при значительном дисбалансе ведет к отключению потребителей).

С другой стороны, при большом объеме установленной мощности появляется вероятность того, что выработка на ВИЭ превысит потребление, что потребует сократить выработку электрической энергии на данных энергетических станциях. И хотя такая операция является нормой для традиционной энергетики, на ВИЭ ограничение выработки имеет более серьезные последствия. Это связано с тем, что топливная составляющая в себестоимости выработки электрической энергии на ВИЭ отсутствует. Как следствие, ограничение выработки резко увеличивает себестоимость за счет роста постоянной составляющей, при этом топливная составляющая отсутствует.

Таким образом, для оценки влияния ВЭУ и СЭУ на надежность энергоснабжения, а также для определения экономических параметров работы установок необходимо внимательно подходить к моделированию режимов работы станций на ВИЭ.



9. СПЕЦИФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ С БОЛЬШОЙ ДОЛЕЙ ВИЭ

Задача данной работы состоит в оценке возможности ввода значительных объемов ВИЭ в энергосистему Беларуси.

Для моделирования работы ветроэлектростанции использовалось распределение ветра по скоростям. Данные о скорости ветра можно взять на сайте Белгидромета [3], на котором хранится архив данных по метеостанциям Беларуси с 2005 г. На сайте есть данные с метеостанций каждого областного города. Данные собираются, в основном, через каждые 3 часа, однако иногда записи отсутствуют. Для г. Бреста представлены данные метеостанции г. Тересполь. Географическое расстояние между городами незначительное, но представление данных иное — данные о погоде представляются каждый час, но архив ведется с 2007 г. Для анализа скоростей ветра используется 202,9 тыс. замеров скорости ветра (около 33,6 тыс. замеров в каждом областном пункте). Нормированное на единицу распределение ветра по скоростям на высоте 10 метров приведено на рис. 16.

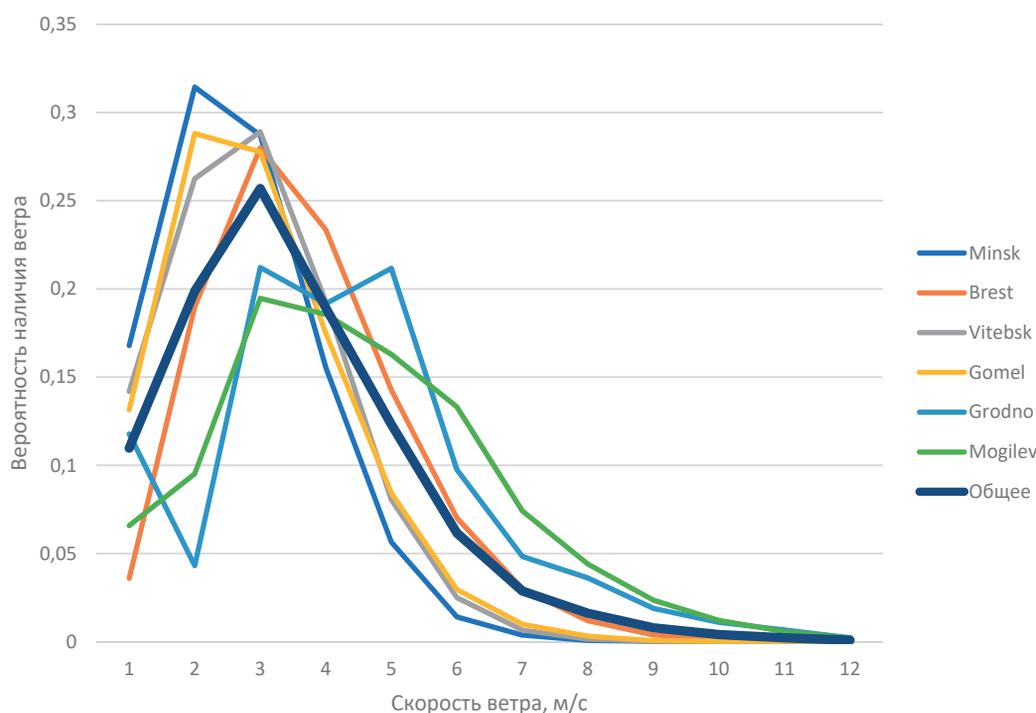


Рис. 16. Распределение скорости ветра

Наиболее подходящее — распределение скорости ветра с помощью распределения Вейбулла–Гудрича [4].

$$F(v) = \exp\left(-\frac{v}{\beta}\right)^\gamma, \quad (9)$$

где $F(v)$ — функция распределения скорости ветра,
 β — масштабный множитель, близкий к средней скорости ветра,
 γ — параметр, характеризующий форму распределения.

Анализ общей кривой распределения ветров по скоростям показал, что минимальное среднеквадратичное отклонение распределения Вейбулла–Гудрича от полученной общей кривой достигается при значениях $\beta = 2,2$ и $\gamma = 3,8$.

Обзор производимого оборудования компаниями [5] [6] [7], являющимися лидерами в производстве ветроэнергетического оборудования, показывает, что высота расположения оси ротора ветроколеса находится на высоте около 100 метров. Для пересчета скорости ветра на высоту, отличную от высоты замеров метеостанциями, использовалась формула (8)

$$V_h = V_{10} \cdot \left(\frac{H}{H_{10}}\right)^k, \tag{10}$$

где V_{10} — скорость ветра на высоте метеостанции (10 метров над уровнем земли);

H_{10} — высота метеостанции, для Беларуси это 10 метров;

H — высота положения ротора ветроколеса;

k — коэффициент, зависящий от шероховатости подстилающей поверхности. Значение k во многих работах принимается $k = 0,143$.

Зависимость мощности от скорости ветра приводится производителями для многих установок. На графике (рис. 17) — пример такой зависимости в работе ВЭУ, установленной возле деревни Грабники [9].

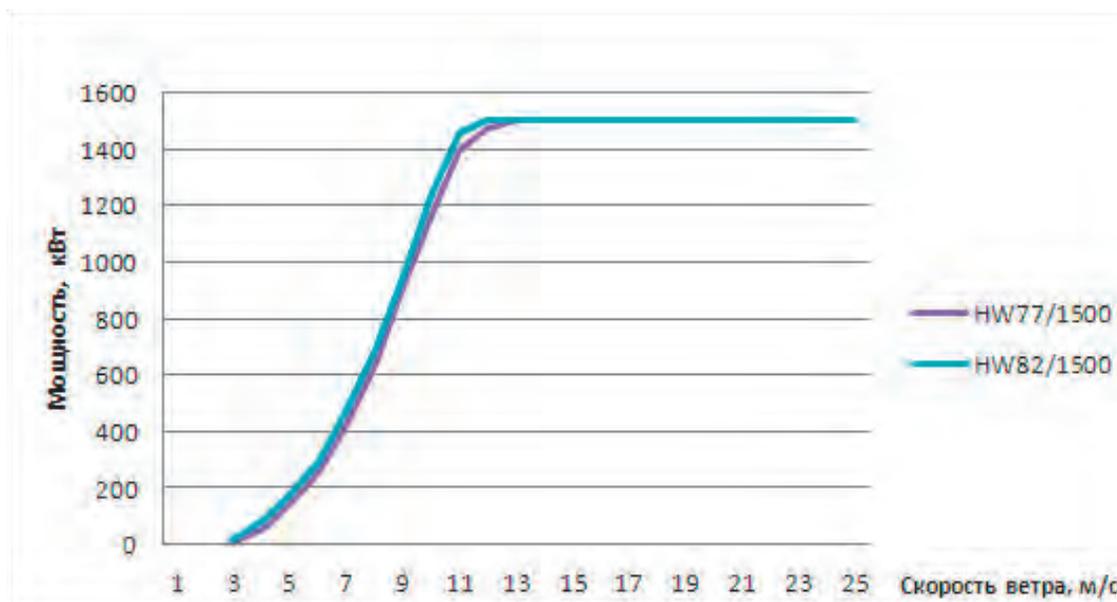


Рис. 17. Зависимость мощности от скорости ветра

Из графика видно, что функция зависимости мощности от скорости содержит 4 типовых участка: значение функции равно нулю на промежутке от 0 до 3 м/с; функция имеет форму полинома на участке от 3 до 13 м/с; функция имеет постоянное значение, равное номинальной мощности на участке от 13 до 25 м/с, и снова нулевое значение при шквалистых ветрах со скоростью выше 25 м/с. На данном графике не представлено, но для скорости свыше 25 м/с функция снова будет иметь нулевое значение, так как на таких скоростях срабатывает механизм торможения колеса во избежание повреждения лопастей.



Мощность ветряного потока рассчитывается по формуле:

$$P = R \cdot v^3 \cdot S/2, \quad (11)$$

где R — плотность воздуха, кг/м^3 (при нормальных условиях принимают равной $1,225 \text{ кг/м}^3$);

v — скорость потока воздуха, м/с ;

$S = \pi D^2/4$ — площадь ветрового потока, м^2 .

Так как в данной формуле все переменные, кроме скорости ветра, являются либо постоянными (плотность воздуха), либо зависящими от параметров ветроустановки, то мощность зависит от скорости ветра через функцию полинома третьей степени. Методом наименьших квадратов были получены следующие коэффициенты полинома: коэффициент при переменной третьей степени $-0,001957$, при переменной второй степени $0,035051$, при переменной первой степени $-0,064205$ и свободный член $0,077778$.

Таким образом, полная формула зависимости мощности от скорости ветра для установки в 1 МВт рассчитывается по формуле:

$$P = \begin{bmatrix} 0 & \text{для } v < 3 \\ -0,001957v^3 + 0,035051v^2 - 0,064205v + 0,077778 & 3 \leq v < 13 \\ 1 & 13 \leq v < 25 \\ 0 & 25 \leq v \end{bmatrix}, \quad (12)$$

где v — скорость ветра на высоте ротора.

Используя приведенные выше выражения, было выполнено моделирование работы ВЭУ на протяжении года. При значении коэффициента k , зависящего от шероховатости подстилающей поверхности, равном $0,26$, коэффициент использования установленной мощности получился на уровне $34,5\%$, что хорошо коррелирует со значением, полученным от эксплуатации первой установки ветропарка ГПО «Белэнерго», расположенной у деревни Грабники Новогрудского района.

Однако для определения влияния ВЭУ на режим работы энергосистемы необходимо отметить, что на протяжении 2704 часов в году мощность установки будет равна 0 . Таким образом, на протяжении данного промежутка времени энергию должны вырабатывать другие источники, которые представляют собой резервные мощности.

Для полноты анализа необходимо проверить еще одну гипотезу. Возможно, в разных регионах Беларуси ветер дует с разной скоростью и, возможно, во время простоев одного ветряка в другом месте другой ветряк будет вырабатывать необходимую энергию. Таким образом, хотя один ветряк простаивает на протяжении достаточно продолжительного времени, большое количество ветряков, распределенных равномерно по территории Беларуси, вырабатывают электрическую энергию непрерывно.

Для проверки такой гипотезы использовался тот же набор исходных данных. Из всего количества замеров были исключены часы, для которых хотя бы по одной метеостанции отсутствовали данные. В результате получены данные с разных метеостанций в одно время. Таких часов оказалось 8529 .



Далее по описанному выше алгоритму выполнено моделирование мощности ветряка с последующим суммированием полученной мощности.

Результат распределения вырабатываемой мощности 6 ветряками суммарной мощностью 1 МВт, расположенными вблизи 6 областных городов, представлен на рис. 18.

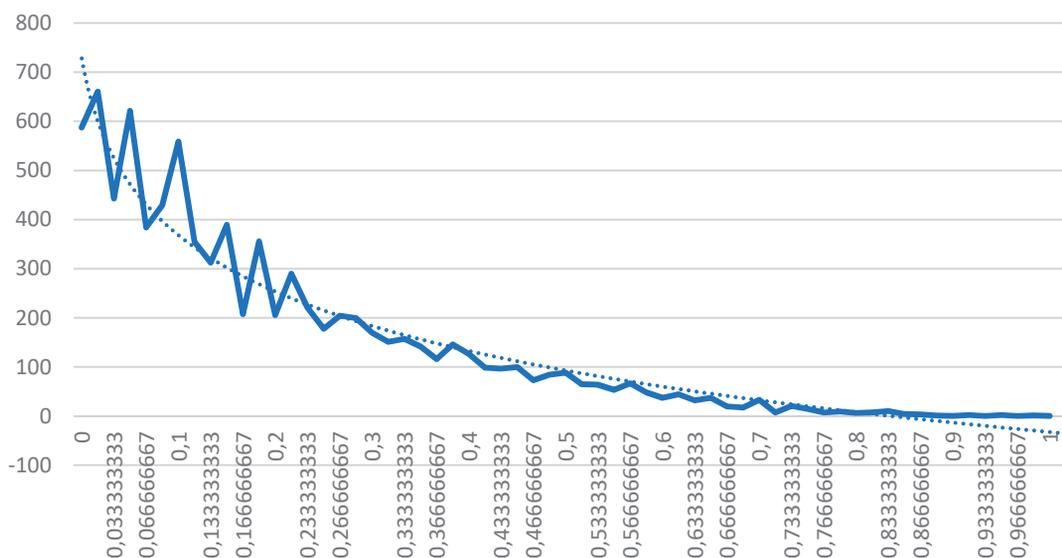


Рис. 18. Распределение мощности ветряных электростанций

На данном рисунке показано, сколько часов в году наблюдается работа ВЭУ на определенной мощности. Так, видно, что на мощности 0,5 от номинальной установка работает не более 100 часов в году.

Зубчатый характер кривой объясняется дискретностью исходной информации. Данные о скорости ветра на метеостанциях округляются до целых значений, в результате чего после пересчета скорости ветра на высоту ротора колеса получается, что некоторые значения скорости ветра невозможно получить. Так, для скоростей ветра на высоте метеостанции в 3 и 4 метра скорости на высоте ротора получаются равными 5,46 и 7,28 м/с. В результате получается, что модель не может определить, сколько часов в году дует ветер со скоростью 6 м/с на уровне ротора.

Тем не менее, озвученную ранее гипотезу данный расчет отвергает однозначно — в году в среднем 587,5 часа, на протяжении которых на всей территории страны скорость ветра не достигает значений, позволяющих вырабатывать электрическую энергию.

Следовательно, источники энергии, мощностью которых невозможно управлять (такие, как ВЭУ и СЭУ), в пределах географических границ Республики Беларусь не могут заменить источники энергии, мощностью которых можно управлять. Как следствие — ВЭУ могут выполнять функции производителя электрической энергии в энергосистеме, но не могут выполнять функции сохранения баланса мощности и обеспечения надежности энергоснабжения. Для выполнения этих функций в энергосистеме должно быть установлено достаточное количество управляемых энергоблоков. За этим выводом следует следующий: ввод любой суммарной установленной мощности непредсказуемых источников энергии не сокращает ввод блоков с управлением мощностью и, как следствие, вызывает рост суммарных затрат на инвестиции.



Однако при такой совместной работе источников разного типа традиционные источники сами могут производить электрическую энергию в объеме, необходимом для обеспечения всех нужд потребителей. В таком случае для экономически обоснованного приобретения электрической энергии от ВЭУ себестоимость ее производства должна быть не только ниже полной себестоимости производства энергии на традиционных энергоблоках, но и ниже маржинальной себестоимости.

На основании приведенного выше исследования можно сделать вывод, что для моделирования развития энергосистем с большой долей ВИЭ следует учитывать специфику их работы уже на этапе создания модели и при моделировании ВИЭ без учета их возможности работы приведет к некорректному моделированию работы энергосистемы, что в будущем либо приведет к невыполнимости сценариев, либо к снижению надежности работы энергосистемы.

Так, наиболее точно учесть особенности работы ВИЭ будет модель, которая может в почасовом режиме рассчитывать нагрузки на каждый блок. Несколько упрощенной является модель, в которой можно задавать кривые продолжительности нагрузки.

Эта кривая показывает, сколько времени в системе электрогенерирующих источников поддерживается определенная мощность. На рис. 19 показаны кривые продолжительности нагрузки белорусской энергосистемы. Если обозначить $L(t)$ кривую продолжительности нагрузки, очевидно, должно выполняться равенство:

$$E = \int_0^T N(t)dt = \int_0^T L(t)dt. \quad (13)$$

Кривая продолжительности нагрузки может быть представлена в нормализованном виде введением безразмерных переменных:
где

$$\tau = \frac{t}{T}, \quad \tilde{L}(\tau) = \frac{L(\tau)}{N_{\max}}, \quad (14)$$

Для того чтобы спрогнозировать характеристики спроса на нагрузку для будущих лет, применяется простая методика, которая состоит в использовании известных нормированных кривых продолжительности нагрузки и пересчете этих кривых на прогнозируемую пиковую нагрузку для каждого соответствующего периода. Более точный метод прогнозирования нагрузки заключается в аппроксимации нормализованной кривой продолжительности нагрузки некоторым полиномом для выбранных периодов времени с последующей экстраполяцией коэффициентов полинома.

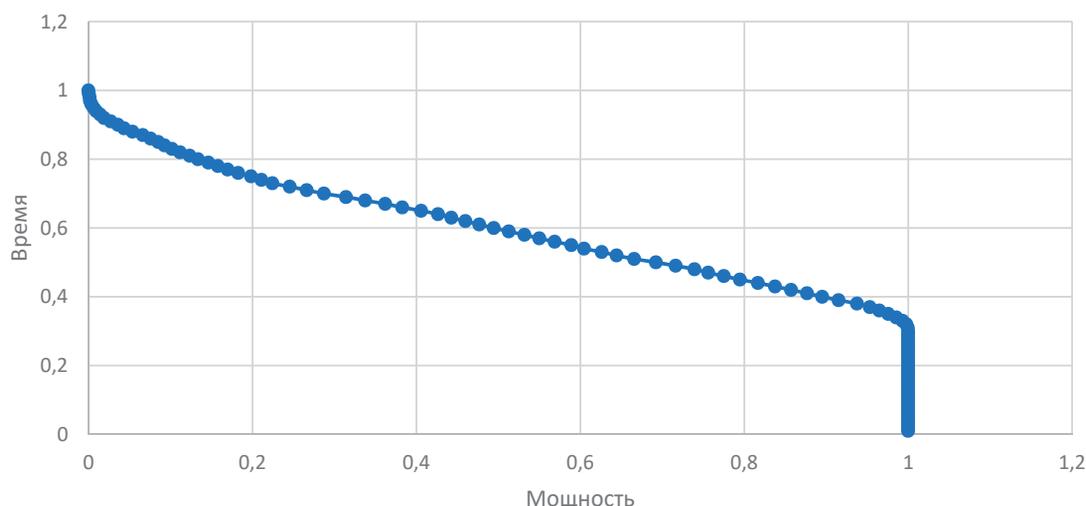


Рис. 19. Кривая продолжительности нагрузки белорусской энергосистемы

При включении блоков они получают определенную нагрузку. Энергоблоки, использующие традиционные виды топлива (газ, уголь и др.), могут менять мощность от технического минимума до номинальной в зависимости от требуемой нагрузки, при этом в любой момент времени данный блок может принять нагрузку в своем регулировочном диапазоне.

На графике такой блок может быть представлен в виде криволинейной трапеции. Высота этой трапеции в общем случае является номинальной мощностью блока. Большая сторона — это либо продолжительность наличия нагрузки, либо максимальный КИУМ энергоблока.

На рис. 20 приведена кривая нагрузки с загруженными тремя энергоблоками.

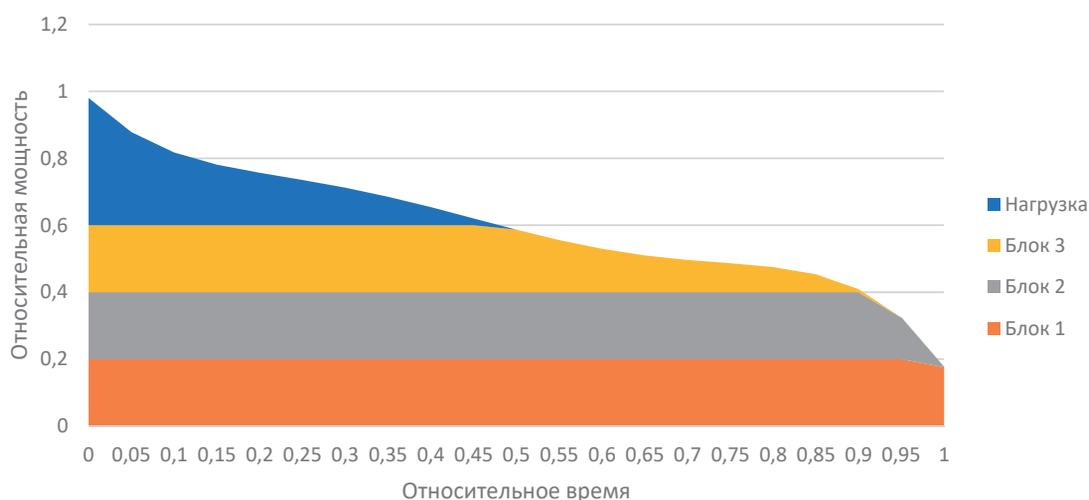
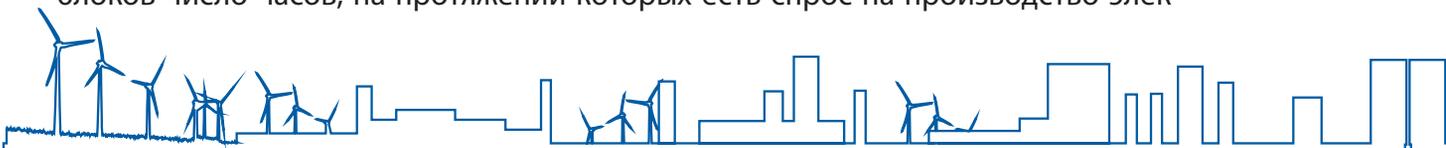


Рис. 20. Работа энергоблока в базовом режиме

Как видно, энергоблоки получают нагрузку и вырабатывают электроэнергию в соответствии с наличием спроса на электроэнергию в определенный момент времени.

Так, блок № 1 имеет нагрузку в любой момент времени, однако для многих блоков число часов, на протяжении которых есть спрос на производство элек-



троэнергии, значительно ниже. Как следствие, энергоблоки работают не все время и не всегда на номинальной мощности. Но при этом важным элементом является тот факт, что данные технологии позволяют производить энергию в любой момент времени при наличии спроса.

Блоки 2 и 3 имеют ограничения по продолжительности работы и некоторое время вынуждены работать в режиме частичной загрузки.

ВИЭ, в частности ВЭУ, не могут управляться. Они не могут вырабатывать электроэнергию в любой момент. Их выработка на графике кривой продолжительности не представляет собой криволинейную трапецию. Кривая продолжительности выработки для ветряков представлена на рис. 21.

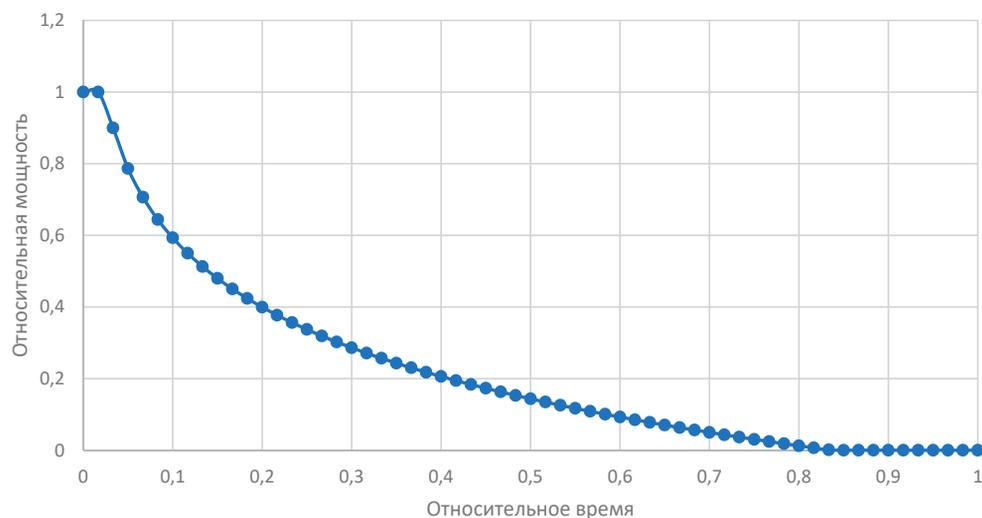


Рис. 21. Кривая продолжительности выработки для ВЭУ

Из данного графика видно, что ВЭУ не могут обеспечивать надежность. Если добавить некоторую мощность ВЭУ на график рис. 20, то получится результат, представленный на рис. 22

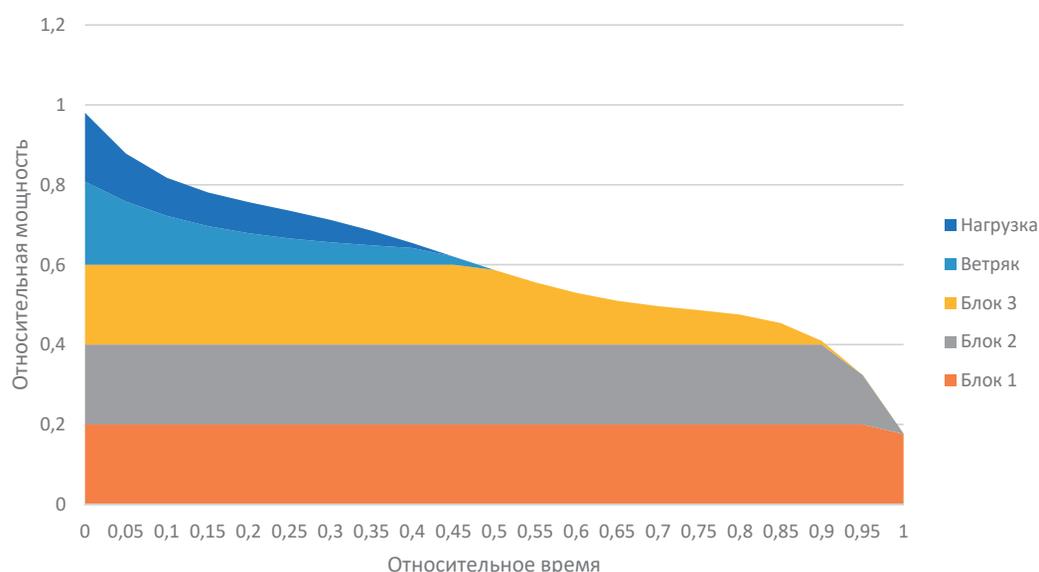


Рис. 22. Работа энергоблока совместно с ВЭУ

На диаграмме видно, что производство от ВЭУ не имеет форму криволинейной трапеции. При этом расположение ВЭУ в данной части графика уже ведет к тому, что в некоторые периоды времени они должны будут простаивать ввиду отсутствия спроса на электроэнергию.

Кроме того, горизонтальную ось графика кривой продолжительности нагрузки можно рассматривать как вероятность наличия в энергосистеме нагрузки, равной или меньшей, чем заданная величина. Так, например, 20 % от пиковой нагрузки в энергосистеме есть в 100 % времени, а вероятность, что нагрузка будет ниже 60 % от пиковой составляет около 50 %.

Поэтому ветряки могут отпускать в сеть всю выработанную энергию только тогда, когда они работают в базовой части графика, т. е. в той части, в которой нагрузка есть на протяжении всего времени. Однако в этой же части работают АЭС, частично ТЭЦ и частично КЭС на техническом минимуме, что необходимо для обеспечения резервирования мощности, в том числе и ВЭУ. Поэтому не всегда есть техническая возможность расположить ВЭУ в базовой части графика нагрузки.

При работе ВЭУ вне базовой зоны графика нагрузки необходимо учитывать тот факт, что производимая электроэнергия может быть не востребована на рынке в данный момент времени. А это значит, что число часов работы (и относительное время) на данной мощности сокращается, а следовательно, и кривая продолжительности работы также будет изменяться в сторону снижения КИУМ.

Расчет значения вероятности работы ВЭУ на определенной мощности определяется по формуле:

$$\sigma = \sigma_{\text{произв}} \cdot \sigma_{\text{потреб}} , \tag{15}$$

где $\sigma_{\text{произв}}$ — вероятность производства энергии на данной мощности;
 $\sigma_{\text{потреб}}$ — вероятность наличия спроса на энергию на данной мощности.
 Учет этого параметра приведен на графике рис. 23.

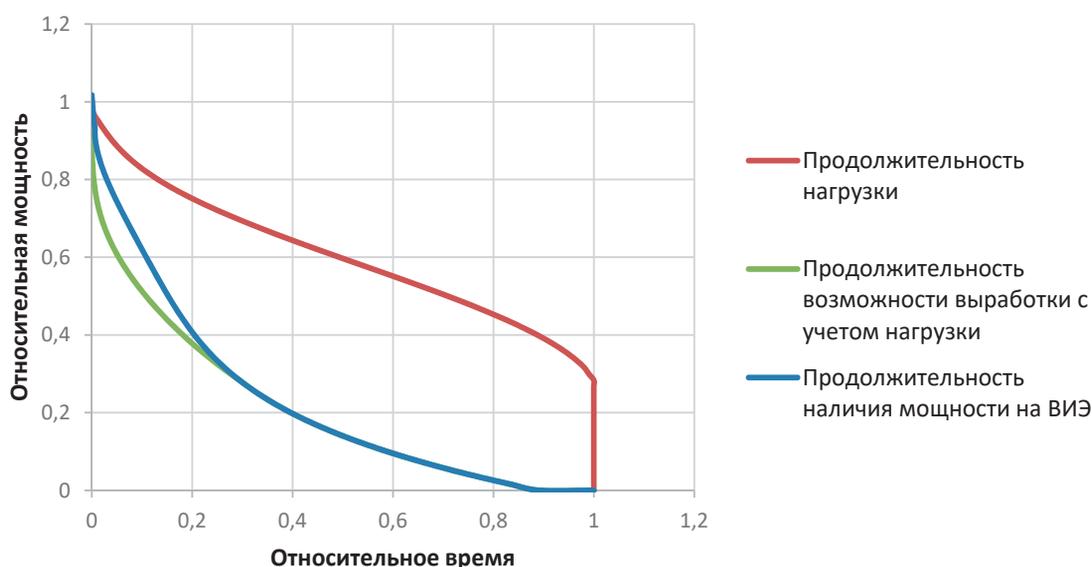


Рис. 23. Влияние нагрузки на работу ВИЭ



Из всего вышесказанного можно сделать вывод, что при моделировании ВИЭ, таких как ВЭУ или СЭС, необходимо учитывать надежность энергоснабжения и проводить дополнительные расчеты и анализ работы ВЭУ в энергосистеме.

В рамках данной работы предлагается проводить моделирование и расчет экономических параметров с помощью LEAP, а для анализа надежности выполнять дополнительный анализ надежности каждые 5 лет, на основании которого проводить корректировку технико-экономических данных энергоблоков, предлагаемых для использования в качестве блоков-кандидатов на ввод в энергосистему. Если в ходе выполнения работы будут выявлены некоторые критические годы с точки зрения соблюдения баланса мощности, эти годы также будут подвержены анализу надежности энергоснабжения.

Для этого будет разработан вспомогательный расчетный модуль, который будет моделировать кривую продолжительности нагрузки для каждого расчетного года, моделировать работу ТЭЦ по тепловому графику, работу АЭС, работу КЭС как на техническом минимуме, так и в режиме поддержания баланса мощности, моделировать работу ВЭУ.

10. РАЗРАБОТКА ПЕРЕЧНЯ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ И ИХ ПОДГОТОВКА

Исходные данные для LEAP состоят из ряда блоков:

1. Демографические данные:
 - национальные данные о населении;
 - доля городского населения;
 - средние размеры домохозяйств.
2. Экономические данные:
 - данные по ВВП / ВНП;
 - средний уровень доходов;
 - процентные ставки.
3. Общие энергетические данные:
 - национальные энергетические балансы с данными об энергопотреблении и производстве по секторам или подсекторам;
 - национальная энергетическая политика и планы;
 - ежегодные статистические отчеты с информацией о производстве, потреблении нефти, газа, электричества и другого топлива;
 - любые ранее опубликованные интегрированные энергетические планы или оценки смягчения ПГ для страны.
4. Данные спроса:
 - конечное потребление различных видов энергии;
 - удельное потребление ТЭР на производство продукции или на одно домохозяйство.
5. Данные преобразования:
 - данные, описывающие текущие и ретроспективные установленные мощности;
 - показатели энергетической эффективности (КПД, удельное потребление топлива);
 - затраты (капитальные, эксплуатационные и эксплуатационные расходы и затраты на топливо);
 - информация о форме сезонной нагрузки для электрической системы;
 - максимальный КИУМ энергоблоков;
 - приоритет загрузки;
 - планы ввода новых мощностей;
 - планы вывода старых мощностей.

Помимо сбора данных о генерации, также необходимо собирать данные, описывающие потери передачи и распределения.

Данные о работе ТЭЦ должны включать в себя эффективность производства как электроэнергии, так и тепла. Необходимо использовать данные об объемах производства тепловой энергии на единицу производства электрической энергии.

6. Возобновляемые источники энергии:
 - данные, описывающие текущие установленные мощности;
 - эффективность работы ВИЭ;
 - затраты на строительство и эксплуатацию;
 - максимальный КИУМ;
 - зависимость производства энергии от погодных условий.



7. Экологические данные:

- данные о формировании выбросов на единицу каждого вида топлива.

8. Топливные данные:

- данные об использовании топлива;
- данные о характеристиках топлива;
- данные о потенциале использования топлива;
- данные об ограничениях на потребление, импорт и т. д.
- Предложения по решению данных проблем:
- разделить потребление энергии на несколько частей, а именно выделить генерацию от ТЭЦ;
- выделить генерацию на АЭС и техническом минимуме КЭС;
- выделить генерацию на ВЭУ;
- остальную генерацию.

Технически можно не выделять генерацию на АЭС. Просто дать ей максимальный уровень по порядку загрузки.

Для ТЭЦ и ВЭУ график использования установленной мощности задается в соответствии с графиком нагрузки. Для ТЭЦ по тепловому графику, а для ВЭУ по его кривой продолжительности, основанной на параметрах ветра в зоне работы ВЭУ.

11. ОСНОВНЫЕ НОРМАТИВНО-ПРАВОВЫЕ АКТЫ И ПРОГРАММНЫЕ ДОКУМЕНТЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ПРИОРИТЕТЫ РАЗВИТИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

11.1. НАЦИОНАЛЬНАЯ СТРАТЕГИЯ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ

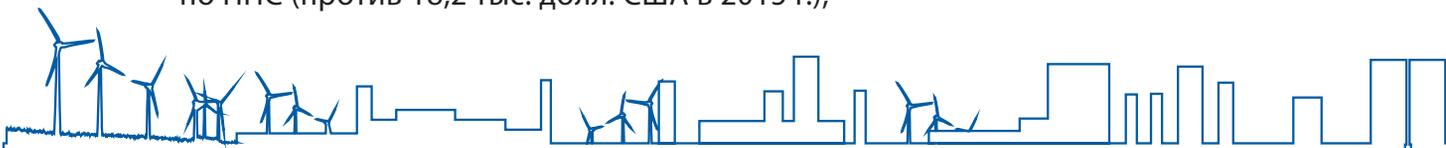
Согласно Закону Республики Беларусь от 5 мая 1998 г. «О государственном прогнозировании и программах социально-экономического развития Республики Беларусь», системообразующим документом для разработки прогнозов и программ социально-экономического развития страны на средне- и краткосрочную перспективу является Национальная стратегия устойчивого развития (далее — НСУР). НСУР — это документ, определяющий направления стабильного развития трех взаимосвязанных и взаимодополняющих компонентов: человека как личности и генератора новых идей, конкурентоспособной экономики, качества окружающей среды в условиях внутренних и внешних угроз и вызовов долгосрочного развития.

В настоящее время действует Национальная стратегия устойчивого социально-экономического развития Республики Беларусь на период до 2030 г., одобренная протоколом заседания Президиума Совета Министров Республики Беларусь от 2 мая 2017 г. № 10 (далее — НСУР-2030).

НСУР-2030 — это долгосрочная стратегия, определяющая цели, этапы и направления перехода Республики Беларусь к постиндустриальному обществу и инновационному развитию экономики при гарантировании всестороннего развития личности, повышении стандартов жизни человека и обеспечении благоприятной окружающей среды. Она призвана устранить имеющиеся дисбалансы и создать прочный фундамент для дальнейшего устойчивого развития на основе модернизации системы экономических отношений и эффективного управления на всех территориальных уровнях с целью равновесия между социальным, экономическим и экологически безопасным развитием страны. Трансформация перспективной модели национальной экономики будет направлена на переход от преимущественно административного к индикативному механизму планирования, достижение равного вклада государственной и частной собственности в создание валового внутреннего продукта страны, внедрение принципов «зеленой экономики» в производство, формирование высокотехнологического сектора и опережающее развитие сферы услуг, предоставление максимальных возможностей для реализации личностного потенциала человека.

Ожидаемые результаты реализации намеченных задач НСУР-2030 в контексте трех основных компонентов устойчивого развития:

- увеличение ожидаемой продолжительности жизни при рождении до 77 лет;
- рост ВВП за 2016–2030 гг. в 1,5–2,0 раза;
- достижение ВВП на душу населения к 2030 г. 30–39 тыс. долл. США по ППС (против 18,2 тыс. долл. США в 2015 г.);



- повышение затрат на научные исследования и разработки — до 2,5 % от ВВП в 2030 г.;
- рост удельного веса затрат на охрану окружающей среды — до 2–3 % к ВВП в 2030 г.;
- позиция Беларуси в Международном рейтинге по индексу экологической эффективности — не ниже 25.

В области энергетики предполагается, что развитие атомной энергетики, возобновляемых энергоисточников позволит диверсифицировать топливно-энергетический баланс энергосистемы в направлении снижения потребления природного газа.

Модернизация энергоисточников, переход на использование натуральных хладагентов должны сократить потребление топливных и энергоресурсов и уменьшить экологическую нагрузку на окружающую среду за счет снижения выбросов углекислого газа, диоксида азота и парниковых газов в атмосферу. Не менее важное направление в долгосрочной перспективе — расширение экспорта электроэнергии и ее транзита через территорию республики, что потребует реализации новых трансграничных электросетевых проектов. Новые ЛЭП в основном должны располагаться вдоль транспортных магистралей с целью наименьшего нарушения естественных экосистем.

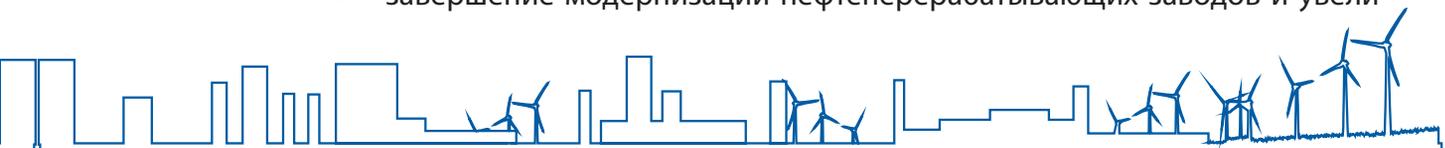
Стратегической целью развития топливно-энергетического комплекса является удовлетворение потребностей экономики и населения страны в энергоносителях на основе их максимально эффективного использования при снижении нагрузки на окружающую среду. Достижение поставленной цели предполагает реализацию задач, включающих:

- модернизацию и развитие генерирующих источников энергосистемы, электрических и тепловых сетей путем внедрения высокоэффективного оборудования, применения современных передовых технологий с выводом из эксплуатации менее экономичного и устаревшего оборудования;
 - диверсификацию видов и поставщиков ТЭР при формировании топливно-энергетического баланса страны с увеличением объемов их хранения;
 - максимально возможное с учетом экономической и экологической целесообразности вовлечение в топливный баланс собственных топливно-энергетических ресурсов;
 - финансовое оздоровление энергоснабжающих организаций.
- Критериями достижения поставленных задач являются:
- снижение доли доминирующего вида топлива (природного газа) в валовом потреблении ТЭР с 61 % в 2015 г. до 52 % в 2030 г.;
 - замещение в топливном балансе 5 млрд. куб. м импортируемого природного газа и снижение уровня выбросов парниковых газов на 7–10 млн. тонн в год после ввода в эксплуатацию Белорусской АЭС;
 - повышение уровня энергетической самостоятельности страны (отношение объема производства (добычи) первичной энергии к валовому потреблению ТЭР) с 13,9 % в 2015 г. до 18 процентов в 2030 г.

На первом этапе (до 2020 г.) развитие топливно-энергетического комплекса нацелено на повышение энергоэффективности действующих ТЭЦ и развитие неуглеродной энергетики.

Приоритетными задачами в этот период являются:

- реконструкция и модернизация действующих и замена выбывающих мощностей с внедрением инновационных энергоэффективных технологий;
- завершение модернизации нефтеперерабатывающих заводов и увели-



чение производства светлых нефтепродуктов с высокой добавленной стоимостью;

- формирование оптового электроэнергетического рынка Республики Беларусь и его интеграция в общий электроэнергетический рынок государств-членов ЕАЭС;
- проведение политики, направленной на устранение неэкономических барьеров, обеспечение прозрачных, предсказуемых и гибких стимулов для развития возобновляемой энергетики.
- В целях решения поставленных задач предусматривается:
- внедрение парогазовых, газотурбинных и газопоршневых технологий для производства электрической и тепловой энергии, отвечающих передовым требованиям науки и техники в данной области;
- ввод в эксплуатацию 2 блоков Белорусской АЭС суммарной мощностью порядка 2400 МВт, строительство объектов на местных видах топлива;
- увеличение глубины переработки нефти с 73,7 % в 2014 г. до 92 % в 2020 г.;
- разработка и принятие Закона Республики Беларусь «Об электроэнергетике»;
- обеспечение прозрачности затрат на всех стадиях производства, передачи (транспортировки), распределения и продажи электрической, тепловой энергии и природного газа;
- разработка нормативных правовых актов, стимулирующих использование местных видов топлива, в т. ч. возобновляемых.
- С учетом ввода АЭС потребуются дополнительные меры для обеспечения баланса электрических мощностей объединенной энергосистемы Беларуси в ночные часы. Для этого предусмотрена реализация следующих технических и организационных мероприятий:
- строительство электрокотельных для выработки тепловой энергии в ночные часы;
- разработка проектов по организации теплоснабжения вновь вводимых жилых районов за счет электрофицированного и комбинированного обогрева;
- использование пиковых газовых турбин;
- применение для потребительских блок-станций дифференцированного по зонам суток тарифа на электроэнергию, а также перевод потребителей на дифференцированный по зонам суток тариф;
- организация экспорта электроэнергии в ночные часы;
- создание энергоемких производств, которые будут работать в ночное время суток; зарядка аккумуляторов промышленного и городского электромобильного транспорта и др.

В долгосрочной перспективе (2021–2030 гг.) основной целью развития ТЭК предполагается повышение энергетической самостоятельности страны за счет вовлечения в энергобаланс ядерного топлива и возобновляемых источников энергии. Необходимо расширение сотрудничества в рамках СНГ с Европейским союзом, Китаем, международными организациями, способствующего трансферу технологий и системных решений в области энергоэффективности и использования возобновляемых источников энергии.

Планируется создание общего рынка углеводородов ЕАЭС к 2025 г. Это позволит государствам-членам ЕАЭС обеспечить координацию своих действий и повысить за счет этого конкурентоспособность на мировом рынке, а также получать продукцию с высокой добавленной стоимостью.



Основными направлениями развития ТЭК должны стать:

- а) в ветроэнергетике:
строительство ветропарков с крупными установками единичной мощностью не менее 1 МВт и поэтапной локализацией данного производства;
- б) в гидроэнергетике:
реконструкция и модернизация малых гидроэлектростанций, строительство гидроэлектростанций на крупных реках. В случае экономической и экологической целесообразности возможно строительство гидроаккумулирующей станции для регулирования потребления электрической энергии после ввода в эксплуатацию Белорусской АЭС;
- в) в использовании биогаза:
создание биогазовых установок на животноводческих комплексах, в производстве пищевых продуктов, на полигонах отходов в крупных городах, а также технологическое применение биогаза. Его использование должно осуществляться как для производства электрической и тепловой энергии, так и на различных видах транспорта и в быту (газификация деревень). Планируется организация производства отечественных биогазовых установок;
- г) в солнечной энергетике:
использование гелиоводонагревателей и различных гелиоустановок для интенсификации процессов сушки и подогрева воды в сельскохозяйственном производстве и бытовых целях, а также применение энергии солнца для выработки электроэнергии;
- д) в геотермальной энергетике:
внедрение тепловых насосов, в том числе за счет установления дифференцированных по зонам суток тарифов, создания в республике производства отечественных тепловых насосов (отдельных компонентов к ним).

Кроме того, планируется строительство энергоисточников на древесном топливе и локализация производства оборудования (узлов, деталей, конструкций) для них. Реализации подлежат также проекты по использованию других видов источников возобновляемой энергии, в том числе отходов растениеводства, твердых коммунальных отходов, биодизельного топлива, топливного этанола.

Основная задача по повышению эффективности использования топливно-энергетических ресурсов — максимально приблизиться к развитым странам по уровню энергоемкости валового внутреннего продукта как главного энергетического критерия развития экономики страны. В настоящее время он в 1,5–2 раза превышает аналогичный показатель экономически развитых стран, в 1,5 раза — стран ОЭСР.

Учитывая структуру экономики Республики Беларусь (в первую очередь промышленности), ее технико-технологический уровень, практическое решение поставленной задачи возможно путем обеспечения роста ВВП при незначительном увеличении потребления топливно-энергетических ресурсов. Возможность такого пути развития основывается на имеющемся в стране значительном потенциале энергосбережения, реализация которого требует научно-технического перевооружения экономики страны.

Показатели энергоэффективности, предусмотренные НСУР-2030, представлены в табл. 7.

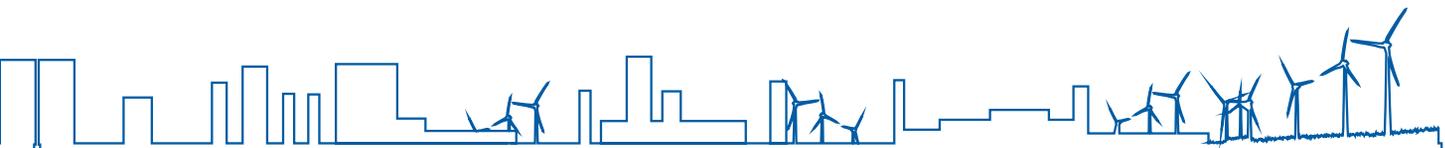


Таблица 7. Показатели энергоэффективности, предусмотренные НСУР-2030

Показатель	2015 (факт.)	2020	2025	2030
Энергоемкость ВВП, кг у.т./млн руб. (в ценах 2005 г.)	372	285	245	220
Отношение объема производства (добычи) первичной энергии из возобновляемых источников энергии к валовому потреблению ТЭР, %	5,5	6	7	8
Отношение объема производства (добычи) первичной энергии к валовому потреблению ТЭР, %	13,9	16	17	18

Стратегической целью государственной политики в области охраны окружающей среды является обеспечение экологически благоприятных условий для жизнедеятельности общества и граждан. Поставленная цель предполагает решение следующих задач:

- повышение эффективности использования природно-ресурсного потенциала при обеспечении целостности природных комплексов и удовлетворении потребностей общества в настоящем и будущем;
- обеспечение устойчивого снижения вредных воздействий на окружающую среду при осуществлении хозяйственной и иной деятельности путем:
 - экологизации социально-экономического развития на национальном, отраслевом и региональном уровнях;
 - совершенствования организационных, технических и планировочных решений по снижению негативного воздействия на окружающую среду;
- повышение уровня экологической безопасности, снижение угрозы жизнедеятельности населения и ущерба экономике страны от опасных гидрометеорологических явлений, чрезвычайных ситуаций техногенного характера;
- реабилитация загрязненных и иных экологически дестабилизированных территорий, восстановление их биосферных функций.

Показатели экологической нагрузки, предусмотренные НСУР-2030, приведены в табл. 8.

Таблица 8. Показатели экологической нагрузки, предусмотренные НСУР-2030

Показатель	2015 (факт.)	2020	2025	2030
Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух от стационарных и мобильных источников, в процентах к 2010 г.	95,4	92,9	91,7	91,0
Уровень снижения выбросов парниковых газов, в процентах к 1990 г.	35	38	34	28
Индекс сброса недостаточно очищенных сточных вод в водные объекты, в процентах к 2015 г.	100	50	30	0



11.2. КОНЦЕПЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Концепция энергетической безопасности Республики Беларусь, утвержденная постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 23.12.2015 г. №1084 (далее — Концепция энергобезопасности), определяется сущностью деятельности по обеспечению энергетической безопасности Республики Беларусь и надежности энергоснабжения отраслей экономики и населения.

Концепцией энергобезопасности определены угрозы:

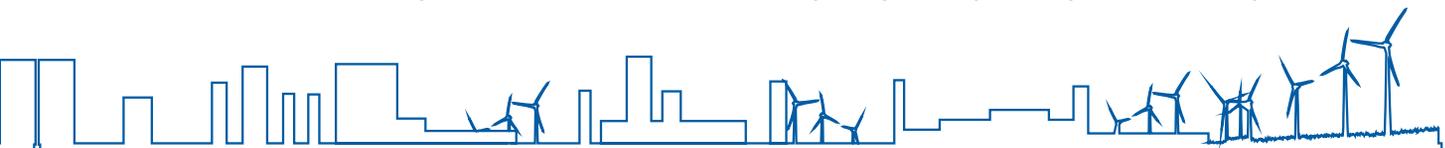
- при добыче ТЭР;
- при транспортировке импортируемых ТЭР (включая транзитные объемы ТЭР);
- при переработке и распределении ТЭР;
- при потреблении ТЭР внутри страны;
- при экспорте энергоресурсов;
- общие угрозы.

Обеспечение энергетической безопасности должно основываться на следующих принципах:

- максимальное использование собственных ресурсов, обеспечение экономически и экологически оправданного использования потенциала местных энергоресурсов;
- повышение уровня диверсифицированности и резервирования, позволяющего бесперебойно функционировать организациям ТЭК продолжительный период при ограничении поставок доминирующим поставщиком ТЭР;
- сотрудничество с сопредельными странами, основными торгово-экономическими партнерами и международными организациями и принятие коллективных мер по укреплению энергетической безопасности;
- обеспечение государственного контроля и управления отношениями между субъектами ТЭК;
- обеспечение равных условий для функционирования, доступа к инфраструктуре частных и государственных компаний;
- снижение энергоемкости валового внутреннего продукта и повышение энергоэффективности.

Основными направлениями развития ТЭК на долгосрочную перспективу определены:

- энергетическая самостоятельность;
- диверсификация поставщиков и видов энергоресурсов;
- надежность поставок, резервирование, переработка и распределение ТЭР;
- энергетическая эффективность конечного потребления ТЭР;
- экономическая и энергетическая эффективность производства и распределения энергии;
- экономическая доступность ТЭР для потребителей;
- интеграция в мировой ТЭК, развитие сотрудничества с основными торгово-экономическими партнерами, расширение экспорта;



- совершенствование системы управления ТЭК и его организационной структуры;
- научно-техническое обеспечение.

Прогнозируемые Концепцией энергобезопасности значения некоторых основных индикаторов энергетической безопасности на период до 2035 г. представлены в табл. 9.

Таблица 9. Прогнозируемые Концепцией энергобезопасности значения некоторых основных индикаторов энергетической безопасности на период до 2035 г.

Показатель	Пороговые уровни		2015	2020	2025	2030	2035
	Н*	К**					
Отношение объема производства (добычи) первичной энергии к валовому потреблению ТЭР, %	30	16	14	16	17	18	20
			К	К	ПК***	ПК	ПК
Отношение объема производства (добычи) первичной энергии из возобновляемых источников энергии к валовому потреблению ТЭР, %	14	5	5	6	7	8	9
			К	К	ПК	ПК	ПК
Доля доминирующего вида топлива в валовом потреблении ТЭР, %	50	70	60	57	55	52	50
			ПК	ПК	ПК	ПК	Н
Отношение суммарной установленной мощности электростанций к максимальной фактической нагрузке в энергосистеме (резервирование), %	140	95	160	160	155	150	145
			ПК	Н	Н	Н	Н
Доля доминирующего энергоресурса (газа) в производстве тепловой и электрической энергии, %	50	80	90	70	60	50	<50
			К	ПК	ПК	Н	Н
Энергоемкость ВВП (в ценах 2005 г.), кг условного топлива/млн. рублей	160	485	378	370	353	317	268
			ПК	ПК	ПК	ПК	ПК

- * Н — нормальный уровень.
- ** К — критический уровень.
- *** ПК — предкритический уровень.

Прогнозируемые значения основных показателей баланса электрической энергии на период до 2035 г. согласно Концепции энергобезопасности представлены в табл. 10.



Таблица 10. Прогнозируемые значения основных показателей баланса электрической энергии на период до 2035 г. согласно Концепции, млрд. кВт·ч

Наименование показателя	Значение показателя по годам					
	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Производство электрической энергии — всего	34,89	34,48	39,9	41,6	42,1	43,8
в том числе:						
тепловые электростанции	34,84	34,21	31,85	21,8	22	23,2
возобновляемые источники энергии	0,05	0,27	0,95	1,8	2,1	2,6
атомная электростанция	-	-	7,1	18	18	18
Чистый импорт электрической энергии	2,7	2,82	-	-	-	-
Потребление электрической энергии	37,59	37,3	29,9	41,6	42,1	43,8

11.3. ОТРАСЛЕВАЯ ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ НА 2016–2020 гг.

Отраслевая программа развития электроэнергетики на 2016–2020 гг. утверждена постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь 31.03.2016 № 8 (далее — Отраслевая программа) и разработана с целью повышения надежности, технологической, экономической и организационно-структурной эффективности функционирования электроэнергетики в период с 2016 по 2020 гг.

Достижение поставленной цели должно базироваться на реализации следующих основных задач:

- сбалансированное развитие и модернизация генерирующих источников на базе внедрения инновационных технологий и вывода из эксплуатации физически и морально устаревшего энергетического оборудования;
- строительство и реконструкция электрических сетей и подстанций;
- строительство и реконструкция тепловых сетей;
- интеграция АЭС в баланс энергосистемы, включая установку электродкотлов на тепловых электростанциях и котельных ГПО «Белэнерго»;
- строительство пиково-резервных энергоисточников на базе ГТУ либо ГПА в объеме до 800 МВт на Лукомльской и Березовской ГРЭС и ТЭЦ-5 для обеспечения горячего (вращающегося) резерва на случай выхода атомного блока из строя в случае аварии;
- оптимизация затрат на производство, передачу, распределение и продажу электрической и тепловой энергии;
- диверсификация первичных энергоносителей в топливном балансе энергосистемы на базе использования МТЭР;
- поддержание на достигнутом уровне износа основных производственных фондов организаций ГПО «Белэнерго»;
- совершенствование тарифной политики;
- совершенствование нормативной правовой базы;
- совершенствование структуры управления энергосистемой;
- проведение мероприятий, нацеленных на улучшение показателей охраны окружающей среды;
- проведение научно-исследовательских и проектно-конструкторских работ в сфере производства, передачи и распределения электрической и тепловой энергии.

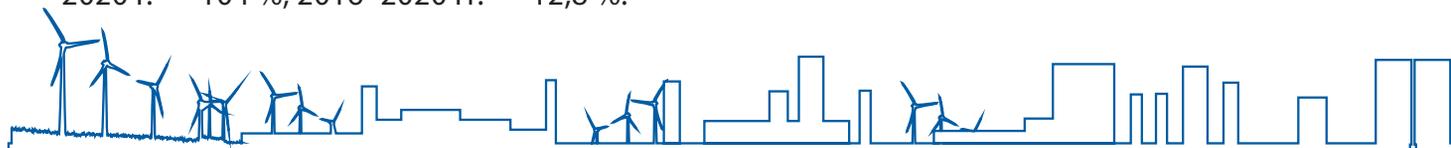


- Эффективность Отраслевой программы определяется следующими показателями:
- ввод электрической мощности:
 - а) на АЭС — 2388 МВт;
 - б) на объектах ГПО «Белэнерго» за 2016–2020 гг. — 340,3 МВт; пиково-резервных — до 800 МВт;
- вывод из эксплуатации неэффективных мощностей за этот период в ГПО «Белэнерго» — 216,0 МВт и замещение выбывающих — 116,0 МВт;
- снижение технологического расхода на передачу электроэнергии в электрических сетях на величину до 1 процентного пункта (в сопоставимых условиях);
- снижение технологического расхода тепловой энергии на ее передачу в тепловых сетях на величину до 0,7 процентного пункта (в сопоставимых условиях);
- экономия топливно-энергетических ресурсов в ГПО «Белэнерго» за 2016–2020 гг. не менее 850 тыс. т у.т.;
- уменьшение использования природного газа в 2020 гг. всего на 3,44 млн. т у.т. (2,5 млрд. куб. м), в том числе за счет ядерного топлива — 2,8 млн. т у.т., электрической энергии для производства тепловой энергии — 0,35 млн. т у.т., МТЭР — 0,19 млн. т у.т., повышения эффективности — 0,1 млн. т у.т. увеличение объема использования ВИЭ на объектах ГПО «Белэнерго» — 68,5 тыс. т у.т.;
- увеличение использования МТЭР на объектах ГПО «Белэнерго» — 190 тыс. т у.т. (при условии реализации проекта по установке котла на МВт на Мозырской ТЭЦ);
- выработка электроэнергии на базе ВИЭ на объектах ГПО «Белэнерго» — порядка 380,0 млн. кВт·ч;
- доля доминирующего ресурса (природного газа) в производстве тепловой и электрической энергии — 70 %;
- отношение суммарной установленной мощности электростанций к максимальной фактической нагрузке в энергосистеме — 160 %;
- отношение среднесуточного числа нарушений электроснабжения населенных пунктов к общему числу населенных пунктов — 0,4 %;
- удельный вес накопленной амортизации в первоначальной стоимости основных средств организаций по строительству и реконструкции электрических сетей и подстанций — 50 %; тепловых сетей — 45 %, генерирующие источники — не более 43 %;
- ввод электрокотлов суммарной мощностью до 985 МВт;
- отношение объема инвестиций в основной капитал, вложенных в развитие производственных фондов организаций ГПО «Белэнерго», к первоначальной стоимости основных средств организаций ГПО «Белэнерго» — 7%.

В Отраслевой программе выполнен прогноз потребности в энергии и мощности.

В большинстве государств мира темпы роста электропотребления находятся в прямой зависимости от роста ВВП.

В Республике Беларусь зависимость темпов роста электропотребления от роста ВВП (которая в большинстве государств мира является прямой зависимостью) частично прослеживается только за последние три года. Утвержденные данные о темпах роста ВВП отсутствуют, а в Министерстве экономики рассматривается следующий (предварительно согласованный) вариант роста ВВП: 2016 г. — 100,3 %; 2017 г. — 102,0 %; 2018 г. — 102,7 %; 2019 г. — 103,2 %; 2020 г. — 104 %; 2016–2020 гг. — 12,8 %.



С учетом названных темпов роста ВВП и среднегодового темпа роста электропотребления за последние 10 лет на 1 процент в Отраслевой программе выполнен прогноз двух вариантов электропотребления: первый — при благоприятных условиях, второй — при неблагоприятных.

При благоприятных условиях среднегодовой темп прироста принят 1 %, а для неблагоприятных с 2016 г. — 0,7 %.

С учетом существенного снижения электропотребления в 2015 г. (3,5 % к уровню 2014 г.) в варианте с неблагоприятными условиями предусматривается незначительное снижение и в 2016 г. Скачок роста электропотребления в 2020 г. определен с учетом прироста потребления вследствие использования электроэнергии для целей отопления и горячего водоснабжения после выхода на полную мощность первого блока АЭС в объеме 1,3 млрд. кВт·ч. В соответствии с прогнозом потребление электроэнергии в 2020 г. при неблагоприятных условиях составит 38,7 млрд. кВт·ч, а при благоприятных — 39,9 млрд. кВт·ч. Прогноз максимальной нагрузки выполнен исходя из фактического удельного прироста мощности на 1 млрд. кВт·ч, прироста электропотребления за 2004–2014 гг., который составил 120 МВт/млрд. кВт·ч. Максимальная нагрузка в 2020 г. при благоприятных условиях составит 6000 МВт, при неблагоприятных — 5840 МВт. Итоги прогноза представлены на рис. 24.

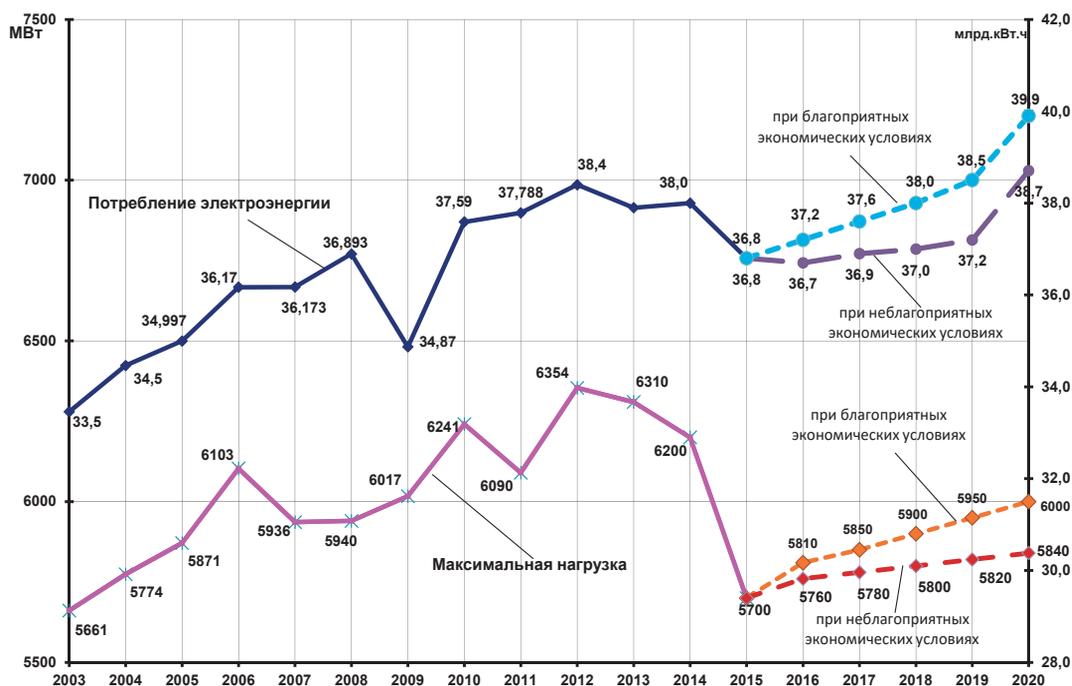


Рис. 24. Прогноз потребления электрической энергии и максимальной нагрузки в энергосистеме согласно Отраслевой программе

Ожидается, что увеличение темпа электропотребления в 2020 г. не будет оказывать влияния на изменение темпа роста пиковой нагрузки, так как названное увеличение ориентировано на использование электроэнергии в период минимальных нагрузок энергосистемы.

Прогнозный объем выработки электрической энергии из ВИЭ в целом по республике Отраслевой программой оценивается к 2020 г. на уровне 0,95 млрд. кВт·ч, в том числе:

- 0,38 млрд. кВт·ч — на объектах ГПО «Белэнерго»;
- 0,57 млрд. кВт·ч — на локальных источниках.



Развитие электрических мощностей на ТЭЦ по теплофикационному циклу будет ограничено по причине того, что потребление тепловой энергии в республике в последние годы снижается и в 2015 г. составило 63,7 млн. Гкал, при этом доля ГПО «Белэнерго» составила 51,5 %. Аналогичная тенденция по объему потребления и структуре производства сохранится до 2020 г.

11.4. КОМПЛЕКСНЫЙ ПЛАН РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СФЕРЫ ДО 2025 г. С УЧЕТОМ ВВОДА БЕЛОРУССКОЙ АТОМНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Комплексный план развития электроэнергетической сферы до 2025 г. с учетом ввода Белорусской атомной электростанции, утвержденный постановлением Совета Министров Республики Беларусь 01.03.2016 № 169 (далее — Комплексный план), определяет стратегические направления в электроэнергетике.

Комплексным планом предусмотрены такие технические мероприятия, как:

- завершение строительства Белорусской атомной электростанции в 2020 г.;
- разработка и реализация подпрограмм (разделов подпрограмм), государственных программ, отраслевой программы развития электроэнергетики;
- интеграция Белорусской атомной электростанции в Объединенную энергетическую систему;

- ликвидация перекрестного субсидирования в тарифах на электроэнергию с учетом планируемого роста реальных доходов населения и системы адресных дотаций отдельным категориям граждан;

- разработка нормативных правовых актов, регулирующих вопросы формирования тарифов на электроэнергию по видам деятельности (производство, передача, распределение и продажа) на основании раздельного учета и в соответствии с этапами реформирования энергетической системы;

- оптимизация уровней тарифов на электроэнергию, используемую для нужд отопления и горячего водоснабжения;

- оптимизация уровней тарифов на электроэнергию для потребителей, осуществляющих расчеты за электроэнергию по тарифам, дифференцированным по временным периодам;

- расширение перечня категорий потребителей, осуществляющих расчеты за электроэнергию по тарифам, дифференцированным по временным периодам.

Кроме того, предусмотрены мероприятия по совершенствованию нормативной правовой базы, оптимизации структуры управления энергетической системой, внешнеэкономическому сотрудничеству.

Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 6 августа 2018 г. № 579 внесены дополнения и изменения в постановление Совета Министров Республики Беларусь от 1 марта 2016 г. № 169 «Об утверждении комплексного плана развития электроэнергетической сферы до 2025 года с учетом ввода Белорусской атомной электростанции». В частности, утвержден межотраслевой комплекс мер по увеличению потребления электроэнергии до 2025 г. (далее — Межотраслевой комплекс мер).

Межотраслевой комплекс мер сформирован из инвестиционных проектов, планируемых к реализации до 2025 г. в организациях Минпрома, Минтранса, Минстройархитектуры, Минжилкомхоза, концернов «Беллепром», «Белнефтехим», «Беллесбумпром».

По итогам реализации всех мероприятий межотраслевого комплекса мер прирост потребления электрической энергии в 2026 г. ожидается на уровне 1,6 млрд. кВт·ч в год, что позволит улучшить технико-экономические показатели



работы белорусской энергосистемы в условиях ввода в эксплуатацию Белорусской атомной электростанции.

11.5. ПАРИЖСКОЕ СОГЛАШЕНИЕ

Парижское соглашение — соглашение об изменении климата, принятое 12 декабря 2015 г. на конференции сторон Рамочной конвенции ООН (СОР-21, г. Париж, Франция) (далее — Соглашение) и одобренное представителями 195 государств мира, включая Евросоюз, регулирующее меры по снижению углекислого газа в атмосфере с 2020 г.

Парижское соглашение после 2020 г. заменит Киотский протокол, основанный только на обязательствах по выбросам парниковых газов в развитых странах. Начиная с 2020 г. снижать выбросы парниковых газов должны будут все государства, ратифицировавшие данное Соглашение. При этом каждая страна Соглашения принимает собственные национальные меры по предотвращению изменения климата путем установления целевых показателей сокращения выбросов в масштабах всей экономики и сообщает раз в пять лет секретариату конвенции о своем вкладе в этот процесс. Первое глобальное подведение итогов планируется провести в 2023 г.

Целью Соглашения является удержание прироста глобальной средней температуры ниже 2 °С сверх доиндустриальных уровней и приложение усилий в целях ограничения роста температуры до 1,5 °С.

Республика Беларусь приняла на себя обязательство обеспечить к 2030 г. сокращение выбросов парниковых газов не менее чем на 28 % от уровня выбросов 1990 г. без учета выбросов и стоков парниковых газов в секторе «Землепользование, изменение землепользования и лесное хозяйство» (далее — ЗИЗЛХ) и без каких-либо дополнительных условий (обязательство не предполагает использование механизмов международного углеродного рынка и привлечение иностранных финансовых ресурсов для внедрения наилучших доступных технологий).

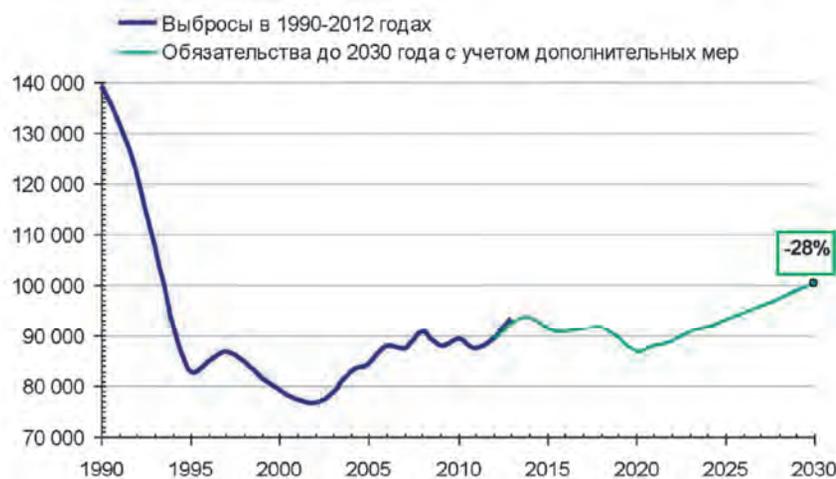


Рис. 25. Выбросы парниковых газов в 1990–2030 гг. Беларусь согласно соглашению, тыс. т в эквиваленте CO₂

На рис. 25 приведена динамика выбросов парниковых газов за период 1990–2012 гг. и прогноз до 2030 г., который основан на сценарии, учитывающем утвержденные программы развития отраслей экономики, включая ввод в эксплуатацию в 2018 г. Белорусской атомной станции, а также дополнительные меры и политику по сокращению углеродоемкости. Согласно прогнозу, после 2030 г. будет прослеживаться дальнейшая тенденция к увеличению выбросов парниковых газов с прохождением пика в 2035 г.

В 1990 г. выбросы парниковых газов составляли 139 151,23 тыс. т в эквиваленте CO₂ без учета сектора ЗИЗЛХ.

Обязательства охватывают следующие парниковые газы:

- диоксид углерода (CO₂);
- метан (CH₄);
- закись азота (N₂O);
- гидрофторуглероды (ГФУ);
- перфторуглероды (ПФУ);
- гексафторид серы (SF₆).

Сведения о динамике выбросов парниковых газов в 1990–2012 гг. по секторам представлены на рис. 26.

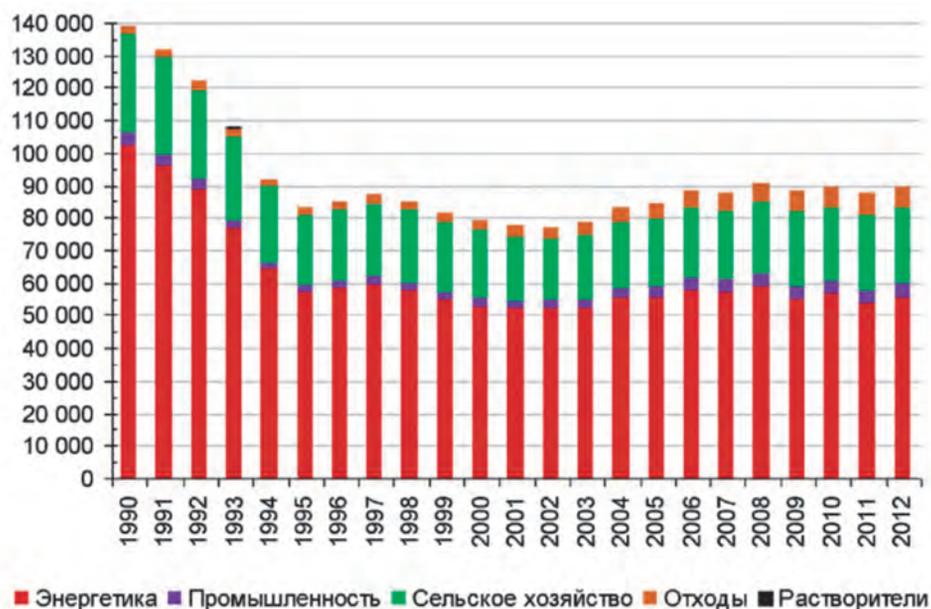


Рис. 27. Динамика выбросов парниковых газов и валового внутреннего продукта в 1995–2012 гг. (данные за 1995 г. приняты за 100 %)



12. ФОРМИРОВАНИЕ СЦЕНАРИЕВ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Сценарии моделирования различных вариантов развития баланса энергосистемы Беларуси с учетом развития ветроэнергетики должны включать:

1. Максимально возможное вовлечение в энергетический баланс возобновляемых источников энергии, в том числе ветроэнергетики, с учетом сбалансированного развития генерирующих мощностей с максимально возможным выводом из эксплуатации физически и морально устаревшего энергетического оборудования.

2. Ежегодное вытеснение органического топлива из топливного баланса энергосистемы за счет вовлечения возобновляемых источников энергии, в том числе ветроэнергетики.

3. Интеграцию в энергобаланс атомной станции.

4. Обеспечение резервирующих мощностей.

5. Определение предельно допустимого уровня развития сложно регулируемых генерирующих источников, таких как ветроэнергетические установки и солнечные электростанции.

Одним из важных условий разработки моделей баланса является учет сокращения выбросов парниковых газов, производимых предприятиями энергетического сектора.

С учетом совокупности требований основных программных документов, явно или косвенно регламентирующих развитие энергетического сектора в ближайшие годы, целесообразно разработать три основных сценария развития баланса энергосистемы Беларуси, в т. ч.:

а) сценарий № 1, базирующийся на прогнозах НСУР-2030 относительно роста ВВП:

- рост ВВП за 2016–2030 гг. в 1,5–2,0 раза;
- достижение ВВП на душу населения к 2030 г. 30–39 тыс. долл. США по паритету покупательской способности;
- энергоемкости ВВП — 220 кг у.т./млн руб. (в ценах 2005 г.) к 2030 г.

б) сценарий № 2, базирующийся на выполнении индикаторов Концепции энергобезопасности:

- отношение объема производства (добычи) первичной энергии из возобновляемых источников энергии к валовому потреблению ТЭР к 2030 г. — 8 %;
- энергоемкость ВВП (в ценах 2005 г.) к 2030 г. — 317 кг у.т./млн руб. (в ценах 2005 г.);
- производство электрической энергии из возобновляемых источников энергии — 2,1 млрд. кВт·ч в 2030 г.

Все сценарии должны учитывать реализацию Отраслевой программы и ввод в эксплуатацию Белорусской АЭС и предельный уровень выбросов парниковых газов 74 млн. т в эквиваленте CO₂ (в т. ч. в секторе преобразования в электрическую и тепловую энергию — 30 млн. т в эквиваленте CO₂).

Варианты моделирования сценариев представлены в табл. 11.

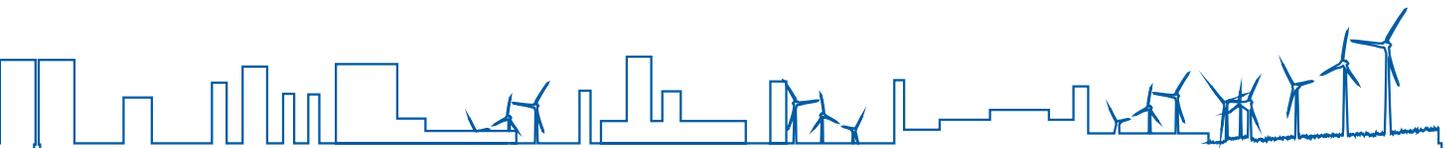


Таблица 11. Варианты моделирования сценариев

№ рас- чета	Сценарий	Производство электроэнергии, млрд. кВт·ч	Производство теплоэнергии, млн. Гкал	Отношение объема произ- водства (до- бычи) пер- вичной энер- гии из ВИЭ к валовому по- треблению ТЭР, %	Производство электрической энергии из ВИЭ
1	Оптимистичный (по индикаторам НСУР-2030)	45,2	63,2	8	2,3
2				6,8	
3				14	2,3
4				6,8	
5	Базовый (по ин- дикаторам Кон- цепции энергетиче- ской безопас- ности)	42,1	59,8	8	2,1
6				6,3	
7				14	2,1
8				6,3	
9	Пессимистичный	39,6	58,4	8	2,0
10				5,9	
11				14	2,0
12				5,9	



13. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАКСИМАЛЬНО ВОЗМОЖНОГО УРОВНЯ РАЗВИТИЯ СЛОЖНО РЕГУЛИРУЕМЫХ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ, ТАКИХ КАК ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ И СОЛНЕЧНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

13.1. ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

Потоки возобновляемой энергии очень велики по сравнению с использованием энергии человечеством. Поэтому, в принципе, все наши энергетические потребности, как сейчас, так и в будущем, могут быть удовлетворены за счет энергии из возобновляемых источников. Существуют технологии, которые преобразуют потоки возобновляемой энергии в современные энергоносители или непосредственно в желаемые энергетические услуги. В настоящее время возобновляемая энергия обеспечивает 14 % первичной энергии в мире, в основном за счет использования биомассы, и 20 % электроэнергии за счет гидроэнергетики.

Технологическое развитие в течение последнего десятилетия привело к тому, что современные источники возобновляемой энергии стали конкурентоспособными во многих случаях. Дальнейшее технологическое развитие и промышленное обучение будут продолжать снижать затраты. Если учитывать затраты на охрану окружающей среды и безопасность поставок, то у возобновляемых источников энергии рынки еще шире. Благодаря решительным усилиям по ускорению этого распространения все потребности человека в энергии могут быть удовлетворены путем перенаправления небольшой доли естественных потоков возобновляемой энергии в течение столетия.

Естественные потоки возобновляемых ресурсов огромны по сравнению с глобальным использованием энергии, и уровень их использования будет, в первую очередь, зависеть от экономической эффективности технологий, использующих эти потоки. Политика, способствующая развитию и использованию возобновляемых источников энергии и технологий, может существенно изменить ситуацию. Очевидно, что долгосрочное использование энергоресурсов, скорее всего, будет зависеть от достижения баланса между экологическим и экономическим аспектами, а не от текущего уровня развития технологий использования этих ресурсов.

Быстрый рост энергетических систем на основе возобновляемых источников энергии потребует действий по стимулированию рынка в этом направлении. Это расширение может быть достигнуто поиском путей снижения относительной стоимости новых возобновляемых источников энергии на ранних стадиях их разработки и коммерциализации, при этом все еще используя преимущества экономической эффективности рынка. Ценообразование, основанное на полной стоимости традиционных источников энергии (включая постепенное прекращение субсидий и усвоение внешних факторов), сделает новые возобновляемые



источники энергии более конкурентоспособными. Однако такие меры остаются противоречивыми.

В любом случае, значительные препятствия стоят на пути ускоренного развития возобновляемых технологий, которые могут быть преодолены только с помощью соответствующих структур и политики.

Природная энергия течет через земную экосистему, а географический и технический потенциал того, что они могут производить для нужд человека, во много раз превышает текущее потребление энергии (приблизительно 474 ЭДж (474·10¹⁸ Дж = 132 000 ТВт·ч) в 2008 г.). Но для того, чтобы рассматривать возобновляемые источники энергии в перспективе, важно изучить долгосрочную доступность энергетических ресурсов с точки зрения теоретических максимумов или, в конечном итоге, извлекаемых ресурсов (см. табл. 12) [10]. Это известно как теоретический потенциал.

По общему признанию можно утверждать, что анализ, основанный на извлекаемых ресурсах, не имеет значения, потому что залежи углеводородов или естественные потоки становятся ресурсами, только если есть спрос на них и разработана соответствующая технология для их преобразования и использования. Поэтому оценка технического потенциала учитывает инженерные и технологические критерии. В любом случае картина ясна — возобновляемые источники энергии огромны, что не будет препятствовать их развитию.

Вид возобновляемого источника энергии	Текущий уровень использования, 10 ¹⁸ Дж	Технический потенциал, 10 ¹⁸ Дж	Теоретический потенциал, 10 ¹⁸ Дж
Гидроэнергия	10	50	150
Биомасса	50	>250	2 900
Солнечная энергия	0,2	>1 600	3 900 000
Ветроэнергия	0,2	600	6 000
Геотермальная энергия	2,0	5000	140 000 000
Энергия океанов	—	—	7 400
Всего	62,4	>7 500	>143 000 000

Таблица 12. Глобальный потенциал возобновляемых источников энергии

Крупные гидроэлектростанции поставляют около 20 % мировой электроэнергии. Их возможности для расширения ограничены в промышленно развитых странах, где использование гидроэнергетики почти достигло своего экономически целесообразного потенциала. В развивающихся странах все еще существует значительный потенциал, но крупные гидроэнергетические проекты часто сталкиваются с финансовыми, экологическими и социальными ограничениями. Подсчитано, что вместе возобновляемые источники энергии (современная энергия биомассы, геотермальная энергия, малая гидроэнергетика, солнечная энергетика, ветроэнергетика, тепловое электричество и энергия приливов/отливов) дали около 2 % мирового производства энергии. Вероятно, пройдут десятилетия, прежде чем «новые» возобновляемые источники энергии составят основную долю общего потребления энергии в мире, поскольку в настоящее время они составляют лишь небольшой процент от общего потребления энергии. Тем не менее, в нескольких странах, таких как Германия и др., научное сообщество проводит важные исследования с амбициозной целью 50-процентных возобновляемых источников энергии к 2050 г.

Несмотря на преимущества возобновляемой энергетики, широкомасштабное использование ВИЭ сдерживается в первую очередь технико-экономическими причинами. Кроме технических ограничений, потенциал развития солнечной



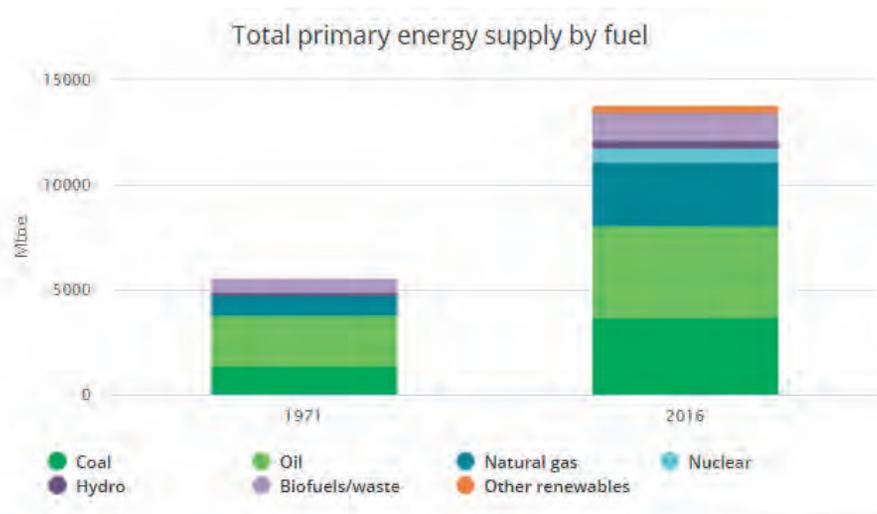


Рис. 28. Источники первичной энергии в мировом потреблении по видам топлива (МЭА)
coal — уголь, *hydro* — гидроэнергия, *oil* — нефть,
biofuel/waste — биотопливо и отходы, *natural gas* — природный газ,
other renewables — другие ВИЭ, *nuclear* — ядерная энергия

и ветровой энергетики ограничивается следующими факторами:

- доступная площадь (на суше, море, крышах и фасадах зданий);
- количество ресурса, приходящегося на данную область (скорость ветра, солнечное излучение);
- количество энергии, которое может быть технически преобразовано из общего ресурса (конверсия).

Схематично территория, доступная для технологии ВИЭ, представлена на рис. 29 [11].

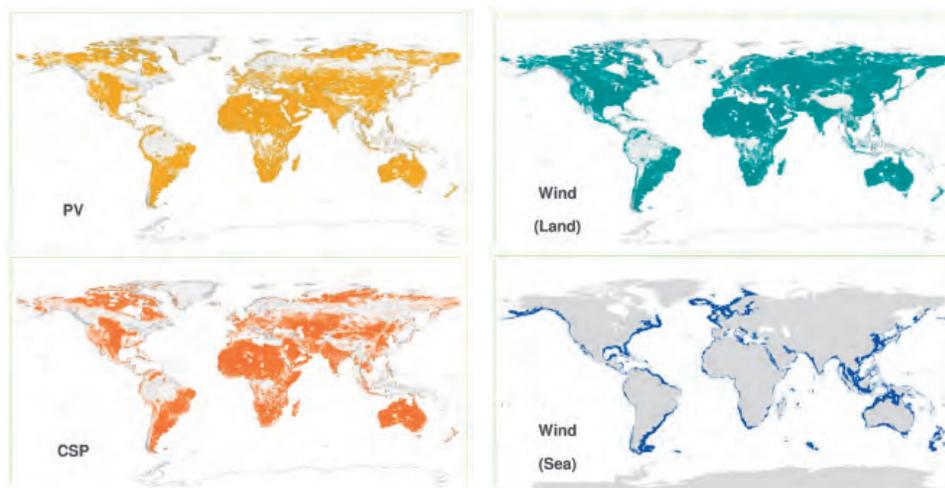


Рис. 29. Территория, доступная для технологии ВИЭ (солнечные панели, гелиоконцентратор, ветроэнергетические установки (суша), ветроэнергетические установки (море))

13.2. ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА

Развитие ветроэнергетики во всем мире предъявляет высокие требования к ряду базовых технологий, таких как аэродинамика ветряных турбин, структурная динамика, конструкция редукторов, подключение к электросети и т. д. Поскольку ветер является единственным энергоисточником для ветряных электростанций, то ветрометеорология и ветро-климатология необходимы для любого использования энергии ветра.

По оценкам различных авторов, общий ветроэнергетический потенциал Земли равен 1200 ТВт, однако возможности использования этого вида энергии в различных районах Земли неодинаковы. Среднегодовая скорость ветра на высоте 20–30 м над поверхностью Земли должна быть достаточно большой, чтобы мощность воздушного потока, проходящего через надлежащим образом ориентированное вертикальное сечение, достигала значения, приемлемого для преобразования. Ветроэнергетическая установка, расположенная на площадке, где среднегодовая удельная мощность воздушного потока составляет около 500 Вт/м^2 , может преобразовать в электроэнергию около 175 из этих 500 Вт/м^2 .

Энергия, содержащаяся в потоке движущегося воздуха, пропорциональна кубу скорости ветра. Однако не вся энергия воздушного потока может быть использована даже с помощью идеального устройства. Теоретически доказано, что коэффициент использования энергии ветра идеального ветроколеса горизонтальных, пропеллерных и вертикально-осевых установок равен 0,593. Это объясняется тем, что роторы ВЭУ обоих типов используют один и тот же эффект подъемной силы, возникающий при обтекании ветровым потоком профилированной лопасти. К настоящему времени достигнутый на горизонтальных пропеллерных ВЭУ коэффициент использования энергии ветра составляет 0,4.

Кроме того, часть энергии воздушного потока теряется при преобразовании механической энергии в электрическую, которое осуществляется с КПД обычно 75–95 %. Учитывая все эти факторы, удельная электрическая мощность, выдаваемая реальным ветроэнергетическим агрегатом, составляет 30–40 % от мощности воздушного потока при условии, что этот агрегат работает устойчиво в диапазоне скоростей, предусмотренных проектом.

Однако иногда ветер имеет скорость, выходящую за пределы расчетных скоростей. Скорость ветра бывает настолько низкой, что ветроагрегат совсем не может работать, или настолько высокой, что ветроагрегат необходимо остановить и принять меры по его защите от разрушения. Если скорость ветра превышает номинальную рабочую скорость, часть извлекаемой механической энергии ветра не используется, с тем чтобы не превышать номинальной электрической мощности генератора. Учитывая эти факторы, удельная выработка электрической энергии в течение года составляет 15–30 % энергии ветра или даже меньше в зависимости от местоположения и параметров ветроагрегата.

С 1980-х гг., когда было начато использование первых коммерческих ветровых установок, произошло значительное повышение единичной мощности и эффективности ветровых турбин, усовершенствовался их дизайн.

Самые значительные изменения касаются увеличения размеров и улучшения технических характеристик. 20 лет назад единичная мощность ветроустановок составляла 25 кВт. Сегодня коммерческий ассортимент предлагает ветровые турбины мощностью от 2000 до 8000 кВт (2–8 МВт).

Производство ветровых турбин и комплектующих к ним налажено на заводах, расположенных в Европе и по всему миру. Ведущие производители — Дания, Китай, Германия, Испания, США, Индия и Япония.

На протяжении всего времени единичная мощность ветротурбины росла постоянно. В результате для получения большего количества энергии потребля-



ется меньше материалов, снижается себестоимость, требуется гораздо меньшее количество турбин и высвобождаются дополнительные территории. Срок службы ветровых турбин составляет от 20 до 25 лет.

Современные ветроустановки складываются из модулей и легко возводятся. Процесс возведения занимает считанные месяцы. Это особенно важно для стран, которым необходимо увеличить производство электроэнергии в кратчайшие сроки. Ветровые станции могут быть различной мощности — от нескольких МВт до нескольких ГВт.

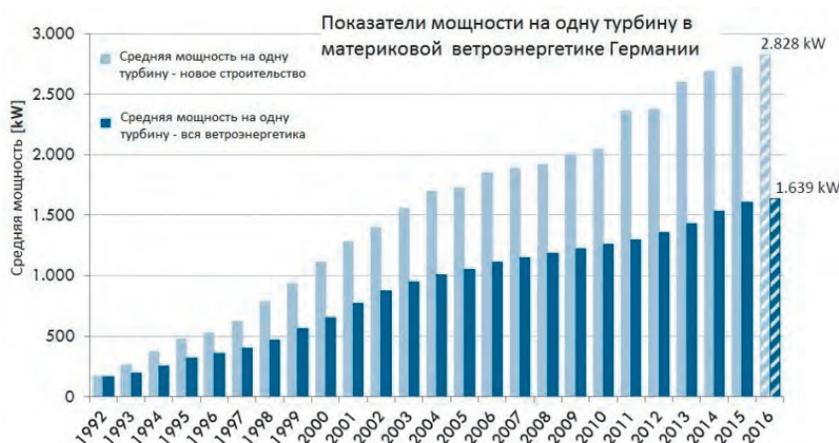


Рис. 30. Динамика изменения установленной мощности ветровых турбин в Германии

Увеличиваются как башни, которые у крупнейших машин сегодня достигают 140 м, так и лопасти, достигающие в длину почти 90 м, и диаметры ротора, достигающие почти до 190 м.

На текущий момент крупнейшими серийными ветряками являются 8-мегаваттные машины от Vestas (MHI Vestas V164), Adwen (AD-180) и Siemens (SWT-8.0-154 8MW), используемые в морской (офшорной) ветроэнергетике, а также 7,5-мегаваттная модель Enercon E-126 — крупнейший материковый ветрогенератор.

Это серийные модели, находящиеся в эксплуатации. В виде прототипов существуют еще более крупные агрегаты.

Размеры ветроустановок увеличивают исходя из экономических соображений — в попытке снизить стоимость электроэнергии. Высокие башни обеспечивают доступ к ветровым ресурсам более высокого качества. Увеличение диаметра ротора позволяет «захватить» этих ресурсов побольше, а также задействовать менее качественный ветровой потенциал. Увеличение размеров может приводить к снижению удельных (на единицу мощности) капитальных и операционных затрат, что прямо отражается на стоимости электроэнергии.

В то же время рост размеров ветровых турбин наталкивается на ограничения, связанные как с характеристиками используемых материалов, так и с транспортировкой и технологиями монтажных работ. Кроме того, существуют физические лимиты увеличения размеров, описываемые законом квадрата-куба: объем (соответственно, масса и стоимость) используемых материалов может расти быстрее, чем отдача от этого увеличения.

Транспортно-логистические и монтажные ограничения касаются, главным образом, материковой ветроэнергетики. Перевозка секций башен большого диаметра и длинных лопастей наземным транспортом — серьезный технологический вызов. Диаметр перевозимых труб/конусов башен ветряков ограничен се-

годня 4,3 м, в редких случаях возможны перевозки диаметров 4,6 м. Разумеется, транспортировка таких агрегатов на дальние расстояния крайне затруднена. Одним из используемых компромиссных решений является комбинированная башня сталь/железобетон, в которой нижние железобетонные секции самого большого диаметра изготавливаются на месте. Кроме того, необходимо учитывать, что транспортная и монтажная техника (например, большие краны) имеет свои пределы.

Приведенные ограничения в меньшей степени касаются морской ветроэнергетики, где используются производственные технологии/мощности судостроения, строительства на шельфе и морских грузоперевозок.

Проведенное в США исследование, включающее в себя опрос 163 ведущих отраслевых экспертов, показало: размеры ветроустановок будут расти и дальше. При этом очевидно, потенциал роста у офшорных (морских) ветрогенераторов существенно превышает потенциал наземной ветроэнергетики.

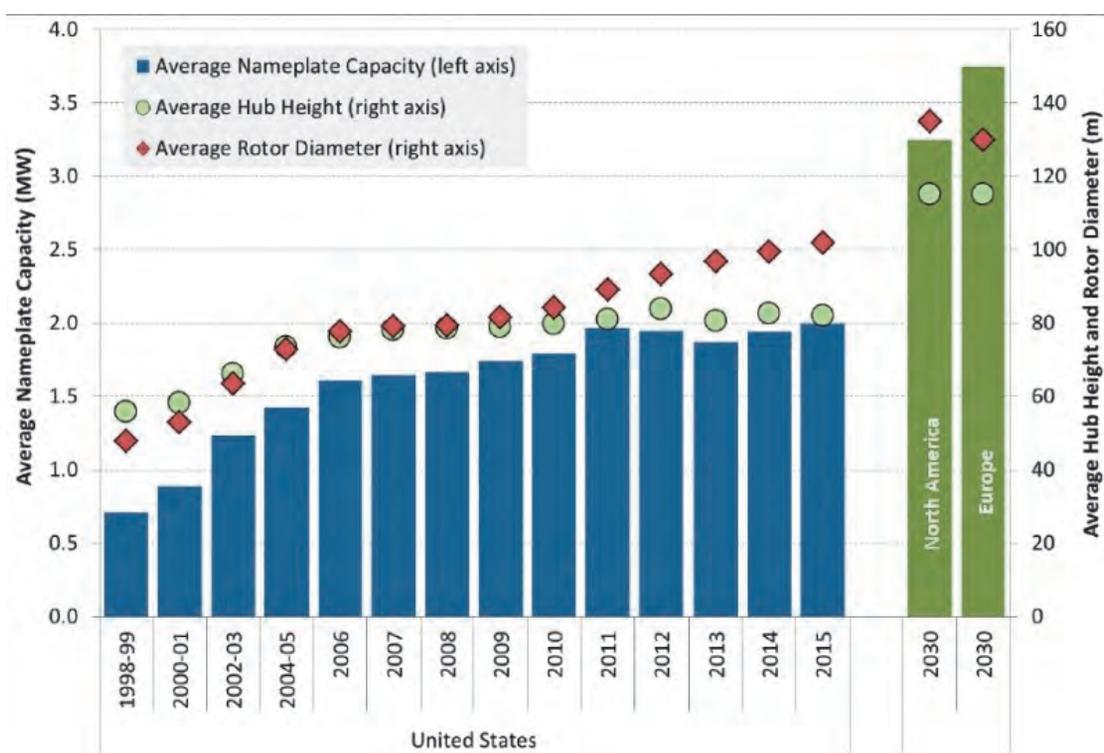


Рис. 31. Динамика изменения высоты и установленной мощности материковых ветровых турбин: Average Nameplate Capacity (MW) — средняя единичная установленная мощность, Average Hub Height — средняя высота оси ротора, Average Rotor Diameter — средний диаметр ротора

Результаты исследования представлены на следующих графиках: К 2030 г. средняя высота башни ветрогенератора в материковой ветроэнергетике приблизится к 120 м и в Европе, и в США, средний диаметр ротора будет находиться в интервале 130–140 м, а средняя установленная мощность на один генератор в Европе превысит 3,5 МВт.





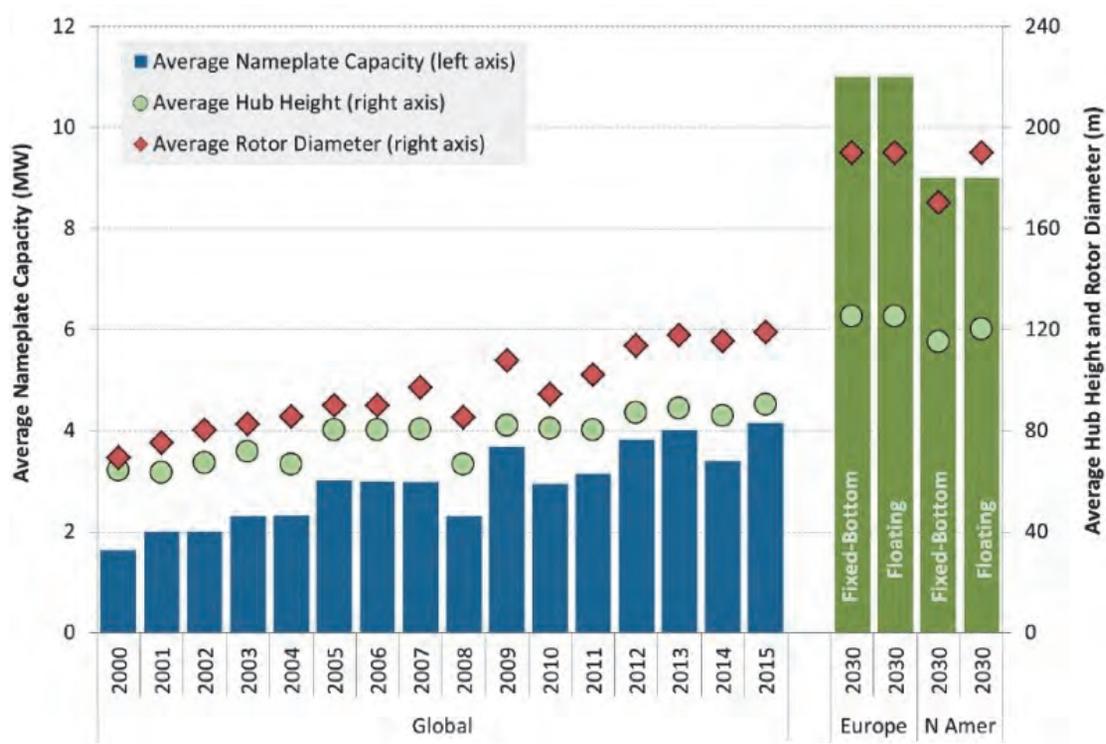


Рис. 32. Динамика изменения высоты и установленной мощности офшорных ветровых турбин: Average Nameplate Capacity (MW) — средняя единичная установленная мощность, Average Hub Height — средняя высота опора, Average Rotor Diameter — средний диаметр ротора, Fixed-Bottom — фиксированные на дне, Floating — плавающие

В офшорной ветроэнергетике намечаемые изменения куда существенней. Средняя мощность ветрогенераторов на европейском рынке достигнет 11 МВт при высоте башен более 220 м. Распространение получают плавающие ветроэлектростанции. Некоторые эксперты прогнозируют, что к 2030 г. максимальная мощность морских ветряков на фиксированном фундаменте может достичь 18 МВт, то есть более чем в два раза превысит сегодняшние рекордные показатели.

В то же время очевидно, что ветроустановки не будут расти бесконечно. Вероятно, в скором времени будет определен оптимум, превышение которого будет затруднено с логистической, в первую очередь, точки зрения и не будет оправдываться экономически.

Современные электронные компоненты позволили проектировщикам контролировать отпуск и качество электроэнергии. Эти события сделали ветряные турбины более подходящими для интеграции с электрической инфраструктурой и, в конечном счете, для более простой интеграции в энергосистему.

Исследования мировых ветровых ресурсов показывают, что данные ресурсы огромны и равномерно распределены практически по всем регионам и странам. Недостаточная сила ветра вряд ли может стать фактором, сдерживающим развитие ветровой энергетики в мире. С развитием ветроэнергетики все большие объемы электроэнергии, вырабатываемой за счет ветра, необходимо будет интегрировать в мировую энергетическую сеть. Нестабильность ветрового потока не является ограничивающим фактором в этом вопросе. Современные методы контроля и резервные мощности позволяют без проблем интегрировать ВЭУ в объеме до 20 % общей выработки электроэнергии в системе. Свыше этого уровня могут потребоваться некоторые изменения в энергетических системах и в способах их регулирования. Передовые технологии прогнозирования и географическое распространение ветропарков способствуют крупномасштабной интеграции ветроэнергетики.



Экологические и социальные аспекты вступают в действие на нескольких этапах проекта ветровой турбины, которые включают строительство и производство, нормальную эксплуатацию и вывод из эксплуатации. Наблюдаются следующие негативные экологические аспекты, связанные с использованием ветряных турбин: акустический шум, визуальное воздействие на ландшафт, влияние на поведение птиц, движущиеся тени, вызванные ротором, и электромагнитные помехи от радио-, телевизионных и радиолокационных сигналов. На практике шум и визуальное воздействие создают большую часть проблем в развитии ветровых электростанций.

13.3. СОЛНЕЧНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Солнечная энергия обладает огромным теоретическим потенциалом. Количество солнечной радиации, перехваченной Землей, намного выше, чем ежегодное глобальное использование энергии. Крупномасштабная доступность солнечной энергии зависит от географического положения региона, типичных погодных условий и наличия земли (см. табл. 13) [10]. Оценка здесь сделана с точки зрения первичной энергии. Другими словами, оценивается энергия до преобразования во вторичную или конечную энергию. Количество конечной энергии зависит от эффективности используемого преобразовательного устройства (типа применяемого фотоэлектрического элемента).

Таблица 13. Годовой потенциал солнечной энергии

Регион	Минимальный потенциал, 10^{18} Дж	Максимальный потенциал, 10^{18} Дж
Северная Америка	181	7 410
Латинская Америка и страны Карибского бассейна	112	3 385
Западная Европа	25	914
Центральная и Восточная Европа	4	154
Страны СНГ	199	8 655
Средний восток и Северная Африка	412	11 060
Африка к югу от Сахары	371	9 528
Азиатско-Тихоокеанский регион	41	994
Южная Азия	38	1 339
Центральная Азия	115	4 135
Тихоокеанские страны-члены ОЭСР	72	2 263
Всего	1 575	49 837

Солнечная энергия универсальна и может использоваться для выработки электроэнергии, тепла, холода, пара, света, вентиляции или водорода. Ожидается, что несколько факторов будут определять степень использования солнечной энергии, а именно: наличие эффективных и недорогих технологий, эффективных технологий накопления энергии и высокопроизводительных технологий конечного использования.

По данным программы Международного энергетического агентства по фотоэлектрической солнечной энергетике — Photovoltaic Power Systems program (IEA PVPS), в 2017 г. в мире было введено в строй 98 ГВт солнечных электростанций, а их суммарная установленная мощность достигла 402,5 ГВт, что в 70 раз больше, чем в 2006 г. (рис. 33) [12]. По показателю установленной мощности солнечная энергетика обошла атомную.



Почти треть мировой фотоэлектрической энергетики сконцентрирована сегодня в Китае (131 ГВт), а в 2017 г. КНР обеспечила более половины глобального прироста.

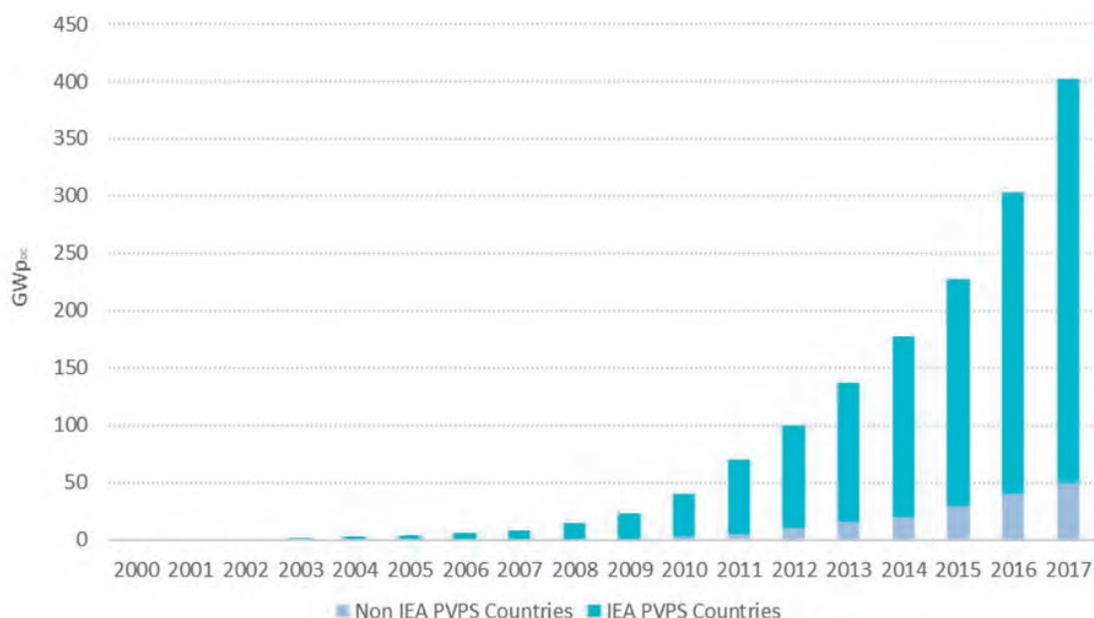


Рис. 33. Динамика изменения установленной мощности солнечной энергии в мире, ГВт

Без учета Китая глобальный фотоэлектрический рынок в прошлом году вырос всего на 4 ГВт — прирост составил 45 ГВт. Рынок США упал на 28 % — до 10,6 ГВт. В то же время такие рынки, как Австралия (1,25 ГВт), Южная Корея (1,2 ГВт), Пакистан (800 МВт), Тайвань (523 МВт) и Таиланд (251 МВт), динамично растут. Ожидается, что Малайзия, Вьетнам и Индонезия в ближайшие годы также внесут весомый вклад в мировое развитие солнечной энергетики.

Одним из методов производства электроэнергии является прямое преобразование солнечного света в электричество с использованием фотоэлектрических (PV) систем. Установленная мощность солнечных панелей в 2017 г. оценивалась в 389,6 ГВт [13]. Основным компонентом фотоэлектрических систем является солнечный модуль, обычно ряд ячеек, соединенных последовательно. В настоящее время ячейки и модули из кристаллического кремния доминируют на рынке. Эффективность преобразования этих коммерчески доступных модулей составляет от 12 до 20 %. Эта цифра может увеличиться до 30 и более процентов в долгосрочной перспективе. Более высокая эффективность может быть достигнута путем укладки ячеек с различными оптическими свойствами.

Существует много типов солнечных элементов в стадии разработки или производства (рис. 34) [14]. Пока еще рано определять победителей или проигравших среди разработчиков фотоэлектрических технологий. Тем не менее, существует разумный консенсус в отношении того, что тонкопленочные технологии, как правило, предлагают лучшие долгосрочные перспективы при очень низких затратах на производство и окупаемости энергии менее одного года.



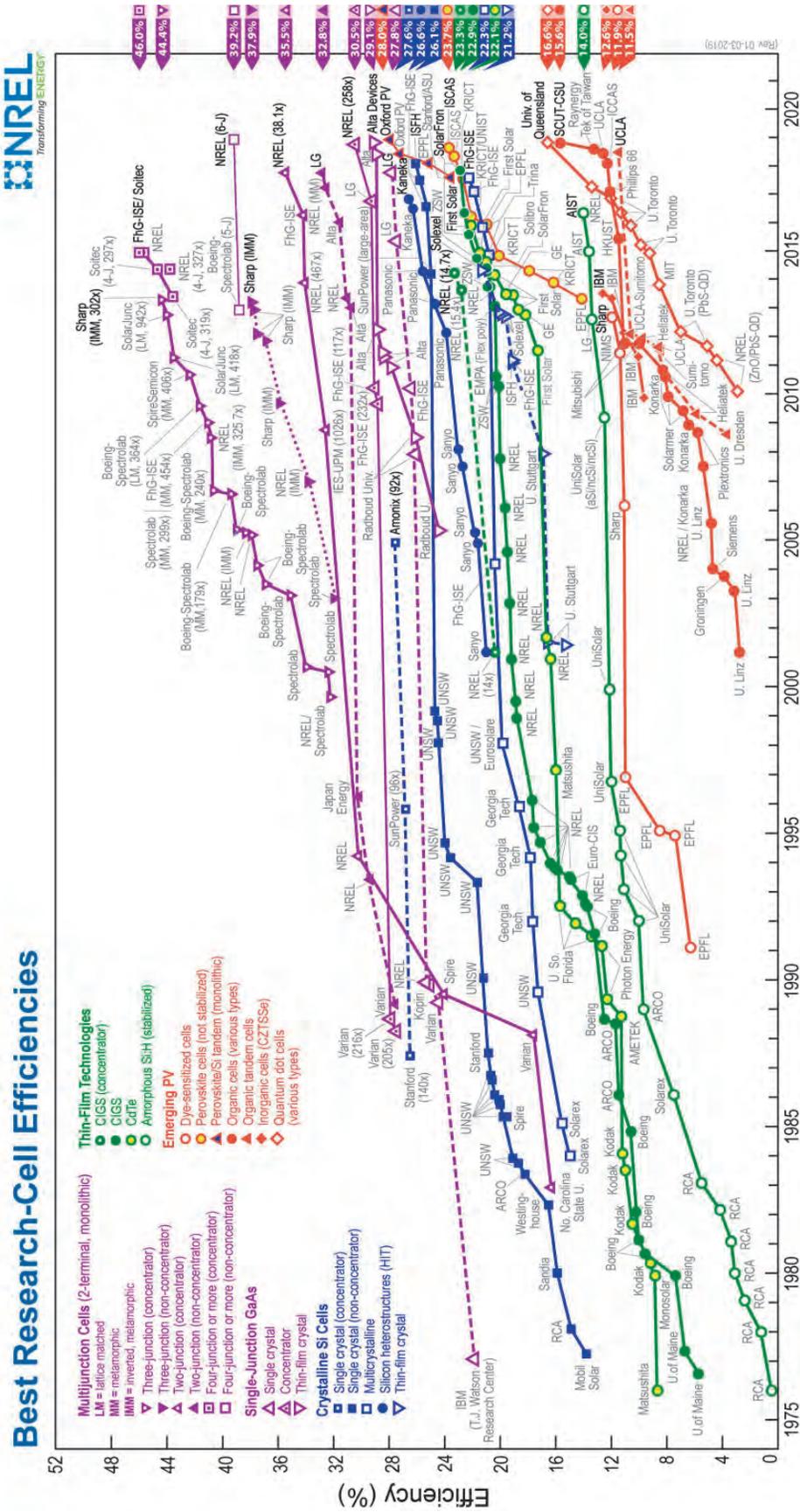


Рис. 34. КПД солнечных панелей на текущий момент и в перспективе до 2020 г.

В солнечной энергетике регулярно фиксируются новые рекорды эффективности. Это способствует снижению удельных капитальных затрат в отрасли, поскольку повышение эффективности ведет к уменьшению размеров устройств и снижению потребления материалов на единицу мощности.

Теоретический максимум эффективности обычных «однопереходных» солнечных элементов (без использования концентраторов) составляет 33 % (Shockley–Queisser limit). Долгое время считалось, что на практике превзойти уровень в 26 % будет вряд ли возможно [15].

Немецкие ученые из исследовательского Института в области солнечной энергетике (Institut für Solarenergieforschung — ISFH) и Института материалов и компонентов для электроники (Institut für Materialien und Bauelemente der Elektronik — MBE) разработали кремниевые солнечные ячейки с эффективностью 26,1 % (пресс-релиз). Это намного выше, чем удавалось достичь ранее для элементов типа «п» (p-type), изготовленных на основе кремния (наиболее распространенный тип солнечных ячеек — 90 % рынка сегодня) [15].

Эффективность выше 25 % до сих пор достигалась только на кремнии «н»-типа (n-type) и в сочетании с диффузией бора или гетеропереходами аморфного кремния.

Особенностью кристаллического кремниевого солнечного элемента — рекордсмена — является контакт, который был разработан в ISFH и MBE. Для того чтобы использовать вырабатываемое в солнечном элементе электричество, нужны контакты из металла. В момент перехода от металла к кремнию и наоборот до сих пор наблюдались большие потери энергии. Новые контакты POLO позволяют их сократить. POLO расшифровывается как «Polycrystalline Silicon on Oxide» («полукристаллический кремний на оксидах») [15].

Международной группе ученых удалось повысить эффективность многопереходных фотоэлементов до 35,9 %. Пока конструкция модулей требует использования дорогостоящих материалов, но инженеры надеются, что постепенно цена компонентов будет снижаться, а панели с высоким КПД станут более доступными [15].

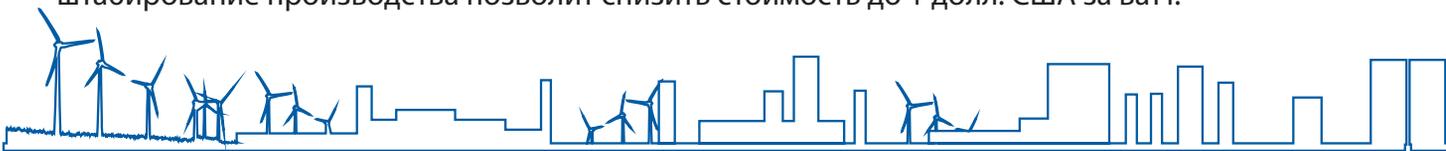
Группа инженеров из Национальной лаборатории по изучению возобновляемой энергии США (NREL), Швейцарского центра электроники и микротехнологии (CSEM) и Федеральной политехнической школы Лозанны (EPFL) разработали солнечные модули с многопереходной структурой и рекордными показателями эффективности [15].

Чтобы добиться максимального КПД, ученые экспериментировали с кремниевыми модулями и различными полупроводниковыми материалами III-V группы. Двухпереходные солнечные панели на основе гетеропереходного кремниевого модуля и верхнего модуля из арсенида галлия (GaAs) продемонстрировали КПД 32,8 %, побив предыдущий рекорд ученых. В 2016 г. эффективность составляла 29,8 % при похожей структуре. Инженеры также создали трехпереходные модули со слоем фосфида галлия-индия (GaInP) с КПД 35,9 % [15].

Для сравнения, в марте группа инженеров из немецкого Института солнечных энергосистем имени Фраунгофера (ISE) и австрийский производитель полупроводников EV Group (EVG) поставили новый рекорд эффективности кремниевых многопереходных солнечных элементов, добившись КПД 31,3 % [15].

Как пояснили ученые в пресс-релизе, обычно такие показатели эффективности демонстрируют дорогостоящие мультипереходные фотоэлементы, полностью состоящие из материалов III-V группы.

Однако пока цена компонентов препятствует широкому применению солнечных панелей такого типа. При среднем КПД 30 % один ватт от модуля на основе GaInP обойдется в 4,85 долл. США. А один ватт от панели на основе GaAs — в 7,15 долл. США. Инженеры предполагают, что повышение КПД до 35 % и масштабирование производства позволит снизить стоимость до 1 долл. США за ватт.



Многие ученые пытаются снизить себестоимость солнечных элементов. Для этого они применяют легирование, пищевые добавки, пигменты железа и перовскиты.

Успешные исследования измерения потока солнечной энергии между различными частями фотосинтезирующего организма позволили сделать первый шаг, который в конечном итоге будет способствовать развитию технологий, использующих солнечную энергию гораздо более эффективно, чем это возможно в настоящее время. Исследователи из Graphene Flagship показали, что время жизни солнечных батарей на основе перовскита может быть значительно увеличено за счет использования многослойных панелей MoS₂ в качестве активного интерфейсного буферного слоя. Более того, ученые из Гонконга сообщили, что они успешно разработали tandemные солнечные элементы на основе перовскита и кремния с самой высокой в мире эффективностью преобразования энергии — 25,5 %. Здесь стоит упомянуть, что КПД перовскитных солнечных элементов составлял только 3,8 %, когда они впервые появились в 2009 г. Затем были созданы полупрозрачные солнечные элементы на основе перовскита, которые демонстрируют высокую эффективность преобразования энергии и пропускают видимый свет, блокируя инфракрасный свет, что делает их отличными кандидатами для солнечных окон. Было доказано, что полимер поли-3,4-этилендиокситиофен должен обладать большим потенциалом для экономичных и высокоэффективных перовскитных солнечных элементов в качестве материала для переноса дырок [15].

Команда исследователей из Массачусетского технологического института (США) разработала новый солнечный элемент, который объединяет два разных слоя материала, поглощающего солнечный свет, для сбора более широкого диапазона солнечной энергии. Используя термостойкое устройство, выполненное из слоев вольфрама и глинозема, исследователи обнаружили, что устройство может поглощать солнечное излучение широкого спектра и преобразовывать его в электричество. Зеленый полимер, полученный из биологических отходов, был нанесен на сенсibilизированные красителем солнечные элементы. Хитозан, полученный из насекомых и ракообразных хитин, был модифицирован с целью получения фталил хитозанового электролита для красителей, сенсibilизированных с эффективностью более 7 %. Также было обнаружено, что тонкопленочные фотоэлектрические элементы CdTe и Cu (In, Ga) Se₂ имеют высокую эффективность, около 16,5 % и 20 % соответственно. В результате было обнаружено, что солнечные элементы на основе перовскита CH₃NH₃Pb_{0.75}Sn_{0.25}I₃ с перевернутой структурой имеют максимальную эффективность преобразования энергии — 14,1 %. Freitag достигли очень высокой эффективности преобразования энергии в условиях внешнего освещения с помощью сенсibilизированного красителем солнечного элемента. Их фотосистема сочетает в себе два разумно разработанных сенсibilизатора, кодированных D35 и XY1, с комплексом меди в качестве окислительно-восстановительного катализатора, чтобы достигнуть высокого фотоэлектрического напряжения разомкнутой цепи 1,1 В [15].

Солнечные энергетические технологии стали признанными и популярными технологиями во всем мире. Чтобы достичь этого, были вложены миллиарды долларов США, и ожидается, что в ближайшее время будет инвестировано гораздо больше для преодоления нынешних ограничений в солнечной энергетике. В настоящее время ряд новых крупномасштабных проектов в области солнечной энергетике (например, CSP) вступают в действие или разрабатываются как в развитых, так и в развивающихся странах. Было установлено, что CSP подходит для регионов без частых облаков или тумана, хотя система стоит дороже, чем фотоэлектрические технологии. В настоящее время фотоэлектрические технологии могут оставаться основным источником солнечной энергии. Кроме того, потенциальный рынок для автономных солнечных систем остается в значительной степени невостребованным без соответствующей поддерживающей политики.



Несмотря на быстрое снижение затрат на солнечные технологии в последние годы, общие затраты на производство солнечной энергии все еще остаются высокими. Стимулы и скидки, которые имеют решающее значение для развития рынка солнечной энергии, дают понять, что инновационные подходы по-прежнему необходимы для уменьшения фискального бремени различных политических стимулов. Тем не менее, данная отрасль должна уделять больше внимания качеству и развитию своих технологий. Кроме того, исследователи должны также сосредоточиться на повышении конкурентоспособности солнечной энергии по сравнению с обычными и другими возобновляемыми источниками энергии. Несмотря на некоторые недостатки, солнечная энергетическая технология является одним из наиболее перспективных возобновляемых источников энергии для удовлетворения будущего глобального спроса на энергию. Технологии солнечной энергии стали широко распространенными и популярными во всем мире.

13.4. СЖИГАНИЕ МУСОРА

Согласно Национальной стратегии по обращению с твердыми коммунальными отходами и вторичными материальными ресурсами в Республике Беларусь на период до 2035 г., инвестиционная стоимость строительства мусоросжигательного завода мощностью 500 тыс. т в год в окрестностях г. Минска составит около 200 млн. евро [16].

Из этих данных видно, что удельная стоимость завода в пересчете на одну тонну переработанного мусора составляет около 600 евро/т. Данная стоимость ниже среднего удельного показателя для аналогичных заводов в Европе, где цена установки по сжиганию отходов в пересчете на сжигание одной тонны в год находится в диапазоне 600-700 евро в год и выше (см. табл. 14).

Таблица 14. Техничко-экономические показатели мусоросжигающих заводов в разных странах

Проект	Страна	Мощность, тыс. т/год	Установленная мощность, МВт	Год ввода	Стоимость, млн. евро	Удельная стоимость, евро/т.
Ferrybridge Multifuel 1	Великобритания	670	68	2015	420	627
Ferrybridge Multifuel 2	Великобритания	670	68	2019	421,2	629
West Palm Beach	США	907	100	2015	598	659
Amager Bakke	Дания	560	62	2016	650	1161
Kwinana	Австралия	400	32	2016	216,1	653
Runcorn I+II	Великобритания	850	80	2015	631,8	743
Dublin	Ирландия	600	58	2017	500	833
TAQA Abu Dhabi	ОАЭ	1000	100	2017	748	748



Эксплуатационные затраты на работу завода составляют около 30,8 евро за тонну (или 3,7 евро за 1 куб. м при средней плотности 1 куб. м ТКО, равной 120 кг).

Одним из источников возврата инвестиций на строительство завода и компенсации эксплуатационных затрат является производство и продажа в сеть или напрямую потребителям электрической и тепловой энергии. При производстве только электрической энергии завод будет работать в режиме КЭС, при производстве тепловой и электрической энергии завод будет работать в режиме ТЭЦ.

При моделировании процессов преобразования энергии, получаемой при сжигании мусора, используется минимальный уровень теплотворной способности, согласно указанной в (16) 7 МДж/кг, КПД котла на уровне КПД твердотопливных котлов — 80 %, КПД преобразования полученного в котле пара в тепловую энергию нужных параметров у потребителя (с учетом потерь в теплотрассах) — 85%, КПД преобразования пара в электрическую энергию — на уровне 30 %.

При этом определен объем производства электрической энергии на уровне 233 млн. кВт·ч при работе в режиме КЭС. В режиме ТЭЦ такой завод произведет 74,6 млн. кВт·ч электроэнергии и 45 тыс. МВт·ч тепловой энергии (или 38,6 тыс. Гкал). Мощность такой установки будет около 27 МВт.

Однако таких параметров возможно добиться только в том случае, если завод будет работать постоянно на номинальной мощности (КИУМ данной установки будет равен 100 %), что невозможно, с одной стороны, потому что любое энергетическое оборудование должно останавливаться на планово-предупредительный ремонт, а кроме того, после ввода АЭС любая установленная мощность будет испытывать ограничения на отпуск электрической энергии в энергосистему.

Так, средний КИУМ для КЭС после 2021 г. (после пуска обоих блоков АЭС) будет составлять 16 %. КИУМ первого конденсационного блока по порядку загрузки будет составлять около 70 %, а второго уже меньше 50 %. При этом это два практически новых парогазовых блока на Лукомльской и Березовской ГРЭС с КПД около 48-50 % и, соответственно, небольшим расходом топлива.

Первый блок в порядке загрузок с периодом эксплуатации больше 10 лет будет иметь КИУМ на уровне не выше 27 %. Таким образом, сжигание мусора потребует либо более значительных затрат в установленную мощность оборудования, так как в этом случае для сжигания 500 тыс. тонн мусора потребуются большая мощность, либо объем сжигания будет ниже 500 тыс. тонн.

При работе мусоросжигательного завода в режиме ТЭЦ это потребует либо снижения выработки на существующих ТЭЦ, либо замещения нагрузки на котельных. Однако и в этом случае максимальный КИУМ не превысит 39 %. Именно с таким средним КИУМ работают ТЭЦ Беларуси, так как их график работы зависит от спроса на тепловую энергию. При этом если мусоросжигательный завод будет работать в режиме ТЭЦ, произведенная им электроэнергия в периоды перепроизводства будет потребляться электростанциями, что будет негативно сказываться на общих экономических параметрах работы энергосистемы в целом. Возможно потребуются дополнительные инвестиции в создание мощностей электростанций, так как рассчитанная и устанавливаемая сегодня мощность не учитывала создание новых мощностей ТЭЦ.

При проектировании завода в качестве ТЭЦ следует учитывать, что для этого потребуются либо прокладка протяженной тепловой магистрали для подачи тепловой энергии в город, либо расположение мусоросжигательного завода в непосредственной близости от города, что может негативно сказаться на экологии города.

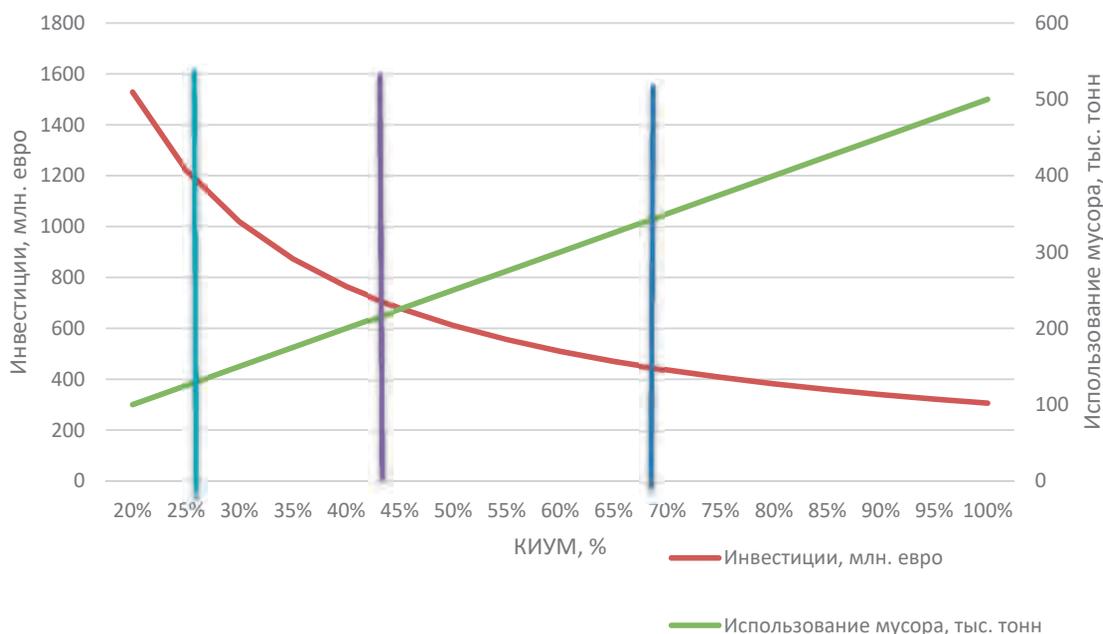


Рис. 35. Зависимость инвестиций и использование мусора для различных КИУМ мусоросжигательного завода

На рис. 35 показаны кривые зависимости инвестиций и использования мусора для различных КИУМ мусоросжигательного завода.

Кривая «Инвестиции» показывает, какие инвестиции необходимы для строительства установки, чтобы использовать 500 тыс. тонн мусора при различных КИУМ работы установки. Прямая «Использование мусора» показывает, какой объем мусора будет использован при работе установки установленной мощностью 500 тыс. тонн мусора в год при различных КИУМ.

Вертикальные линии показывают КИУМ работы энергоблока в режиме первого в графике загрузки блока КЭС — синяя линия, ТЭЦ — фиолетовая линия и блока КЭС, загружаемого сразу после наиболее новых установленных энергоблоков, — голубая линия.

Инвестиции на данном графике являются несколько завышенными, так как при росте установленной энергетической мощности, дополнительного оборудования по сортировке и подготовке мусора к сжиганию не потребуется. Однако параметры котельного оборудования, турбины, части фильтрации, топливоподачи и золоудаления будут изменяться пропорционально мощности завода, так как их мощность будет рассчитываться исходя из максимальной мощности работы оборудования, а значит, исходя из установленной мощности.

Еще одним вариантом является переоборудование существующей ТЭЦ для сжигания мусора. Это может снизить затраты на создание завода. Снижение расходов ожидается за счет отсутствия необходимости строительства турбинной части энергоблока и систем выдачи мощности.

Однако для этого необходимо создавать котел для сжигания мусора, так как существующие газовые котлы не могут сжигать твердое топливо. При этом параметры пара на выходе из котла должны соответствовать входным параметрам пара для турбины.

Анализ построенных заводов показал, что обычным для мусоросжигающих котлов является производство пара давлением 40 МПа или температурой около 400 °С. Если рассматривать в качестве площадки для строительства завода Минскую ТЭЦ-4, то там турбины работают на давлении пара от 140 до 250 МПа и тем-



пературах от 540 до 560 °С. Аналогичное оборудование установлено на Минской ТЭЦ-3. А это значит, что при создании мусоросжигательного завода необходимо будет устанавливать и дополнительную турбину, которая работает на параметрах пара, получаемых из мусоросжигающей установки. Это сводит практически к нулю всю экономию, и более экономично будет расположить завод ближе к точке сбора мусора с возможностью организации на территории завода площадок для хранения мусора, его предварительной сортировки и площадок для захоронения золы.

Исходя из себестоимости строительства мусоросжигательных заводов в объеме 600 евро/тонну мусора оценена себестоимость производства и необходимый объем установленной мощности энергетического оборудования.

При объемах ежегодного формирования мусора на уровне 55 млн. куб. м, из которых 21,5 млн. куб. м. являются ТКО, в г. Минске при этом формируется 5,4 млн. куб. м., использование мусора для сжигания возможно только в крупных городах, т. е. областных центрах и г. Минске. К сожалению, в открытых источниках не публикуются данные об объемах формирования мусора в областных центрах. Исходя из общей численности населения областных центров, которая практически равна численности населения г. Минска, предположено, что для целей сжигания может быть использовано около 10 млн. куб. м. мусора. В переводе на тонны (при массе кубического метра 120 кг) масса мусора составляет 1,2 млн. тонн.

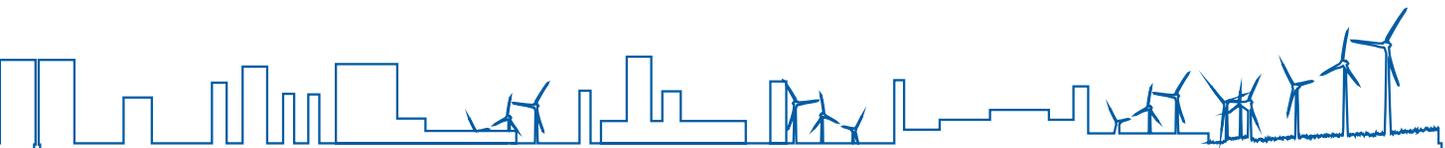
Для сжигания данного объема мусора необходимы инвестиции в объеме 720 млн. евро. При этом будет произведено 560 млн. кВт·ч электроэнергии при работе в режиме КЭС. При КИУМ в 70 % для производства такого объема энергии потребуется установка мощностью 91 МВт, что говорит о незначительном влиянии на энергетический баланс электроэнергии, производимой на мусоросжигательных заводах.

С другой стороны, при таких параметрах работы стоимость строительства завода при пересчете на единицу установленной мощности составит 7900 евро за кВт установленной мощности.

Эксплуатационные затраты на переработку в 30,8 евро за тонну при переводе в энергетические параметры равны 667,6 евро на производство 1 МВт·ч. Таким образом, себестоимость генерации электроэнергии на мусоросжигательном заводе составит около 710 евро/МВт·ч, или 809 долл./МВт·ч.

При средней себестоимости генерации электроэнергии на уровне 50-60 МВт·ч дополнительные затраты на сжигание мусора составят около 750 долл./МВт·ч, или 34 долл./тонну, или 4 долл./куб. При сегодняшнем тарифе на вывоз мусора 2,63 долл./куб. к нему дополнительно необходимо добавить 4 долл./куб затрат на сжигание. Таким образом, тарифы на вывоз ТБО необходимо будет увеличить в 2,5 раза.

Следует отметить, что выше приведена оценка экономической эффективности генерации за счет сжигания мусора исключительно с энергетической точки зрения. Фактически генерация тепловой и электрической энергии является вторичным энергоресурсом (ВЭР), получаемым при уничтожении мусора. Т. е. первичная задача — переработка отходов с целью их безопасного уничтожения. Поэтому оценка эффективности использования генерации тепловой и электрической энергии мусоросжигательными заводами в народном хозяйстве в масштабе республики требует глубокого комплексного подхода, учитывающего экологические, энергетические, экономические, социальные и другие факторы, для чего необходимо проведение отдельных исследовательских работ.



13.5. ДРУГИЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

Кроме солнечной и ветряной энергетики, в Беларуси используются также другие виды ВИЭ. Это такие виды как биомасса, биогаз, энергия водного потока. Данные источники энергии рассмотрены в представленной работе менее подробно ввиду ограниченности потенциала их использования.

Отсутствие полноводных горных рек на территории Беларуси в значительной мере ограничивает потенциал увеличения использования энергии рек. Технический потенциал использования энергии воды в Беларуси оценивается около 200 МВт, при этом 95 МВт уже было установлено на начало 2018 г. Таким образом, можно учитывать техническую возможность на увеличение мощности ГЭС на 100 МВт, но только в случае экономической целесообразности ввода таких мощностей.

Доля биогаза на текущий момент незначительна. Динамика развития данного вида энергоисточников также указывает на низкую экономическую целесообразность строительства значительного объема. Кроме того, опыт эксплуатации биогазовых комплексов показал их высокую требовательность к сырью, а уровень развития сельскохозяйственных технологий в Беларуси не позволяет сегодня поддерживать нужный уровень постоянства состава сырья и отсутствия примесей, опасных для анаэробных бактерий, которые перерабатывают сырье в биогаз. Возможно, развитие биогазовых технологий получит новый стимул в области переработки иловых остатков в организациях водоканала, однако данное направление только начинает развиваться и экономическая целесообразность работы значительной мощности данного вида установок пока остается неопределенной.

Кроме того, следует учитывать, что биогазовые комплексы, как правило, имеют небольшую установленную мощность и выработка электрической энергии в значительной мере потребляется на нужды организации-собственника установки. Это ведет к тому, что объем отпуска электрической энергии в сеть становится еще меньше и влияние данного типа установок на баланс энергосистемы также становится меньше.

В Беларуси активно используется энергия биомассы. Существует несколько мини-ТЭЦ на древесной щепе. Однако электроэнергетические блоки на биомассе имеют ряд недостатков, а именно: более сложные и дорогие котлы для сжигания твердого топлива, дополнительные затраты на их обслуживание и более низкие параметры пара на выходе из котла, что снижает КПД турбины. При этом для биомассы существует более привлекательная альтернатива — использование дров или древесной щепы в качестве топлива в котельных ЖКХ. Это позволяет снизить затраты на производство тепловой энергии, а небольшая мощность котельных установок позволяет сократить «плечо» доставки и тем самым еще больше повысить привлекательность данного вида топлива для использования его в котельных установках.

Таким образом, в данной работе предполагается отсутствие или незначительный рост потребления биомассы на нужды производства электроэнергии, а рост использования древесного топлива будет переориентирован в область производства тепловой энергии в районных котельных.



14. ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СУЩЕСТВУЮЩИХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ СИСТЕМ ХРАНЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ БАЛАНСИРОВАНИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ВИЭ В УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ БЕЛАРУСИ

14.1. ОБЩИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

В последнее время наблюдается значительный рост доли источников, использующих ВИЭ, в общем объеме генерирующих мощностей. Так, согласно данным Национального статистического комитета, доля производства электрической энергии за счет использования ВИЭ в общем объеме производства электроэнергии с 2010 по 2017 г. увеличилась на 1,81 % (рис. 36) [17].

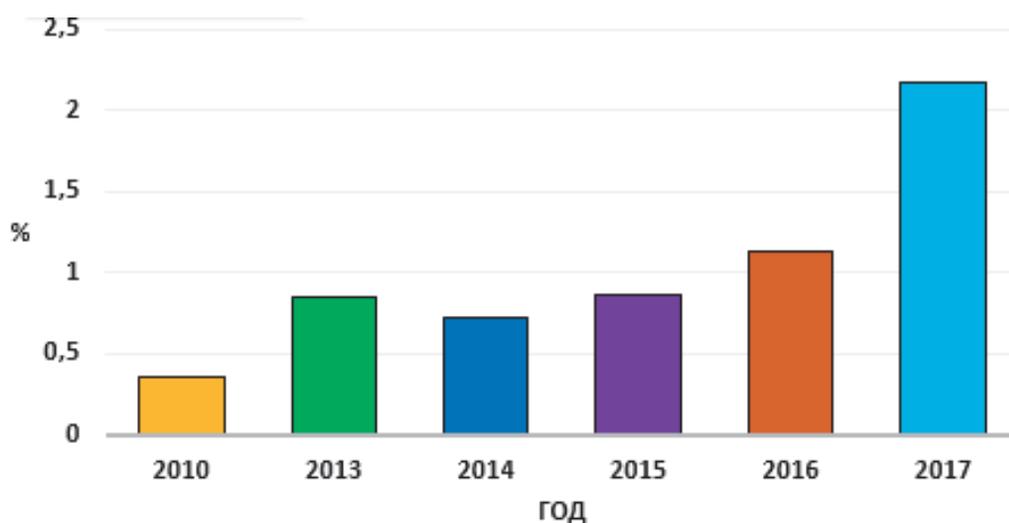


Рис. 36. Доля ВИЭ от общего количества генерируемой электрической энергии Республики Беларусь

Высокоэффективное использование электрической энергии для выравнивания графика нагрузки зависит не только от непосредственного снижения объемов ее потребления, но и от времени суток ее использования. Как правило, ночью потребление электроэнергии значительно снижается, а утром и вечером — превышает уровень дневного потребления. Кроме того, независимо от времени суток электрическая нагрузка непрерывно меняется. Эти постоянные колебания осложняют задачу сохранения баланса между производством и потреблением и приводят к тому, что генерирующие мощности значительную часть времени работают в экономически неоптимальном режиме. Значительное удешевление технологий производства электрической энергии из возобновляемых источни-



ков энергии, а также неминуемое снижение ночных тарифов на нее после ввода в эксплуатацию АЭС делают привлекательными для конечного потребителя технологии аккумулирования и хранения электроэнергии.

График суточного потребления электроэнергии для фотоэлектрической станции, оснащенной накопителями электрической энергии, как пример использования возобновляемой энергии представлен на рис. 37.

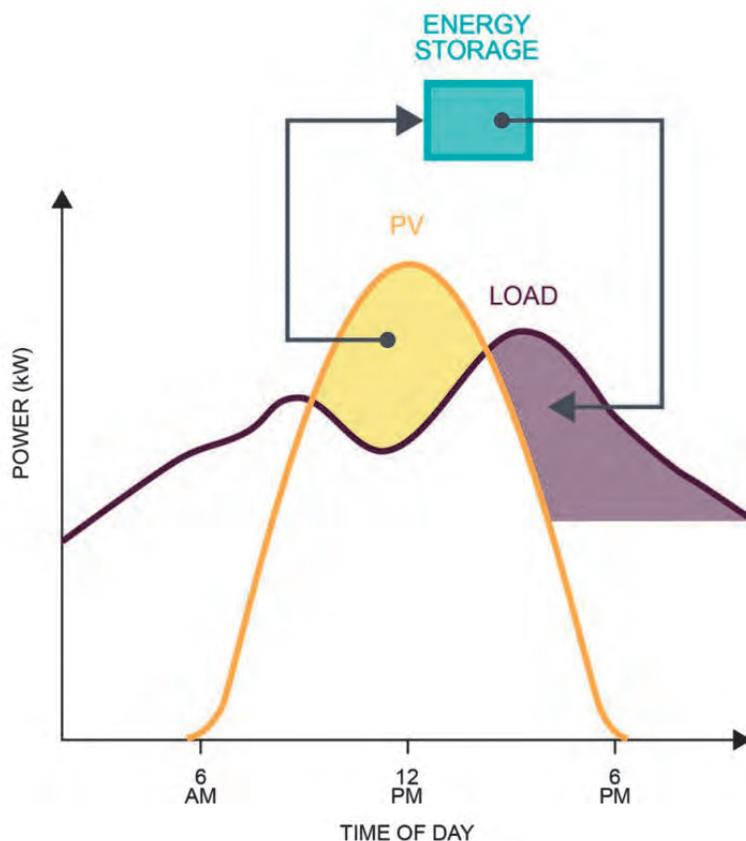


Рис. 37. График суточного потребления электроэнергии для фотоэлектрической станции, оснащенной накопителями электрической энергии:
 PV — солнечная станция, LOAD — нагрузка, Power — мощность,
 Time of day — время дня, Storage — хранилище энергии (аккумулятор)

Возможность накопления электроэнергии в промышленных масштабах выгодна всем участникам рынка: производителям, поставщикам, потребителям и регулятору.

Использование накопителей позволит оптимизировать процесс производства электроэнергии за счет выравнивания графика нагрузки на наиболее дорогое генерирующее оборудование, а также избавить дорогую тепловую генерацию от роли регулятора. В свою очередь, это неизбежно приведет к сокращению расходов углеводородного топлива, повышению коэффициента использования установленной мощности электростанций, увеличит надежность энергоснабжения и снизит потребности в строительстве новых мощностей.



14.2. АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СИСТЕМ ХРАНЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ВИЭ

Накопители электрической энергии (далее — НЭЭ) позволяют преобразовывать электрическую энергию в другие виды энергии, пригодные для хранения в определенном промежутке времени, с дальнейшей возможностью обратного преобразования в электрическую энергию.

Классификация НЭЭ по виду технологии хранения энергии представлена на рис. 38



Рис. 38. Классификация накопителей электрической энергии

На рис. 39 и в табл. 15 схематично представлены характеристики технологий хранения энергии.

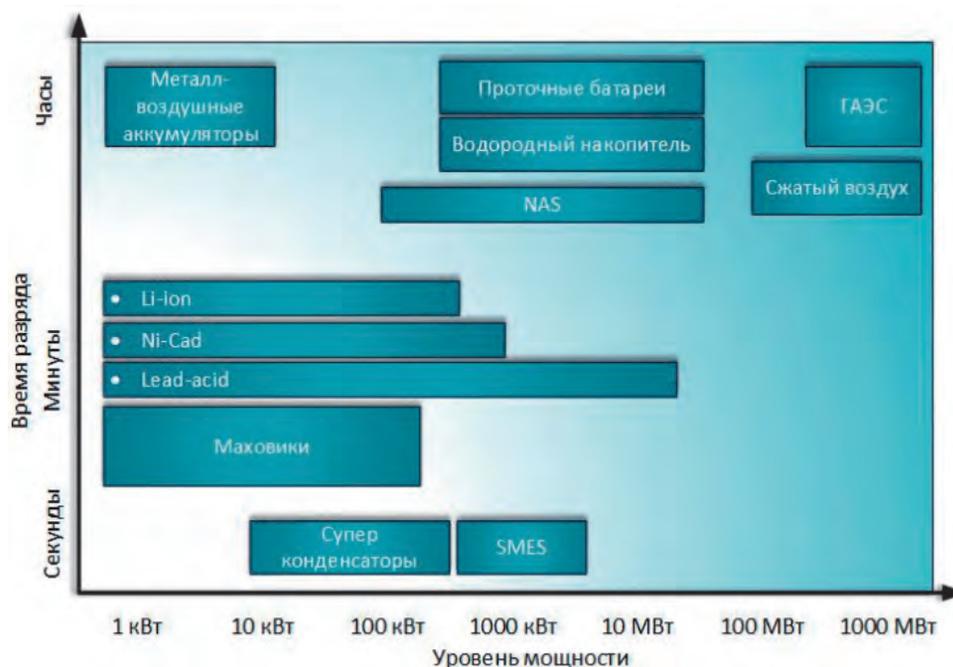


Рис. 39. Характеристика технологий хранения электроэнергии относительно уровня мощности и времени разряда

Секунды-минуты	Минуты-часы	Несколько часов
<ul style="list-style-type: none"> • Суперконденсаторы • Маховики • SMES (сверхпроводящие магнитные накопители энергии) 	<ul style="list-style-type: none"> • Li-ion • Lead-acid • Ni-Cad 	<ul style="list-style-type: none"> • ГАЭС • Накопители сжатого воздуха • Проточные батареи • Водородные накопители • NAS (серно-натриевые батареи) • Металл-воздушные аккумуляторы

Таблица 15. Характеристика технологий хранения электроэнергии относительно времени заряда/разряда

Однако самой большой проблемой накопителей электрической энергии промышленных масштабов являются трудности, связанные с низкой плотностью потока энергии и потерями электроэнергии из-за преобразования энергии из одной формы в другую.

14.2.1. МЕХАНИЧЕСКИЕ НАКОПИТЕЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

К механическим НЭЭ относятся: гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС), аккумулирование энергии в виде сжатого воздуха (CAES), супермаховики (FES).

14.2.1.1. ГИДРОАККУМУЛИРУЮЩИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Сегодня 96 % промышленного накопления и хранения электроэнергии в мире обеспечивают гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС), установленная мощность которых по данным компании Bloomberg New Energy Finance (BNEF) в 2017 г. составила примерно 170 ГВт [18].

Гидроаккумулирующая электростанция — это комплекс сооружений и оборудования, выполняющий функции аккумулирования и выработки электрической энергии путем накачки воды из нижнего бассейна в верхний и последующего преобразования потенциальной энергии воды в электрическую. В состав ГАЭС входят комплекс генераторов и насосов либо обратимые гидрогенераторы. В часы ночного минимума потребления электрической энергии ГАЭС использует дешевую электроэнергию для перекачки воды в верхний бьеф. В периоды утреннего и вечернего максимумов энергопотребления ГАЭС вырабатывает дорогую электрическую энергию, сбрасывая воду в нижний бьеф.

На Рис. 40 представлено схематичное изображение работы ГАЭС.



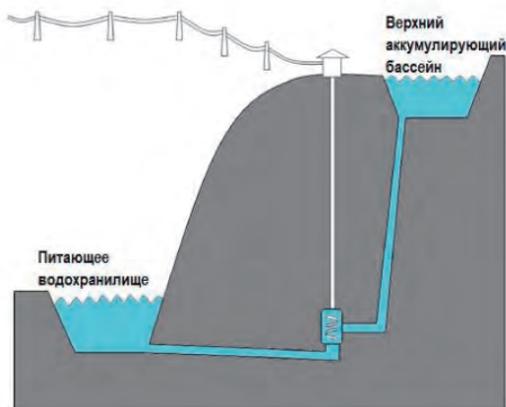


Рис. 40. ГАЭС

Мощность существующих ГАЭС варьируется от 1 до 3000 МВт при эффективности порядка 70–85 % и эксплуатационном сроке службы до 40 лет.

Сооружение ГАЭС в условиях равнинного рельефа Беларуси является крайне дорогостоящим мероприятием. Тем не менее, имеется несколько площадок потенциального строительства ГАЭС. Одна из потенциальных площадок строительства ГАЭС находится в районе существующей Гродненской ГЭС, на левом берегу ее водохранилища, юго-восточнее населенного пункта Погораны [19].

На Рис. 41 приведена 3D-модель ГАЭС.

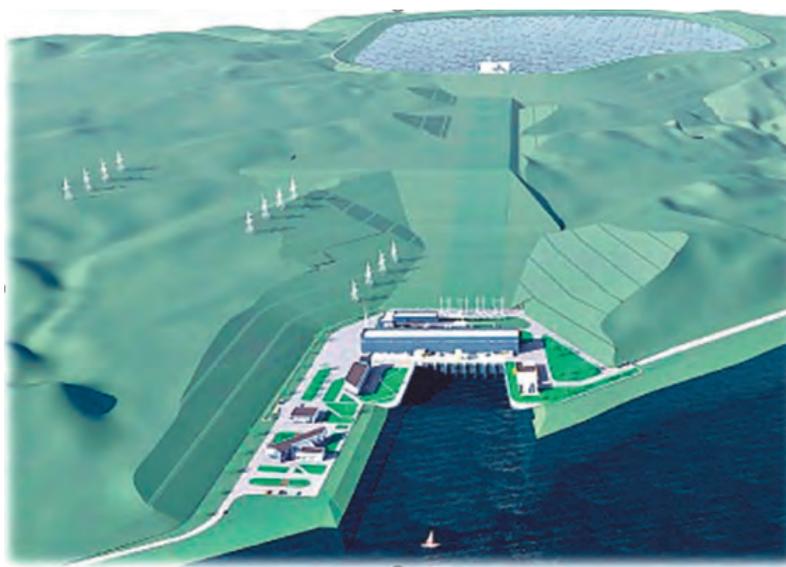


Рис. 41. 3D-модель ГАЭС (аналог)

КПД турбин потенциальной ГАЭС находится в пределах 93 %, а КПД обратной гидромашины при работе в турбинном режиме составляет около 91 %, в насосном — 88 %.

Наименование показателей	Значение
Время заряда ГАЭС, ч	8,0
Время разряда ГАЭС, ч	4,0
Общий КПД ГАЭС, %	69,0
Удельная стоимость за кВт, евро	1700–1900

Таблица. Гидротехнические характеристики и технико-экономические показатели работы ГАЭС (радиально-осевых турбин (турбин Френсиса)), согласно [20]

Из представленных данных следует:

- проект строительства Гродненской ГАЭС технически реализуем;
- наличие ГАЭС будет способствовать увеличению доли ВИЭ в энергобалансе. Она будет оставаться эффективной, даже если по каким-либо причинам работа АЭС будет приостановлена, а вот электродвигатели и пиковые ГТЭС эффективно использовать в этой ситуации не получится.

По данным РУП ЦНИИКИВР в республике возможно сооружение ГАЭС на следующих площадках мощностью в турбинном режиме [21]:

- в окрестностях озера Мядель — 570 МВт;
- в окрестностях водохранилища Гродненской ГЭС — 440 МВт;
- в окрестностях г. Мозыря — 400 МВт;
- севернее Заславского водохранилища — 360 МВт;
- в окрестностях г. Орши — 200 МВт.

Ни одна из названных площадок не может обеспечить напор выше 50 м, а от напора в основном зависят удельные капиталовложения. По располагаемому напору наиболее приемлема площадка в окрестностях озера Мядель $N_t = 570$ МВт, напор на уровне 50 м.

Расчеты по эффективности ГАЭС на площадке в окрестностях озера Мядель [22] для использования ее в режиме пиковых и провальных нагрузок в сравнении с использованием для этих целей КЭС и ТЭЦ показали, что дисконтированные затраты при использовании ГАЭС в 4,6 раз выше, чем при использовании сочетания действующих КЭС и ТЭЦ с учетом требуемых дополнительных инвестиционных затрат на поддержание их в работоспособном состоянии для работы в требуемом режиме. Основным недостатком использования ГАЭС в географических условиях рельефа территории нашей республики является минимальный перепад высоты и необходимость больших инвестиционных затрат на сооружение ГАЭС.

14.2.1.2. НАКОПЛЕНИЕ ЭНЕРГИИ ВЕТРА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СЖАТОГО ВОЗДУХА (CAES)

CAES является одной из наиболее перспективных технологий для хранения энергии ветра в промышленных масштабах в связи с относительно низкими затратами, низким воздействием на окружающую среду и высокой надежностью. Станции CAES в настоящее время функционируют в Huntorf, Германия (290 МВт, с 1978 г.), и Macintosh, штат Алабама (110 МВт, с 1991 г.). В последнее время системы этого типа рассматриваются как решение проблемы переменности, связанной с ветряными турбинами.

На рис. 42 схематично показан принцип работы CAES.



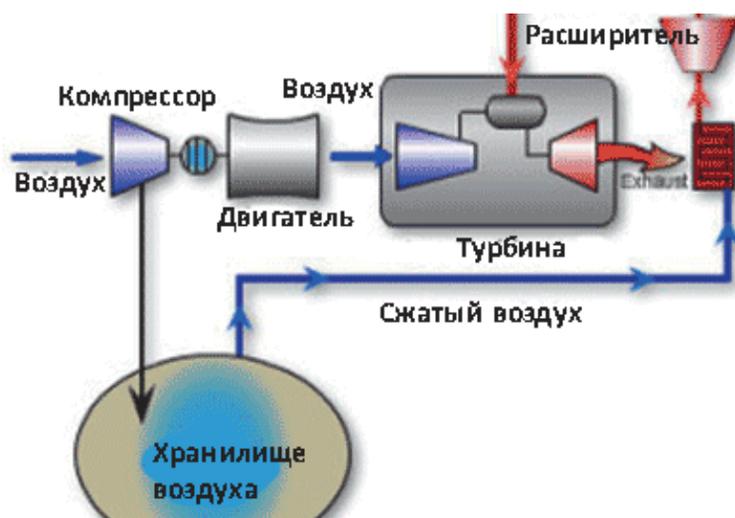


Рис. 42. Принцип работы CAES

Аккумуляция энергии в виде сжатого воздуха осуществляется с помощью электрического компрессора, который под высоким давлением закачивает воздух в подземные полости естественного происхождения или специальные резервуары. Закачка происходит в ночное время в часы с минимальным уровнем энергопотребления, а в часы максимума энергопотребления накопленный сжатый воздух используют для работы турбогенератора. CAES технологии могут применяться как для хранения большого количества энергии (аналогично ГАЭС), при этом воздух закачивается в естественные хранилища, так и для локального использования с закачиванием воздуха в искусственные резервуары. Основным барьером на пути применения технологии CAES является поиск подходящего географического расположения хранилища и более низкая эффективность (КПД 45–50%) по сравнению с ГАЭС.

Опыт использования CAES в практике государств бывшего Союза отсутствует [21]. Наиболее полная информация о CAES представлена в [23].

Такого типа ТЭС функционируют в Германии [24], [25], [26], США [26], [27], [28], а опыт их эксплуатации представлен в [29], [30], [31], [32], [33], [34]. Данное направление получает дальнейшее развитие во Франции, Швеции, Англии [35]. Объемы внедрения CAES относительно не велики.

Основная причина их ограниченного развития до настоящего времени обусловлена сравнительно небольшой долей АЭС в структуре выработки электроэнергии в отдельных государствах, что не требует жестких условий регулирования нагрузки в период пиков и провалов, а также наличия относительно благоприятных географических условий для строительства ГЭС и ГАЭС.

В перспективе доля АЭС и других базовых электростанций в выработке электроэнергии возрастает, постоянно дорожает топливо, а количество наиболее благоприятных площадок для строительства ГАЭС сокращается, т. к. большинство из них уже используются либо проектируются к использованию. В Республике Беларусь возможности строительства ГАЭС ограничены относительно равнинным рельефом местности. С учетом сказанного было рассмотрено и данное направление развития специализированных энергоисточников для эффективного регулирования нагрузки энергосистемы и, в особенности, с учетом строительства АЭС.

В бывшем Союзе [23] в соответствии с Государственной научно-технической программой в 1982 г. Ростовское отделение института «Атомтеплоэлектропроект» совместно с институтами АН СССР, ВТИ и ООО «Подземгазпром» разработало

проект головной CAES, первую очередь которой предполагалось ввести в эксплуатацию в 1987 г.

Для проекта был выбран воздушный аккумулятор в каменной соли, создаваемый методом подземного растворения каменной соли через буровые скважины. Эксплуатационная надежность таких подземных резервуаров подтверждена отечественной и зарубежной практикой хранения природного газа, гелия, сжиженных и сжатых газов и различных моторных топлив.

В 1982 г. были рассмотрены два пункта строительства CAES подземными аккумуляторами воздуха, создаваемыми в отложениях каменной соли. Оба размещались в Объединенной энергосистеме (ОЭС) Северо-Запада на территории Белорусской ССР.

Существуют различные схемы создания CAES, от которых зависят требуемые инвестиции для их создания, а также эффективность их последующей эксплуатации.

Общим во всех схемах является наличие компрессорной группы различных уровней давления, группы газовых турбин с камерой сгорания различных уровней давления, охладителей и подогревателей воздуха, подземного резервуара сжатого воздуха. Для привода компрессорной группы используется генератор газовой турбины в режиме двигателя либо отдельный электродвигатель.

В стандартном цикле выработки электроэнергии газотурбинной электростанцией турбина физически соединена с воздушным компрессором. В этом случае примерно две трети энергии турбины тратится на сжатие воздуха. При использовании установки с аккумулятированием сжатого воздуха цикл сжатия воздуха протекает отдельно от цикла выработки электроэнергии. Предварительное сжатие воздуха осуществляется в период, когда в системе энергоснабжения появляются излишки электроэнергии. Сжатый воздух накапливается в хранилище. Как правило, хранилища воздуха создаются под землей в глубине, соответствующей давлению хранимого воздуха. При выработке электроэнергии сжатый воздух из подземного резервуара отбирается и направляется в камеру сгорания, куда и подается топливный газ. Газы, выходя из камеры сгорания, расширяются в турбине для выработки электроэнергии в генераторе.

Поскольку мощности турбины для приведения в действие воздушного компрессора более не требуется, турбина того же размера может вырабатывать в три раза больше энергии, используя меньше топлива на каждый генерируемый МВт. Аккумулятированный сжатый воздух занимает место газа, который нужно в противном случае сжечь в процессе выработки энергии и использовать для сжатия воздуха в компрессоре.

С учетом отсутствия в отечественной практике типовых решений либо общепризнанных аналогов CAES, а также отсутствия каких-либо расчетов для определения эффективности создания CAES в РУП «БЕЛТЭИ» [22] была выполнена оценка эффективности создания такого типа ТЭС применительно к условиям развития белорусской энергетической системы.

В схеме предусматривается использование теплоты сжатого воздуха в системах теплоснабжения с аккумуляторами теплоты, дополнительные затраты на ЛЭП, в качестве аккумулятора воздуха предусмотрено использование системы трубопроводов большого диаметра (магистральных газопроводов). Эффективность определена в сравнении с использованием для покрытия пиковых и провальных нагрузок действующих КЭС и ТЭЦ.

На основании оценочного расчета контрольного примера сделан вывод об эффективности данного мероприятия. Однако с учетом отсутствия достоверной информации о стоимости отдельных составляющих затрат и относительно ограниченного опыта создания и эксплуатации таких объектов принимать решение о реальности такого проекта для регулирования нагрузки в белорусской энерго-



системе в ближайшей перспективе после ввода АЭС (ориентировочно до 2020 г.) преждевременно.

По данному направлению оправдано провести более углубленные исследования.

14.2.1.3. СУПЕРМАХОВИКИ (FES)

Современная конструкция супермаховика обычно включает следующие компоненты: маховик, подшипники, электрический двигатель/генератор, вакуумная клетка. Накопления и высвобождения электрической энергии происходит за счет ускорения или замедления маховика. Количество запасенной энергии в супермаховике зависит от скорости вращения последнего. Все супермаховики можно условно разделить на 2 категории: низко- (6000 об./мин) и высоко- (до 100000 об./мин) скоростные. Супермаховики обладают высокой эффективностью, относительно высокой плотностью энергии. Структура и основные свойства супермаховиков представлены на рис. 43 и в табл. 17.

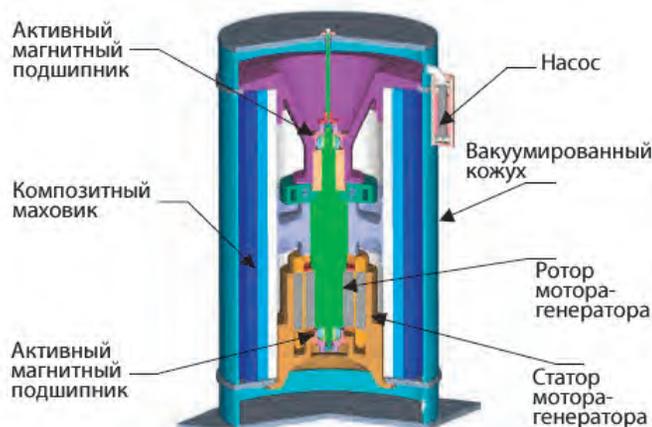


Рис. 43. Структура и компоненты маховика

Технология	Асинхронный мотор-генератор	Переменное магнитное сопротивление	Постоянный магнит синхронный
Мощность	Высокая	Средняя и низкая	Средняя и низкая
Удельные потери мощности ротора	Средние (~ 0,7 кВт / кг) Медь и железо	Средние (~ 0,7 кВт / кг) Железо из-за слотов	Высокие (~ 1,2 кВт / кг) Очень низкая мощность
Потери вращения	Снимается аннулирующим потоком	Снимается аннулирующим потоком	Несъемный, статический поток
Эффективность	93,4 %	93,4 %	95,5 %
Контроль	Векторный контроль	Синхронный: векторный контроль. Переключение: DSP	Синусоидальный: векторный контроль. Трапецевидный: DSP
Размер	1,8 л/кВт	2,6 л/кВт	2,8 л/кВт
Предел прочности	Средний	Средний	Низкий

Таблица 17. Сравнение технологий электрических машин, применяемых для использования в супермаховиках

Технология	Асинхронный мотор-генератор	Переменное магнитное сопротивление	Постоянный магнит синхронный
Коэффициент пульсации крутящего момента	Средний (7,3 %)	Высокий (24 %)	Средний (10 %)
Максимальная/базовая скорость	Средняя (>3 рад/с)	Высокая (>4 рад/с)	Низкая (<2 рад/с)
Размагничивание	Нет	Нет	Да
Стоимость	22 €/кВт	24 €/кВт	38 €/кВт
Преимущества	+Низкая стоимость +Простота производства +Отработанная технология +Регулируемый коэффициент мощности +Отсутствие размагничивания +Большая емкость +Отсутствие потерь на трение	+Устойчивость к температурному перегреву +Возможность перегрузки по току +Катушка возбуждения может повторить регулировку +Меньшие потери при пусковом моменте +Легко рассеивать тепло +Меньше потерь, выше эффективность +Высокая энергоемкость	+Низкие потери, высокая эффективность +Высокая энергоемкость +Высокая плотность нагрузки +Высокая плотность крутящего момента + Небольшой объем, качество + Низкие потери сопротивления ротора + Отсутствие потери в обмотке возбуждения + Гибкость формы и размера + Простой режим управления + Высокая надежность
Недостатки	- Высокий коэффициент скольжения ротора - Ограниченная скорость - Большой размер - Низкое соотношение мощности и качества - Высокие потери, низкая эффективность	- Сложная структура - Сложная технология производства - Низкий коэффициент мощности - Пульсация крутящего момента, вибрация и шум - Сложно регулировать скорость	- Плохая устойчивость к перегреву - Размагничивание - Высокая стоимость - Хрупкость применяемых материалов - Сложная регулировка поля воздушного зазора



Супермаховики могут быть использованы для устранения колебаний скорости ветра и повышения качества частоты системы; в то время как в солнечных системах их можно интегрировать с батареями, чтобы улучшить производительность системы и продлить срок службы батареи. Супермаховики могут эффективно резервировать пики выработки солнечной фотоэлектрической системы, поскольку они могут справляться с высокими циклами облачности, сохраняя постоянный уровень отпуска электроэнергии.

14.2.2. ХИМИЧЕСКИЕ НАКОПИТЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

14.2.2.1. АККУМУЛЯТОРНЫЕ БАТАРЕИ

К химическим НЭЭ относятся: аккумуляторные батареи, топливные элементы.

Аккумуляторные батареи (АКБ) — одна из самых широко используемых технологий НЭЭ как в промышленности, так и в быту. Принцип работы аккумуляторов основан на обратимости протекания химических реакций. Самыми распространенными типами серийно выпускаемых аккумуляторных батарей являются: литий-ионные, литий-кислотные, никель-кадмиевые, аккумуляторы системы натрий-сера, проточные редокс-аккумуляторы и др.

На Рис. 44 представлена динамика удельной стоимости энергоемкости систем накопления электроэнергии по данным Navigant Research [36].

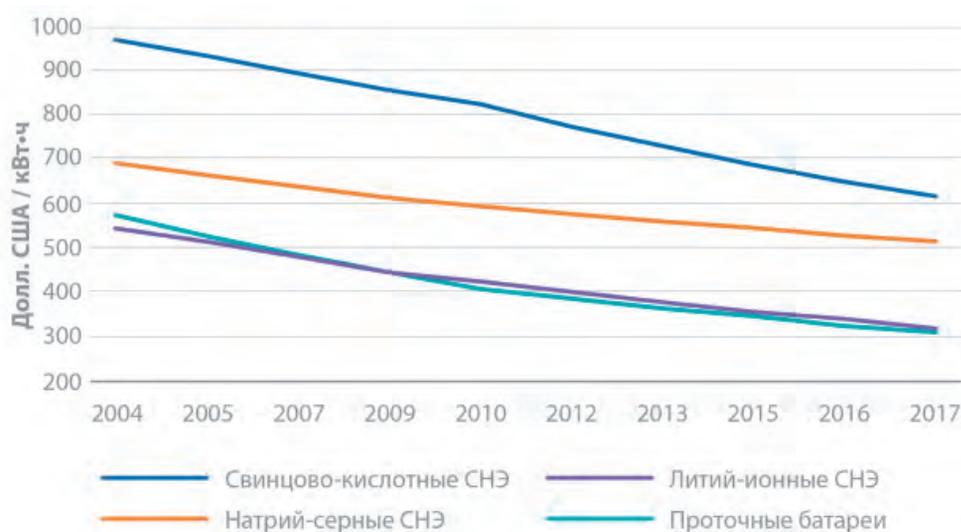


Рис. 44. Динамика удельной стоимости энергоемкости систем накопления электроэнергии (Navigant Research)

Цены на литий-ионные аккумуляторы значительно снижаются. По оценке Bloomberg New Energy Finance, к 2025 г. стоимость аккумуляторов достигнет «магической отметки» в 100 долларов за кВт·ч.

На рис. 45 представлена динамика падения цены на литий-ионные аккумуляторы (данные Bloomberg).

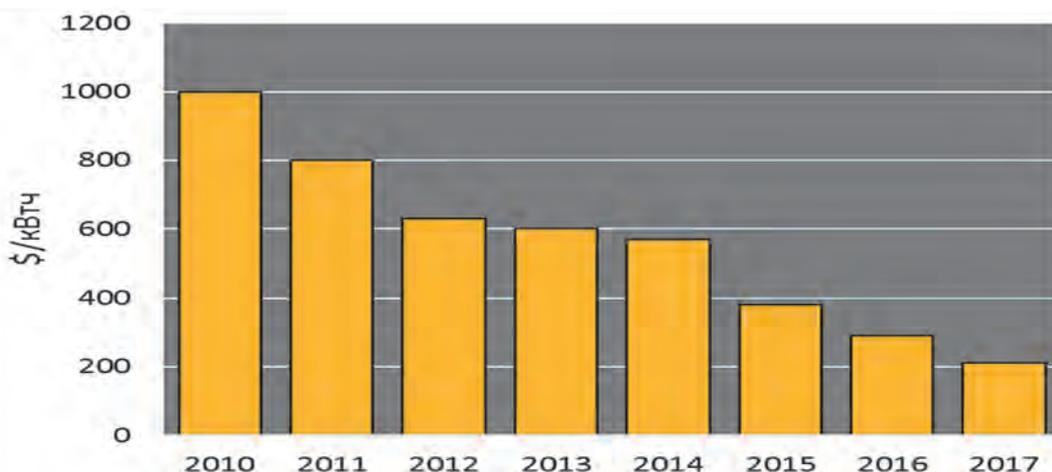


Рис. 45. Изменение стоимости литий-ионных аккумуляторов (данные Bloomberg)

Литий-ионные аккумуляторы широко используются на потребительском рынке и на рынке автомобилей, где устанавливаются в гибридных или полностью электрических транспортных средствах. Данные аккумуляторы хорошо себя зарекомендовали как в системах, где необходимо много электроэнергии в течение короткого времени (силовые установки), так и в системах, которые требуют меньшее количество электроэнергии в течение длительного периода. Также они подходят для хранения энергии любым потребителям — от индивидуальных коммерческих и жилых объектов до крупных предприятий и даже энергосистем.

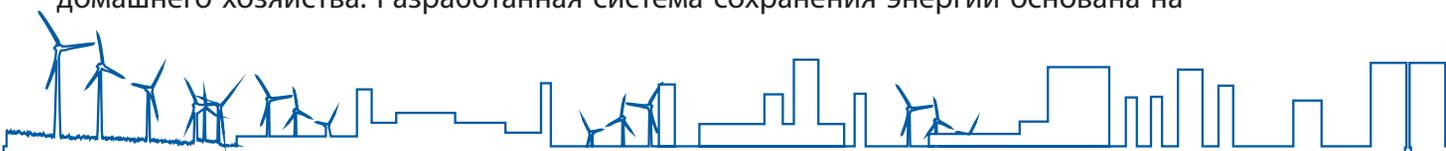
В Таблица 16 представлены данные глобального рынка аккумуляторных батарей для промышленного хранения электроэнергии.

Таблица 16. Глобальный рынок аккумуляторных батарей для промышленного хранения электроэнергии, млн. долл. США

Технология	2014	2015	2020	2025	Совокупный среднегодовой темп роста, %, 2015-2025
Свинцово-кислотные АБ	220	233	337	725	12,00
Литий-ионные АБ	216	257	667	1864	21,09
Проточные аккумуляторы	101	115	267	773	21,00
Натриевые АБ	68	76	156	404	18,02
Другие типы АБ	32	35	75	198	18,09
Всего	637	716	1502	3964	18,07

Ниже представлен обзор самых передовых компаний и технологий, иллюстрирующий вариативность возможных решений и разнообразие имеющейся технической базы, компании, которые уже сейчас имеют большие возможности и могут представить готовые инновационные решения, а их надежность и перспективность подтверждена уже реализованными проектами.

Компания «Redflow», технология ZCell. В марте 2016 г. австралийская компания «Redflow» заявила о начале продаж домашних мощных аккумуляторных батарей с жидким электролитом. Поступившие в продажу первые образцы получили положительные отзывы. Пока компания «Redflow» ориентируется на внутренний австралийский рынок пользователей солнечной энергии. Постоянное снижение «зеленого» тарифа на фоне растущих цен на энергоносители делают батареи с жидким электролитом ZCell все более привлекательными для домашнего хозяйства. Разработанная система сохранения энергии основана на



цинк-бромной аккумуляторной батарее емкостью 10 кВт. Накапливая энергию от солнечных батарей, она отдает ее в моменты пиковой нагрузки, а также в вечернее время. Среди преимуществ можно отметить:

- максимально допустимая глубина разряда составляет 100 %, при этом разработчики утверждают, что полный разряд никак не сказывается на емкости батареи и ее эксплуатационных характеристиках;
- батарея может находиться разряженной очень длительное время, это никак не скажется на ее характеристиках;
- емкость батареи практически не изменяется со временем — гарантия на аккумулятор составляет 10 лет;
- в батарею встроена собственная система электрозащиты, кроме того, существующий интерфейс позволяет контролировать и управлять работой системы дистанционно, используя Интернет;
- простота установки — система поставляется в виде моноблока, который просто необходимо поставить внутри или снаружи дома и подключить к сети;
- экологическая безопасность все элементы аккумулятора подлежат вторичной переработке;
- по своим габаритам это самая маленькая массово выпускаемая батарея с жидким электролитом.

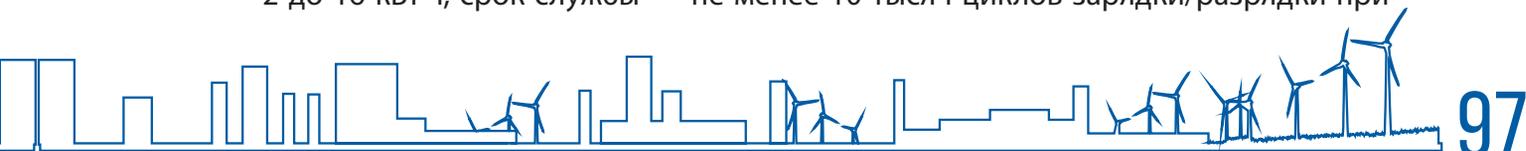
Основные проблемы, по мнению специалистов, связаны именно с цинк-бромными аккумуляторами, которые очень эффективны при длительных циклах накопления и хранения энергии, но при этом не очень оправданы при коротких циклах заряд-разряд. Кроме того, большинство пользователей привыкли ориентироваться на литий-ионные аккумуляторы, что делает дальнейшую коммерциализацию ZCell достаточно проблематичной, особенно за пределами Австралии.

Компания «Tesla», технология «Powerwall» and «Powerpack». «Tesla» (США) постепенно становится одним из мировых лидеров в области создания систем хранения энергии. На сегодняшний момент «Tesla» представляет две разновидности таких систем: «Powerwall» и «Powerpack». Первая может использоваться в жилых и небольших офисных помещениях, вторая — для работы на предприятиях, способна работать с большими мощностями и для большого количества потребителей.

«Домашняя», «Powerwall», имеет несколько разновидностей — 7 кВт (стоимость 3 тыс. долл.), 10 кВт (стоимость 3,5 тыс. долл.) и 14 кВт (стоимость 5,5 тыс. долл., емкости аккумулятора хватит на сутки для энергообеспечения дома с двумя спальнями). Отдельно придется доплатить порядка 1500–1600 долларов за установку, инверторы и другие расходные материалы. Габаритные размеры составляют порядка метра в ширину и длину, толщина — около 18 см, вес — 100 кг. Подзарядка аккумулятора возможна как от ветрогенератора или солнечной батареи, так и от бытовой сети. Система «Powerwall» может быть установлена внутри или снаружи дома, допустимая температура эксплуатации — от –20 до +43 °С. Гарантия от производителя 10 лет.

Мощность промышленной «Powerpack» составляет 100 кВт, но ее конструкция позволяет легко объединять отдельные элементы в крупные системы мощностью до 100 МВт, что хватит для энергообеспечения крупного промышленного объекта. Приблизительная стоимость составит 250 долл. за 1 кВт.

Компания «Sonnen», технология «Sonnen Community». Группа компаний «Sonnen» (Германия) — несомненный лидер немецкого рынка бытовых систем хранения энергии, на сегодняшний момент компания реализовала более 10 тысяч домашних систем. «Sonnen» представляет аккумуляторные батареи емкостью от 2 до 16 кВт·ч, срок службы — не менее 10 тысяч циклов зарядки/разрядки при



максимально допустимой глубине разрядки порядка 80 %. В последнее время компания выступает не только как производитель оборудования, но и позиционирует себя как поставщик услуг на рынке электроэнергетики.

В конце 2015 г. компания «Sonnen Community» разработала проект создания виртуальной сети из владельцев солнечных систем и электрических батарей. Излишки электроэнергии, полученные солнечными батареями и не использованные в быту, могут быть распределены среди участников виртуальной сети, например, могут быть направлены на подзарядку аккумуляторной системы у другого владельца, а позже реализованы на оптовом рынке. Учитывая резкое падение цен на «зеленую» электроэнергию, это позволит производителям продавать ее в реальном времени в момент, когда цены будут наиболее благоприятными. К платформе может подключиться любой пользователь, который приобрел оборудование компании. «Sonnen» также использует новое программное обеспечение, которое может визуализировать агрегированное хранение в режиме реального времени.

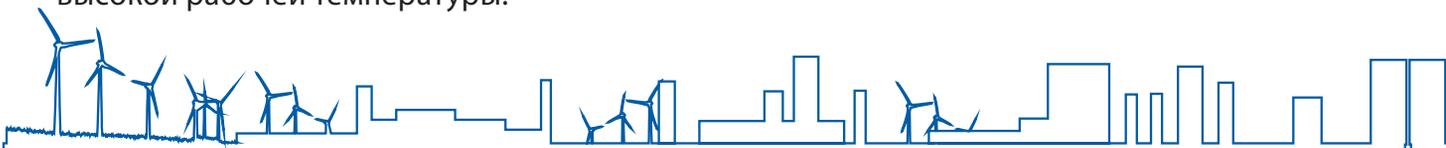
Специалисты рассматривают «Sonnen» как наиболее реального конкурента «Tesla» — компания уже продала порядка тысячи систем для домашних солнечных электростанций. Правда, стоимость хранения энергии в системах «Tesla» ниже, преимуществом «Sonnen» является больший срок службы и количество циклов «заряд/разряд».

Компания «Panasonic», технология «Smart Towns». В Японии, где ежегодно возводится порядка 1 миллиона новых домов, с 2020 г. обязательным станет стандарт Zero Energy Homes (ZEH). «Panasonic» и другие японские фирмы, прямые конкуренты компании «Tesla», уже многие годы продают местным клиентам готовые решения для домашних солнечных электростанций, в которых система хранения электроэнергии пока предлагается как дополнительная опция.

Компания «Panasonic» реализует собственный проект «умного» города, расположенного около Иокогамы. Предполагается, что в пределах этого города все домашние солнечные электростанции и системы накопления энергии будут объединены в единую сеть. Это позволит не только обеспечить энергонезависимость города, но и в перспективе выйти на японский оптовый рынок продажи электроэнергии.

«Panasonic» — один из крупнейших в мире производителей мощных накопительных батарей, большие объемы производства позволяют компании реализовывать продукцию по очень конкурентной цене. «Smart Towns» — молодой, амбициозный проект, в котором «Panasonic» постарается реализовать новые подходы в накоплении и дальнейшем распределении электрической энергии. При этом компания планирует опираться на опыт, приобретенный в Канаде, где «Panasonic» реализован большой проект «солнечные батареи + аккумуляторы». Кроме того, компания реализует несколько проектов по созданию систем хранения электричества для жилых домов в Австралии.

Компания «NGK Insulators», технология серно-натриевых батарей. Японская компания «NGK Insulators» одной из первых вышла на мировой рынок систем накопления и хранения электричества с технологией серно-натриевых батарей с жидким электролитом. Сегодня суммарная мощность аккумуляторов, установленных по всему земному шару «NGK Insulators», составляет порядка 3 ГВт, в том числе на основе аккумуляторов именно этого типа в Японии создана самая большая в мире сеть накопительных батарей. В период с 2007 по 2010 гг. на компанию приходилось 66 % рынка аккумуляторов для долговременного хранения электричества. Благодаря особенностям технологии серно-натриевые батареи имеют большой срок эксплуатации, но при этом пожароопасны из-за высокой рабочей температуры.



Несмотря на то, что литий-ионные батареи больше подходят для создания масштабных систем хранения электричества, чем аккумуляторы с жидким электролитом, последние еще достаточно долго будут сохранять свои позиции в качестве альтернативной технологии для длительного накопления электроэнергии. К примеру, совсем недавно компания выиграла тендер на строительство большой системы аккумулирования энергии (35 МВт – 280 МВт) в Италии.

Компания «Saft», технология «Intensium li-ion battery». Французская компания «Saft» стала одним из главных ньюсмейкеров после того, как она была приобретена нефтяным гигантом «Total» за 1 миллиард долларов — это самая крупная сделка для производителей аккумуляторов. До смены владельца компания принимала активное участие в проектах по всему миру, создавая системы хранения и управления электроэнергией на основе литий-ионных батарей собственного производства. Основное внимание компания сосредоточила на проектах в отдаленных районах с изначально высокими ценами на электроэнергию. В качестве примера можно привести установку системы мощностью 1,2 МВт для удаленного поселка на Аляске, большая солнечная электростанция в Анахале (Гавайи), а также недавно полученный контракт на создание системы накопления энергии на 10 МВт в Пуэрто-Рико.

Компания «ViZN», технология «Zinc-iron flow battery». Компания «ViZN» (США) — еще один производитель, делающий ставку на аккумуляторы большой емкости с жидким электролитом. На сегодняшний момент аккумуляторы, вырабатывающие электроэнергию за счет химической реакции железа и цинка, доступны в различных конфигурациях. Они используются в качестве резервного источника в домашних системах, для сетей накопления и перераспределения электроэнергии, а также для создания автономных энергосетей, например, для разработки удаленных месторождений в горной промышленности. Компания выиграла тендер на создание системы стабилизации напряжения в Онтарио (Канада) мощностью 2 МВт/6 МВт.

При этом специалисты отмечают, что новая технология «Zinc-iron flow battery» все же нуждается в подтверждении своей коммерческой привлекательности. При значительном сокращении расходов на ее производство батареи этого типа могут претендовать на значительную долю рынка аккумуляторов длительного (3+ часа) действия. Кроме того, железно-цинковые аккумуляторы, имеющие неокислую среду, имеют лучшие показатели жизненного цикла системы и производительность, чем прочие существующие ныне аккумуляторы с жидким электролитом.

Компания «RES», технология «RESolve». Многопрофильная проектная компания «RES» (Великобритания) стала одним из инициаторов строительства крупномасштабного хранилища мощностью 88 МВт в Великобритании, еще одно — гораздо мощнее, на 200 МВт — находится на стадии проектирования.

Воснову проектов компании положена собственная система «RESolve control», которая позволяет интегрировать в единую систему устройства хранения электроэнергии с источниками генерации (солнечными батареями, ветрогенераторами и т. д.). Система «RESolve» автоматически определяет оптимальный режим работы, который позволяет минимизировать риски, правильно перераспределить полученную энергию для получения максимальной прибыли от оптовой продажи энергии в общую энергосистему.

Компания «Yunicos», технология «YCube». Немецко-американская компания «Yunicos» является одним из ведущих поставщиков программного обеспечения для систем хранения энергии и системных интеграторов. Компания, выросшая из исследовательской лаборатории, имеет очень сильные позиции в солнечной и ветряной энергетической промышленности Германии. Компания разработала множество программных решений и утилит для многих масштабных



проектов в Германии. В последнее время компания занялась продвижением на рынок собственного оборудования для накопления энергии под маркой «Y.Cube». Особенность «Y.Cube» — это модульная система, которая может подключаться к разным источникам генерации электричества. Модульная конструкция позволяет создавать системы мощностью от 200 кВт до 10 МВт (для длительного хранения электроэнергии) и более мощные системы — до 20 МВт (для хранения электричества на более короткие сроки).

Компания «AMS», технология «Hybrid Electric Buildings». Программное обеспечение «AMS» позволяет оптимизировать управление имеющимися ресурсами. Используя передовые технологии управления нагрузкой, за счет интеграции различных источников электроэнергии и диспетчеризации мощности, «AMS» гарантирует своим заказчикам бесперебойное обеспечение энергией даже при самых пиковых нагрузках. Компания уже реализовала один крупномасштабный проект в Калифорнии — систему хранения на 3,5 МВт для завода по обработке и очистке воды, сейчас компания занята реализацией еще более крупного объекта — на 50 МВт. Для построения системы хранения «AMS» использует «Tesla Powerpacks».

Компания «Enphase», технология «AC battery». Австралийская компания «Enphase» часто рассматривается как конкурент «Tesla» прежде всего за счет продвижения принципиально другого принципа хранения энергии — батарей переменного тока — «AC battery». В конце 2015 г. компания представила на рынке собственную модульную батарею для домашних энергонакопительных систем мощностью 1,2 кВт·ч по цене порядка 838 долларов за 1 кВт·ч. Батарея адаптирована к уже существующим солнечным электростанциям. Компания дает гарантию 10 лет на литий-железо-фосфатные аккумуляторы. В настоящее время компания работает в Австралии, Новой Зеландии, США, странах Европы.

Компания «Nissan & Eaton», технология «V2G and 2nd EV life batteries». Партнерство японской автомобильной компании «Nissan» с инженерным гигантом «Eaton», уже имеющих большой опыт в создании популярных электромобилей Nissan LEAF, направлено на создание промышленных систем накопления и хранения энергии.

Компания «AES», технология «Advancion» + компания «SIEMENS», технология «SIESSTORAGE». Технология «Advancion» — результат более чем 30-летней работы компании на рынке электроэнергетики, из которых последние 8 лет компания активно работает в сегменте коммерческого накопления энергии и программного обеспечения управления системами хранения электроэнергии. Для коммунальных и промышленных объектов компания предлагает стандартные конфигурации систем хранения энергии мощностью от 100 кВт до 1000 МВт. На текущий момент компания реализовала несколько масштабных проектов в Великобритании, Чили и Нидерландах, к концу 2016 г. добавится еще несколько объектов в Индии, Доминиканской Республике и Филиппинах. Программное обеспечение компаний позволяет сопрягать различные источники генерирования электроэнергии, что особенно важно в моменты пиковых нагрузок. Одно из преимуществ предлагаемого решения — модульный принцип построения, который позволяет наращивать мощность по мере возрастающих потребностей пользователя. В конце 2015 г. компания выпустила 4 версию «Advancion». Технология «Advancion» легко интегрируется с уже существующими программными продуктами диспетчеризации энергообеспечения.

В 2017 г. компании «AES» и «SIEMENS» объединили усилия для производства собственных систем хранения энергии «SIESSTORAGE».



14.2.2.2. ТОПЛИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ

Аккумуляция энергии осуществляется за счет использования внепиковой энергии для производства синтетического топлива (например, водорода путем электролиза), накопления этого топлива и последующего его применения в периоды пика нагрузки для выработки электроэнергии в топливных элементах (ТЭ), газовых турбинах или котлах. Топливные элементы обладают высоким КПД и могут наравне с АКБ использоваться для буферного накопления энергии от ВИЭ [37]. Причем при длительном хранении энергии огромным преимуществом топливных элементов являются:

- отсутствие проблемы «саморазряда» при хранении водорода;
- разделение между генерацией мощности и хранением, т. е. размер хранилища может быть легко и экономично адаптирован к требованиям (увеличение его размера путем добавления дополнительных емкостей для хранения) без воздействия на генерацию водорода (электролизер);
- отсутствие воздействия на окружающую среду (цикл «вода–вода»).

Однако недостатком хранения водорода является то, что требуется давление. Как в случае хранилищ гибридов, где требуется давление до 10-20 бар, или сосудов под давлением, где требуются давления до 200-300 бар, стоимость и надежность компримирования водорода являются проблемами [38].

Недостатки НЭЭ, основанных на применении ТЭ: невысокий КПД, ограниченное время хранения энергии. Следовательно, возможности использования их в ЭЭС ограничены.

14.2.3. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАКОПИТЕЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

14.2.3.1. ТРАДИЦИОННЫЕ КОНДЕНСАТОРЫ

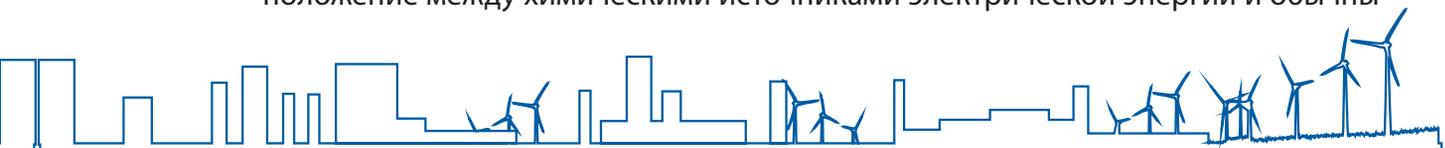
К электрическим НЭЭ относятся: конденсаторы, суперконденсаторы, сверхпроводниковый магнитный аккумулятор (SMES).

Традиционные электролитические конденсаторы в простейшем случае представляют собой устройство для накопления энергии электрического поля, состоящее из двух электродов в форме пластин, разделенных диэлектриком. Конденсаторы применяются для накопления малого количества электрической энергии и характеризуются высокой плотностью энергии и малым временем зарядки/разрядки.

14.2.3.2. СУПЕРКОНДЕНСАТОРЫ

Суперконденсаторы — это устройства, накопление электрической энергии в которых происходит благодаря заряду двойного электрического слоя. Этот слой образован поверхностью проводника и слоем прилегающих к нему ионов электролита. Двойной электрический слой можно рассматривать как конденсатор с двумя обкладками, емкость которого пропорциональна площади обкладок и обратно пропорциональна расстоянию между ними. Благодаря тому, что расстояние между заряженной поверхностью проводника, из которого изготавливаются электроды, и слоем ионов очень мало (измеряется ангстремами), а величина поверхности проводника (например, активированного угля) достигает 1500-2000 м²/г, емкость угольного электрода массой 1 г может составлять 100-500 Ф.

По основным параметрам суперконденсаторы занимают промежуточное положение между химическими источниками электрической энергии и обычны-



ми конденсаторами. Совместно с АКБ могут выступать в качестве гибридного накопителя электрической энергии, нивелирующего недостатки обоих элементов [39].

14.2.3.3. СВЕРХПРОВОДНИКОВЫЙ МАГНИТНЫЙ АККУМУЛЯТОР (SMES)

Данный тип НЭЭ сохраняет энергию магнитного поля, созданную током, проходящим по соленоиду из сверхпроводящего материала, охлажденного до температуры ниже критической температуры сверхпроводимости. SMES является высокоэффективным НЭЭ с КПД более 95 % и обладает малой задержкой времени между процессами зарядки и разрядки. В настоящий момент SMES накопители применяются в основном для управления качеством электрической энергии.

14.2.4. ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ИССЛЕДУЕМЫХ НАКОПИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Основные и дополнительные параметры исследуемых НЭЭ сведены в таблица 17 и таблица 18 [40].

Таблица 17. Основные параметры НЭЭ

Технология	Плотность энергии, 10^3 Вт·ч/м ³	Плотность мощности, 10^3 Вт/м ³	Удельная энергия, Вт·ч/кг	Удельная мощность, Вт·ч/кг	Номинальная мощность, МВт
Гидроаккумулирующая электростанция (ГАЭС)	0,5-1,5	0,5-1,5	0,5-1,5	–	100-5000
Промышленные CAES установки	3-6	0,5-2	30-60	–	до 300
Супермаховик	20-80	1000-2000	10-30	400-1500	до 0,25
Свинцовоокислотные АКБ	50-80	10-400	30-50	75-300	до 20
Литий-ионные АКБ	200-500	1500-10000	75-200	150-315	до 0,1
Никель кадмиевые АКБ	60-150	80-600	50-75	150-300	до 40
Топливная ячейка	500-3000	500	800-10000	500	до 50
Конденсатор	2-10	100000	0,05-5	100000	до 0,05
Суперконденсатор	10-30	100000	2,5-15	500-5000	до 0,3
SMES	0,2-2,5	1000-4000	0,5-5	500-2000	до 10



Таблица 18. Дополнительные параметры НЭЭ

Технология	Номинальная мощность, МВт·ч	Саморазряд за день, %	Срок службы, лет	Количество циклов зарядка/разрядка, шт.	Эффективность цикла зарядка/разрядка, %	Возможность использования в ОЭС Беларуси
Гидроаккумулирующая электростанция (ГАЭС)	500-8000	около 0	40-60	10000-30000	70-85	Нецелесообразно вследствие больших инвестиционных затрат на сооружение
Промышленные CAES установки	до 1000	около 0	20-40	8000-12000	42	Предварительные расчеты свидетельствуют об эффективности. Необходимо проведение дальнейших исследований
Супермаховик	до 5	более 20% за час	15	более 20000	90-95	Применение возможно для регулирования ВЭУ и СЭС
Свинцовокислотные АКБ	до 40	0,1-0,3	5-15	500-1000	70-80	Применение возможно для регулирования ВЭУ и СЭС
Литий-ионные АКБ	0,024	0,1-0,3	5-15	1000-10000	90-97	Применение экономически целесообразно при снижении стоимости до 300 долл. США/кВт·ч
Никель-кадмиевые АКБ	6,75	0,2-0,6	10-20	2000-2500	60-70	Применение экономически целесообразно при снижении стоимости до 300 долл. США/кВт·ч
Топливная ячейка	0,312	около 0	5-15	1000	20-50	Возможности использования ограничены вследствие невысокого КПД, ограниченного времени хранения энергии, стоимости и надежности хранения
Конденсатор	–	40	5	50000	60-70	Неприменимо
Суперконденсатор	0,0005	20-40	10-30	100000	90-97	Применение ограничено
SMES	0,0008	10-15	20	100000	95-97	Применение в основном для управления качеством электрической энергии

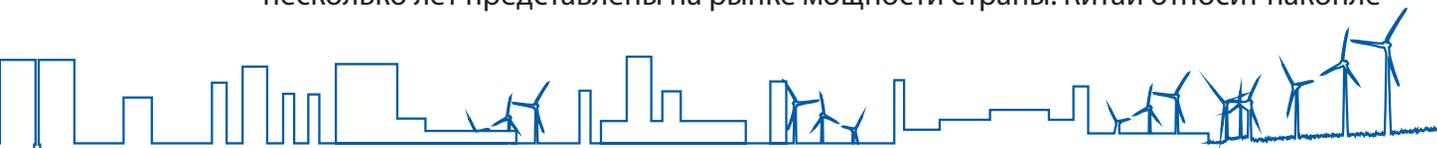
14.2.5. МИРОВОЙ ОПЫТ

Сейчас одним из главных трендов мировой энергетики является развитие ВИЭ-генерации и электротранспорта, напрямую или косвенно использующих накопители. Драйвером становится технологический прогресс по ряду решений в области накопления энергии, способный в кратко- и среднесрочной перспективе обеспечить снижение стоимости систем до уровня, приемлемого для рынка.

Среди стран, развивающих «зеленую» энергетику, по данным 2017 г., наиболее ярким примером являются Дания, вырабатывающая 140 % общенационального спроса на энергию с помощью ВИЭ, и Германия, где на ВИЭ приходится около 50 % установленной мощности электростанций, и эта доля продолжает неуклонно расти [18]. В отдельные часы ВИЭ уже могут обеспечить до 100 % потребности в электроэнергии. При этом и тепловым, и атомным электростанциям приходится выполнять резервную функцию, поскольку выработка ВИЭ-генерации непостоянна. Накопители электроэнергии могут стать выходом для продолжения успешной интеграции ВИЭ в энергосистемы различных стран, они позволят сгладить колебания выработки ВИЭ и выровнять график нагрузки.

Другим трендом является развитие распределенной энергетики. Потребители хотят минимизировать свои затраты и устанавливают собственные генерирующие источники (например, солнечные батареи или ветрогенераторы). В странах, где доля распределенной генерации высока, возникает проблема интеграции таких потребителей в рыночную систему. Поскольку сам потребитель забирает от своего источника столько электроэнергии, сколько ему нужно в данный момент времени, у него могут возникать излишки. Проблема продажи этих излишков в сеть может быть решена с помощью накопителей. Помимо этого, они могут использоваться и для создания индивидуальных резервов.

В США (штат Калифорния) планируется к 2020 г. ввести 1 325 МВт накопительной мощности. В 2016 г. компания National Grid (Великобритания) закупила 201 МВт систем накопления энергии для регулирования частоты, а сами СНЭ уже несколько лет представлены на рынке мощности страны. Китай относит накопле-



ние энергии к одной из 8 ключевых сфер развития энергетики, до 2021 г. планируется ввести 46 ГВт СНЭ. В США и Китае интенсивно развивается масштабное производство накопителей, ориентированное на насыщение внутреннего рынка и также на массовые экспортные поставки [36].

Наиболее часто применяемыми являются ГАЭС и устройства, работающие на технологии сжатого воздуха. Остальные технологии пока еще находятся в процессе развития.

К примеру (данные на 2017 г.):

- в Японии, энергосистема которой является одной из самых гибких в мире, установленная мощность ГАЭС составляет 21 714 МВт, или 51,6 % от установленной мощности атомных электростанций страны;

- установленная мощность ГАЭС США — 18 776 МВт, что составляет 18,4 % от установленной мощности атомных электростанций страны;

- из опыта стран-соседей следует обратить внимание на опыт России (Загорская ГАЭС мощностью 1200 МВт), Украины (Киевская ГАЭС мощностью 235,5 МВт) и Литвы (Круонисская ГАЭС мощностью 900 МВт) [19].

При этом если ГАЭС и устройства, использующие технологии сжатого воздуха, могут хранить достаточно большие объемы электроэнергии в течение нескольких часов, они достаточно ограничены в плане подвода большого количества энергии для поддержки или противодействия различным краткосрочным колебаниям.

К примеру, станции CAES функционируют в Huntorf, Германия (290 МВт, с 1978 г.), и Macintosh, штат Алабама (110 МВт, с 1991 г.). В последнее время системы этого типа рассматриваются как решение проблемы переменности, связанной с ветряными турбинами.

В 2011 г. фирма «Beacon Power» ввела в эксплуатацию накопительную систему на базе супермаховиков общей установленной мощностью 20 МВт. Задачей данной установки является быстродействующее регулирование частоты сетевого напряжения.

Казахстанский фонд нанотехнологий (РКФН, его соучредитель — «Роснано») инвестировал 5 млн. долл. США, внедряет проточные системы накопления на ВИЭ-объектах в Казахстане [41].

По оценкам BCC Research, совокупный среднегодовой темп роста рынка аккумуляторных батарей всех типов составит за ближайшие десять лет 18,7 %: с 637 млн. долл. США в 2014 г. до 3,96 млрд. долл. США в 2025 г.

По объемам установок литий-ионных накопителей в энергетике продолжат лидировать США, за которыми будут следовать Китай, Япония, Австралия и Германия. Дальнейшее снижение стоимости Li-ion батарей в результате роста масштабов производства и технического прогресса в сочетании с быстрым расширением солнечной и ветровой энергетики, предъявляющей спрос на системы хранения энергии, обеспечивает возрастающие объемы рынка [42].

Мощность электрических накопителей в странах ЕС, США и Китае, по различным сценариям Международного энергетического агентства, к 2050 г. возрастет от двух до восьми раз.

Компания «Bloomberg New Energy Finance» (BNEF) опубликовала прогноз развития мирового рынка накопителей энергии до 2040 г. (Рис. 46). К этому сроку установленная мощность накопителей энергии в мире (без учета ГАЭС) достигнет 942 ГВт, а их емкость — 857 ГВт·ч. Объем инвестиций на данном рынке (нарастающим итогом за 22 года) достигнет 1,2 триллиона долларов США.



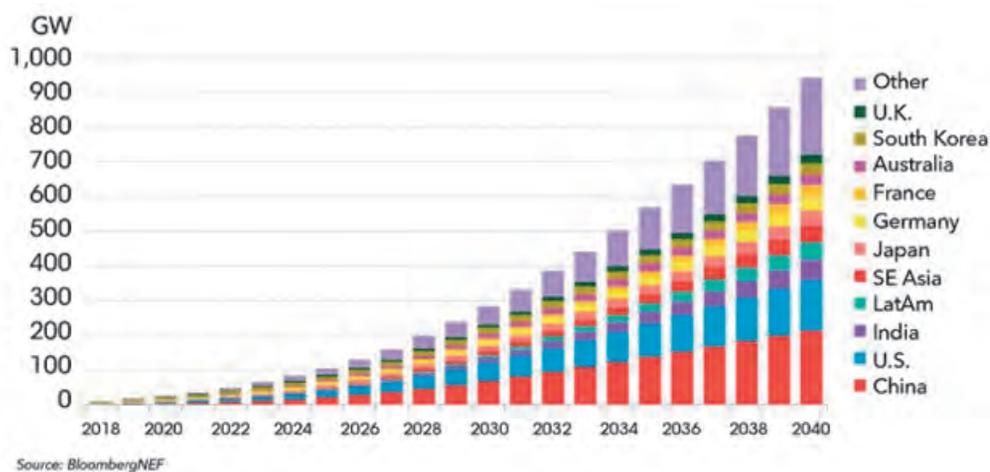


Рис. 46. Прогноз развития мирового рынка накопителей энергии до 2040 г.

Две трети всех мощностей систем хранения энергии на планете будут сконцентрированы в девяти странах — Китае, США, Индии, Японии, Германии, Франции, Австралии, Южной Корее и Великобритании.

Бурный рост накопителей ожидается и в развивающихся странах, удаленных и изолированных регионах. Комбинация солнечной энергии, накопителя и дизеля «в дальних углах» дешевле, чем расширение сети или генерация исключительно на основе ископаемого топлива [43].

GTM Research подсчитала, что в 2017 г. в мире было построено 1,4 ГВт систем хранения энергии емкостью 2,3 ГВт·ч. По данным авторов, Австралия заняла первое место в мире по установленной мощности (246 МВт), а по емкости систем на первом месте оказались США. На рис. 47, 48 приведены иллюстрации рынка накопителей энергии в 2017 г. согласно данным GTM Research и компании IHS Markit соответственно.

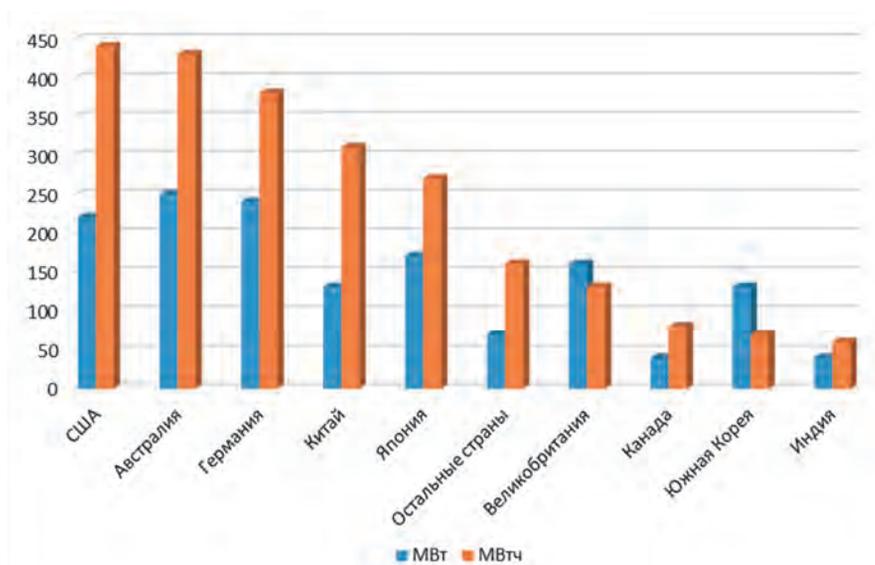


Рис. 47. Рынок накопителей энергии в 2017 г. согласно данным GTM Research



Компания IHS Markit считает по-другому. По ее данным первое место по показателю мощности накопителей энергии, установленных в 2017 г., заняла Южная Корея, а всего в мире было введено в эксплуатацию 1,9 ГВт.



Рис. 48. Рынок накопителей энергии в 2017 году согласно данным компании IHS Markit

Три страны — Южная Корея, США и Япония — это более половины мирового рынка в 2017 г., что также отчетливо видно на графике.

Разные значения обусловлены разными подходами исследователей в подсчетах. Также отметим, что GTM Research говорит о «накопителях энергии» (energy storage), а IHS Markit о «батарейных накопителях энергии» (battery energy storage). При этом очевидно, что обе организации исследуют одно и то же (и не рассматривают, скажем, ГАЭС).

GTM считает, что США продолжают лидировать на рынке, а Китай опередит всех остальных и утвердится на втором месте в мировой таблице о рангах. Годовой объем мирового рынка к 2022 г. составит 8,6 ГВт и 21,6 ГВт·ч, т. е. вырастет в несколько раз.

Авторы из **IHS** выделяют четыре основных тренда развития рынка в ближайшее время:

- Комбинированные проекты, когда накопитель энергии устанавливается в качестве «дополнения» к промышленной солнечной электростанции, получают все более широкое распространение — на них приходится более 40 % упомянутого портфеля проектов.

- На установку накопителей энергии «за счетчиком» (behind-the-meter), то есть на стороне потребителей, будет приходиться более половины всех инсталляций после 2023 г.

- Накопители энергии бросают вызов газовым пиковым электростанциям в Калифорнии, что расширяет перспективы крупномасштабных систем хранения энергии в этом штате.

- Все чаще регуляторы устанавливают цели развития накопителей энергии, в США системы хранения энергии включены в «комплексное планирование ресурсов», что будет способствовать их внедрению в разных штатах [43].



14.2.6. ВЫВОДЫ

Механические накопители энергии, применяемые в промышленной энергетике, характеризуются высокой установленной мощностью и инерционным характером. В настоящий момент основная область применения таких накопителей — это крупные энергосистемы, в которых большую долю генерации составляют мощные тепловые и атомные электростанции, неспособные к мгновенному изменению количества вырабатываемой электрической энергии. Однако механические накопители также могут применяться и совместно с ВИЭ, и в относительно малых сетях, удаленных от централизованной энергетической системы.

Повсеместному внедрению технологии ГАЭС мешает необходимость подбора естественного рельефа с большим перепадом высот и потребность затопить огромную площадь под озеро, что ведет как к снижению КПД из-за испарения воды, так и к локальным экологическим последствиям.

Эффективной является комбинация химических и электрических НЭЭ, которая может применяться как в системах распределенной генерации на базе ВИЭ, так и в рамках централизованной энергетической системы с участием ВИЭ. Комбинация данных типов НЭЭ позволяет сочетать быстродействие электрических НЭЭ с высокой плотностью энергии химических НЭЭ.

Главная проблема всех электрохимических технологий — ограниченный ресурс, т. е. количество циклов заряда и разряда, после которых батареи начинают садиться, поскольку реакция не полностью обратима. Соответственно, если цикл заряда/разряда происходит хотя бы раз в день, то срок службы составит около 8 лет, два раза в день — аккумулятор прослужит только 4 года. Ключевое преимущество электрохимии перед механическими накопителями — высокая плотность хранения энергии, что сокращает вес и объем аккумулятора.

14.3. АНАЛИЗ ГРАФИКА ПОКРЫТИЯ

ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ В РАБОЧИЙ ДЕНЬ 2020 Г. И

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕОБХОДИМОЙ МОЩНОСТИ СИСТЕМ

АККУМУЛИРОВАНИЯ И ХРАНЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В таблице 19 приведены оценочные данные о почасовых нагрузках энергосистемы Республики Беларусь в летний и зимний рабочие дни 2020 г., на рис. 49, 50 построены графики покрытия электропотребления в летний и зимний рабочие дни 2020 г.

Часы	Нагрузка, МВт	
	Лето	Зима
00-00 – 1-00	4100	4900
1-00 – 2-00	3900	4800
2-00 – 3-00	3750	4700
3-00 – 4-00	3600	4650
4-00 – 5-00	3500	4650
5-00 – 6-00	3600	4700
6-00 – 7-00	3800	5050
7-00 – 8-00	4300	5750



Часы	Нагрузка, МВт	
	Лето	Зима
8-00 – 9-00	4900	6250
9-00 – 10-00	5300	6550
10-00 – 11-00	5400	6500
11-00 – 12-00	5300	6350
12-00 – 13-00	5300	6200
13-00 – 14-00	5300	6200
14-00 – 15-00	5300	6250
15-00 – 16-00	5200	6200
16-00 – 17-00	5050	6050
17-00 – 18-00	4950	6500
18-00 – 19-00	4950	6745
19-00 – 20-00	4900	6700
20-00 – 21-00	4950	6400
21-00 – 22-00	4950	6250
22-00 – 23-00	5100	5850
23-00 – 24-00	4800	5350
Сумма за 24 часа	112200	139545
Среднее значение	4675	5814
Минимальное значение	3500	4650
Максимальное значение	5400	6745

Таблица 19. Оценочные данные о почасовых нагрузках энергосистемы Республики Беларусь в летний и зимний рабочие дни 2020 г.

В таблице 19 выделены минимумы и максимумы нагрузки. По данным таблицы 19 построены «летний» и «зимний» графики нагрузок энергосистемы Республики Беларусь (Рис. 49, 50).



Рис. 49. График нагрузки энергосистемы Республики Беларусь в летний рабочий день в 2020 г.





Рис. 50. График нагрузки энергосистемы Республики Беларусь в зимний рабочий день в 2020 г.

Анализ «зимнего» графика показывает, что:

- во время пиковых режимов по треблению электроэнергии составляет 7779,4 МВт·ч/сутки, которую частично возможно закрыть (6950,6 МВт·ч/сутки) за счет аккумулирования электроэнергии в системах аккумулирования и хранения электроэнергии во время провала графика и низких тарифов на электроэнергию (т. е. в период с 23-00 до 6-00 утра). После зарядки (аккумулирования электроэнергии в системах аккумулирования и хранения электроэнергии) данная энергия будет использоваться в часы максимальных нагрузок;

- среднесуточная нагрузка с учетом систем использования аккумулирования и хранения электроэнергии (САХЭЭ) составит 5814,4 МВт;

- требуемая установленная мощность САХЭЭ — 1165 МВт.

Анализ «летнего» графика показывает, что:

- во время пиковых режимов потребление электроэнергии составляет 6725 МВт·ч/сутки электроэнергии, которую частично возможно закрыть (5600 МВт·ч/сутки) за счет аккумулирования электроэнергии в системах аккумулирования и хранения электроэнергии во время провала графика и низких тарифов на электроэнергию (т. е. в период с 23-00 до 6-00 утра). После зарядки (аккумулирования электроэнергии в системах аккумулирования и хранения электроэнергии) данная энергия будет использоваться в часы максимальных нагрузок;

- среднесуточная нагрузка с учетом систем использования аккумулирования и хранения электроэнергии (САХЭЭ) составит 4675 МВт;

- требуемая установленная мощность САХЭЭ — 1175 МВт.



14.4. АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СИСТЕМ АККУМУЛИРОВАНИЯ И ХРАНЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ВЫРАБОТАННОЙ ВИЭ, ДЛЯ ВЫРАВНИВАНИЯ СУТОЧНОГО ГРАФИКА НАГРУЗКИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ В УСЛОВИЯХ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ АЭС

В Беларуси используются следующие виды возобновляемых источников энергии: солнце, ветер, вода, древесное топливо, биогаз, биомасса. Среди них к нерегулируемым относятся солнце и ветер. Для возможности выравнивания суточного графика нагрузки с использованием систем аккумулирования и хранения электроэнергии рассматривается потенциал ветроэнергетики.

Ветроэнергетика является наиболее развитой сферой практического использования природных возобновляемых энергоресурсов. Принцип действия ветроэнергетической установки (ВЭУ) заключается в преобразовании энергии ветра в механическую энергию вращающегося ветроколеса, а затем в электрическую энергию.

Важной эксплуатационной характеристикой ВЭУ является коэффициент использования установленной мощности $K_{и}$. Он определяется как отношение энергии, вырабатываемой ВЭУ в течение года, к энергии, которая могла бы быть получена при постоянной работе станции с номинальной мощностью:

$$K_{и} = W_{г} / 8760 \cdot P_{ном},$$

где $W_{г}$ — фактическое количество электроэнергии, выработанное ВЭУ за год, кВт·ч;

$P_{ном}$ — номинальная (расчетная) мощность ВЭУ, кВт.

Коэффициент использования установленной мощности показывает, насколько эффективно используется энергетическая установка. В дальнейших расчетах принято $K_{и} = 0,28$. Одной из основных проблем, связанных с использованием альтернативных источников электроэнергии, является неравномерность генерируемой ими мощности. В большинстве регионов мира сильные ветра наблюдаются ночью, соответственно, именно ночью ветрогенератор выдает наибольшую мощность, но в ней нет особой необходимости, потому как в это время суток обычно наблюдается минимум потребления. Поэтому необходима система, позволяющая накопить эту энергию и выдать ее утром и днем, когда потребность окажется максимальной.

В целом неравномерность потребления энергии в течение суток — одна из основных проблем ветроэнергетики. Накопители электроэнергии способны сгладить пики потребления и поднять эффективность энергосетей, позволив существенно снизить плату за потребляемую мощность и/или решить задачи, которые без таких накопителей были бы просто нереализуемы.

Для оценки эффективности применения накопителей энергии рассчитываются дополнительные затраты со стороны инвестора.

Удельные капиталовложения в систему накопления и аккумулирования электроэнергии принимаются из расчета «Siemens» 2017 г. (проект по внедрению системы накопления и выдачи электроэнергии в энергосистему Беларуси).



Стоимость емкости аккумулятора в 1 МВт·ч равна 282 тыс. евро (320 тыс. долл. США/МВт·ч), срок службы — 10 лет. С учетом того, что в рассматриваемом варианте принимается срок службы ВЭУ 20 лет, затраты на систему накопления вырастут в 2 раза.

Накопители энергии характеризуются следующими параметрами:

- Стоимость единицы накопления, долл./МВт·ч;
- Длительность зарядки, 1 МВт·ч;
- Количество циклов заряд-разряда;
- КПД заряд-разряда.

На основании приведенного перечня данных можно рассчитать стоимость одного цикла:

$$C_{st} = \frac{C}{N},$$

где C — стоимость единицы накопления, долл./МВт·ч, N — количество циклов заряд-разряда. Объем отпуска электроэнергии от накопителя составляет объем энергии, возможной для накопления, за вычетом энергии, потраченной на работу накопителя.

$$E_{st\ ex} = E_{st} \cdot \eta_s$$

Стоимость электроэнергии от накопителя представляет собой себестоимость генерации на определенном блоке и дополнительные затраты на работу накопителя, отнесенные к отпущенной энергии.

$$C_{st\ ex} = \frac{C_{pr} + C_{st}}{\eta_s},$$

где C_{pr} — себестоимость производства электроэнергии, C_{st} — затраты на функционирование накопителя, η_s — КПД накопителя.

Таким образом, для каждого блока, выработка на котором меньше максимальной, можно рассчитать себестоимость производства учитывая, что стоимость одного цикла была рассчитана выше для накопителя емкостью 1 МВт·ч.

При себестоимости генерации электрической энергии на уровне 50 долл./МВт·ч себестоимость электроэнергии при разрядке аккумулятора составит:

$$C_{st\ ex} = \frac{C_{pr} + C_{st}}{\eta_s} = \frac{C_{pr} + \frac{C}{N}}{\eta_s} = \frac{50 + \frac{320000}{10000}}{0,95} = 86,31 \text{ долл./МВт} \cdot \text{ч}$$

Таким образом, накопление энергии в аккумуляторах и последующая выдача в сеть увеличивает стоимость электрической энергии на 72 %. При такой себестоимости любой энергоблок в энергосистеме Беларуси сможет выработать электрическую энергию для обеспечения баланса мощности в любое время.

На Рис. 51 представлен анализ чувствительности себестоимости генерации с использованием АКБ в зависимости от удельной стоимости АКБ (для себестоимости генерации 40, 50 и 60 долл. США/МВт·ч).



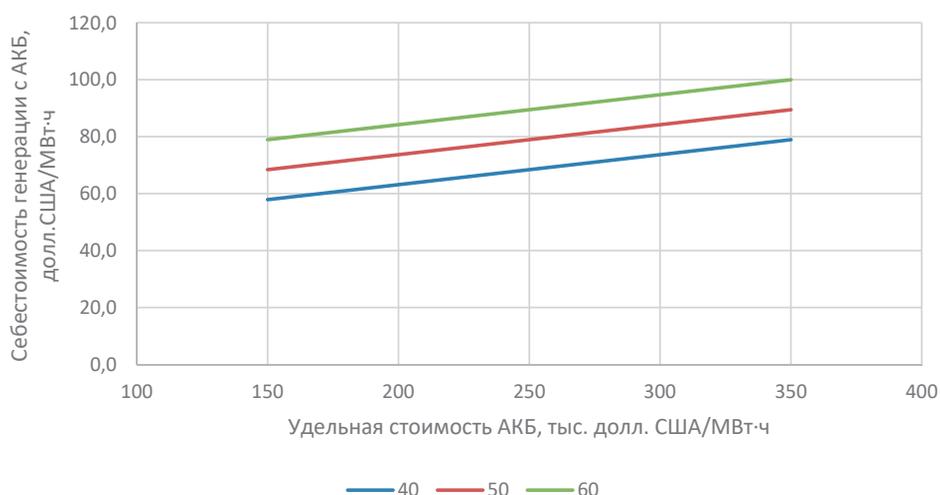


Рис. 51. Анализ чувствительности себестоимости генерации с использованием АКБ в зависимости от удельной стоимости АКБ

Очевидно, что при отсутствии спроса на электрическую энергию ветряная электростанция не сможет производить ее вообще, что делает целесообразным возможность продажи электроэнергии в сеть по любой цене, которая позволит конкурировать в будущем электроэнергии из аккумуляторов с другими источниками. Однако это требует более глубокой дифференциации цен по часам и формирования полноценного рынка электрической энергии, чего в ближайшей перспективе не ожидается.



15. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ФУНКЦИОНИРОВАНИЮ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПОСЛЕ ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ АТОМНОЙ СТАНЦИИ, РЕАЛИЗУЕМЫЕ В РАМКАХ КОМПЛЕКСНОГО ПЛАНА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СФЕРЫ ДО 2025 ГОДА С УЧЕТОМ ВВОДА БЕЛОРУССКОЙ АТОМНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Одной из важнейших задач последних лет для белорусской энергосистемы является поиск организационно-технических мероприятий для регулирования нагрузки энергосистемы после ввода в эксплуатацию АЭС, которая будет обладать ограниченными возможностями изменения мощности.

Отраслевой программой развития электроэнергетики на 2016–2020 гг., утвержденной постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 31.03.2016 № 8 (далее — Отраслевая программа), определено, что в прогнозируемых условиях развития экономики Республики Беларусь для регулирования нагрузки по технико-экономическим показателям наиболее приемлемы следующие мероприятия:

- использование ТЭС в режиме их разгрузки до технического минимума;
- использование электроэнергии в системах отопления и горячего водоснабжения с аккумуляторами тепловой энергии посредством электродкотлов, устанавливаемых на ТЭС и котельных, а также электроводонагревателей различных типов в индивидуальных системах отопления и горячего водоснабжения.

Общий объем электродкотлов, необходимых к установке на ТЭС и котельных ГПО «Белэнерго», Отраслевой программой оценивается как величина до 985 МВт, а на источниках иной ведомственной принадлежности — порядка 200 МВт.

С учетом единичной мощности энергоблоков на АЭС 1200 МВт возрастают требования к созданию необходимых резервов (горячего, холодного, ремонтного, технологических ограничений), суммарную мощность которых в объеме 3300 МВт предусматривается обеспечить за счет поддержания в работоспособном состоянии и использования частично отработавших свой срок блоков на Лукомльской ГРЭС, а также других мощностей на действующих ТЭС.

В условиях функционирования АЭС возрастают требования к необходимости создания аварийного резерва, который может быть обеспечен на базе ГТУ или ГПА (холодный резерв) либо размещением резерва в энергосистемах сопредельных государств.

В настоящее время в рамках параллельной работы белорусской энергосистемы с энергосистемами России и стран Балтии (электрическое кольцо Беларуси, России, Эстонии, Латвии и Литвы, далее — ЭК БРЭЛЛ) действует соглашение об оказании аварийной помощи (далее — Соглашение).



Цены на поставку электроэнергии в рамках договоров на оказание аварийной помощи зависят от объема и времени суток и достигают величины порядка 400–600 евро/МВт·ч (при объеме до 100 МВт·ч). В рамках действующего Соглашения величины аварийной помощи более 100 МВт·ч являются негарантированными и имеют более высокую стоимость, что повлечет за собой дополнительные затраты на поддержание гарантированного резерва мощности за пределами республики в размере 1200 МВт после ввода в эксплуатацию энергоблока АЭС.

На размещение аварийного резерва в энергосистемах сопредельных государств могут накладываться следующие ограничения по его использованию:

- при аварийном отключении блока АЭС произойдет увеличение перетоков в межгосударственных сечениях, при этом в случае достижения им максимальной величины реализация резерва в смежной энергосистеме по данному сечению невозможна (рис. 52);

- для недопущения вышеуказанного ограничения и в связи с неопределенностью сроков реализации аварийного резерва превентивно потребуются ограничивать транзит электроэнергии по линиям электропередачи Беларуси на величину резерва с целью обеспечения пропускной способности межгосударственных сечений независимо от того, будет ли он реализован либо нет, что повлечет за собой недоиспользование транзитного потенциала Республики Беларусь.



Рис. 52. Ограничение реализации резерва в сопредельных государствах при перегрузе сечений

Также необходимо учитывать планируемый в 2025 г. выход стран Балтии из состава ЭК БРЭЛЛ и присоединение к энергообъединению Европейского союза ENTSO-E, а также синхронизацию украинской энергосистемы с европейской, что приведет к ограничению технической возможности резервирования нагрузки с этих территорий без дополнительного строительства сетевой инфраструктуры.

Размещение резерва мощности за пределами республики в том числе приведет к снижению энергетической безопасности. В случае аварийного останова энергоблока АЭС возможность сохранения и восстановления надежного электроснабжения потребителей будет зависеть от смежных энергосистем.

С учетом вышеизложенного определено, что аварийный резерв целесообразно обеспечивать с использованием ГТУ либо ГПА.

Требуемая мощность для аварийного резерва, а также мощность и место установки электродвигателей определены в Перечне инвестиционных проектов по строительству пиково-резервных энергоисточников и установке электродвигателей, утвержденном постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 18 января 2019 г. № 32 (далее — Перечень инвестиционных проектов).

Выбор конкретного вида оборудования для аварийного резерва будет определен по результатам разработки соответствующей предпроектной документации.



Для стимулирования увеличения использования электроэнергии всеми потребителями в период минимальных нагрузок энергосистемы и сокращения потребления в период пиковых нагрузок предусматривается разработка дифференцированных тарифов по периодам суток.

Реализация мероприятий по интеграции АЭС в энергосистему предполагается в рамках Отраслевой программы (проектные работы и частичная реализация) и Государственной программы «Наукоемкие технологии и техника на 2016–2020 годы», подпрограммы «Интеграция Белорусской атомной электростанции в энергосистему Республики Беларусь».

Стратегические направления в электроэнергетике на перспективный период определяются Комплексным планом развития электроэнергетической сферы до 2025 г. с учетом ввода Белорусской атомной электростанции, утвержденным постановлением Совета Министров Республики Беларусь 01.03.2016 № 169 (далее — Комплексный план).

В числе технических мероприятий, оказывающих непосредственное влияние на ТЭБ республики, предусмотрены:

- завершение строительства Белорусской атомной электростанции в 2020 г.;
- разработка и реализация подпрограмм (разделов подпрограмм) государственных программ, отраслевой программы развития электроэнергетики;
- интеграция Белорусской атомной электростанции в Объединенную энергетическую систему;
- совершенствование тарифной политики.

Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 6 августа 2018 г. № 579 внесены дополнения и изменения в постановление Совета Министров Республики Беларусь от 1 марта 2016 г. № 169 «Об утверждении комплексного плана развития электроэнергетической сферы до 2025 года с учетом ввода Белорусской атомной электростанции». В частности, утвержден межотраслевой комплекс мер по увеличению потребления электроэнергии до 2025 г. (далее — Межотраслевой комплекс мер).

Межотраслевой комплекс мер сформирован из инвестиционных проектов, планируемых к реализации до 2025 г. в организациях Минпрома, Минтранса, Минстройархитектуры, Минжилкомхоза, концернах «Беллепром», «Белнефтехим», «Беллесбумпром».

По итогам реализации всех мероприятий Межотраслевого комплекса мер прирост потребления электрической энергии в 2026 г. ожидается на уровне 1,6 млрд. кВт·ч в год, что позволит улучшить технико-экономические показатели работы белорусской энергосистемы в условиях ввода в эксплуатацию Белорусской атомной электростанции.

Сведения об увеличении электропотребления от ГПО «Белэнерго» в рамках реализации Комплексного плана и Межотраслевого комплекса мер представлены в таблице 20 и на рис. 53.

Еще одним документом, определяющим политику развития энергосистемы и оказывающим непосредственное влияние на ТЭБ, является Указ Президента Республики Беларусь от 22 декабря 2018 г. № 493 «О некоторых мерах по повышению надежности белорусской энергосистемы» (далее — Указ № 493). Указом № 493 предусматривается принятие мер по снижению стоимости и оптимизации сроков реализации инвестиционных проектов по строительству пиково-резервных энергоисточников, установке электродвигателей и строительству необходимых для их функционирования объектов инженерной и транспортной инфраструктуры на объектах электроэнергетики, жилищно-коммунального хозяйства и др.

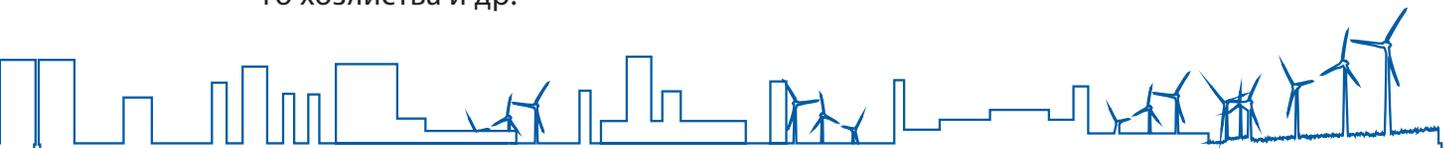


Таблица 20. Увеличение электропотребления от ГПО «Белэнерго» в рамках реализации Комплексного плана и Межотраслевого комплекса мер, млн. кВт·ч/год

Наименование	Увеличение электропотребления, млн. кВт·ч/год
В результате реализации мероприятий комплексного плана по установке электрокотлов в организациях, входящих в состав ГПО «Белэнерго»	1780
В результате реализации мероприятий Межотраслевого комплекса мер, в том числе:	1594,04
Министерство промышленности	292,7
Министерство транспорта и коммуникаций	164,79
Министерство архитектуры и строительства	8,9
Министерство жилищно-коммунального хозяйства, облисполкомы, Минский горисполком	46,13
Концерн «Беллегпром»	2,0
Концерн «Белнефтехим»	845,22
Концерн «Беллесбумпром»	234,3
Всего	3374,04

Увеличение электропотребления. Структура

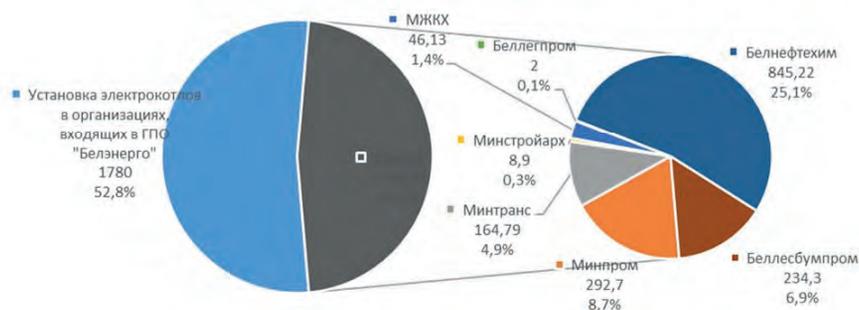


Рис. 53. Увеличение электропотребления от ГПО «Белэнерго» в рамках реализации Комплексного плана и Межотраслевого комплекса мер, млн. кВт·ч/год. Структура

Указом № 493, в частности, предусматривается:

- закупка технологических установок (совокупность технологического и вспомогательного оборудования, комплектующих и материалов) на основании разработанной и утвержденной предпроектной (прединвестиционной) документации по результатам проведения торгов на закупку товаров в строительстве;
- заключение договоров на выполнение проектных и изыскательских работ с генеральными проектными организациями, указанными в перечне (утверждается Советом Министров), без проведения конкурсных процедур;
- заключение договоров строительного подряда с генеральными подрядными организациями, указанными в перечне (утверждается Советом Министров), по результатам проведения переговоров;



- заключение договоров с субподрядными проектными и изыскательскими организациями, а также с субподрядными строительными, монтажными, наладочными и иными организациями по результатам проведения переговоров;
- параллельное проектирование и строительство объекта при наличии утвержденного в установленном порядке архитектурного проекта;
- освобождение от ввозных пошлин, а также от налога на добавленную стоимость технологического оборудования, комплектующих и запасных частей к нему.

Реализация Указа № 493 позволит оптимизировать затраты и сроки реализации мероприятий по режимной интеграции АЭС в объединенную энергетическую систему Республики Беларусь, обеспечить надежность энергоснабжения потребителей, бесперебойность работы электроэнергетического комплекса и укрепить энергетическую безопасность государства.

В рамках реализации п. 1 Указа № 493 утвержден Перечень инвестиционных проектов.

В Перечень инвестиционных проектов включены инвестиционные проекты по строительству пиково-резервных энергоисточников на тепловых электрических станциях организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго», и установке электродкотлов, планируемых к реализации на тепловых электрических станциях, мини-ТЭЦ, котельных организациях, входящих в состав ГПО «Белэнерго», и на котельных организациях жилищно-коммунального хозяйства.

Также в Перечне инвестиционных проектов определены заказчики по строительству энергоисточников, установке электродкотлов, генеральные проектные и подрядные организации, а также организации, которые планируется привлекать для выполнения отдельных видов проектных, отдельных строительных, монтажных, пусконаладочных и иных работ.

Перечнем инвестиционных проектов предусматривается ввод 1659,33 МВт мощностей, в т. ч. (см. рис. 54) :

Ввод мощностей по Перечню инвестиционных проектов, МВт

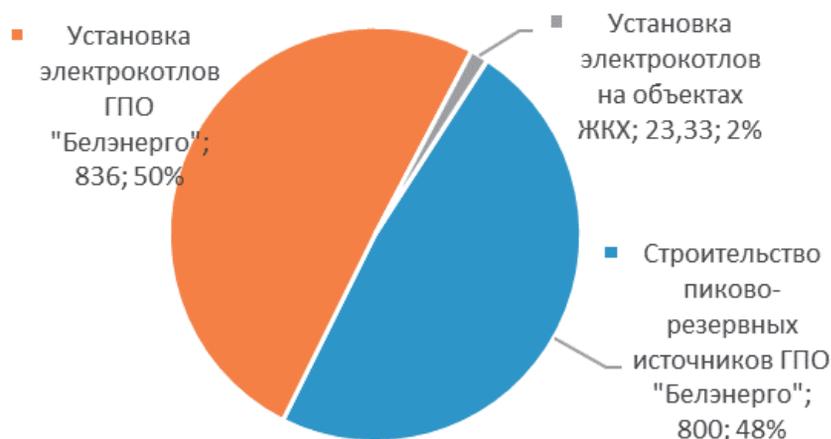


Рис. 54. Ввод мощностей по Перечню инвестиционных проектов, МВт

– строительство пиково-резервных источников ГПО «Белэнерго» — 800 МВт, в т. ч. (см. рис. 55):

- Березовская ГРЭС — 250 МВт,
- Лукомльская ГРЭС — 150 МВт,
- Новополоцкая ТЭЦ — 100 МВт,
- Минская ТЭЦ-5 — 300 МВт;



Рис. 55. Строительство пиково-резервных источников ГПО «Белэнерго»

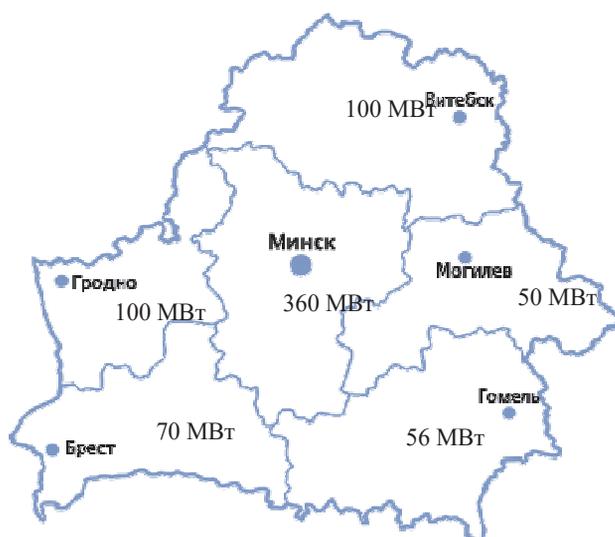


Рис. 56. Установка электродов ГПО «Белэнерго»



- установка электродкотлов ГПО «Белэнерго» — 836 МВт, в т. ч. (см. рис. 56):
 - РУП «Брестэнерго» — 70 МВт,
 - РУП «Витебскэнерго» — 100 МВт,
 - РУП «Гомельэнерго» — 56 МВт,
 - РУП «Гродноэнерго» — 100 МВт,
 - РУП «Минскэнерго» — 360 МВт,
 - РУП «Могилевэнерго» — 80 МВт;
- установка электродкотлов на объектах ЖКХ — 23,33 МВт.

Согласно Перечню инвестиционных проектов, на объектах электроэнергетики реализация строительства всех пиково-резервных источников завершается в 2021 г., а установка электродкотлов — в 2020 г. Инвестиционные проекты на объектах ЖКХ завершаются в 2020–2025 гг.



16. ОБЪЕМ ФИЗИЧЕСКИ И МОРАЛЬНО УСТАРЕВШЕГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, КОТОРОЕ ДОЛЖНО БЫТЬ ВЫВЕДЕНО ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ, И ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ЕГО ЗАМЕНЫ НА УСТАНОВКИ ВИЭ В УСЛОВИЯХ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ АЭС

Развитие и модернизация электрогенерирующих источников в настоящее время определяются Отраслевой программой. Согласно Отраслевой программе, условия сбалансированного развития и модернизации электрогенерирующих объектов обеспечены на основании учета следующих факторов:

- прогнозных уровней электропотребления при благоприятных и неблагоприятных условиях;
- соотношения мощности АЭС и других электрогенерирующих объектов;
- объемов развития электрогенерирующих источников ГПО «Белэнерго» и локальных источников;
- объемов развития электрогенерирующих источников на МТЭР;
- объемов резервирования генерирующих мощностей.

Отраслевой программой определено, что до 2020 г. у значительной части оборудования генерирующих источников истекают нормативные сроки эксплуатации, что требует их замены, модернизации либо обоснованных сроков продления эксплуатации. Общая мощность такого оборудования составляет 4755 МВт, в том числе:

- Лукомльская ГРЭС — 2452 МВт;
- Березовская ГРЭС — 810 МВт;
- Новополоцкая ТЭЦ — 270 МВт;
- Минская ТЭЦ-3 — 220 МВт;
- Мозырская ТЭЦ — 195 МВт;
- Бобруйская ТЭЦ-2 — 180 МВт;
- Гродненская ТЭЦ-2 — 180 МВт;
- Светлогорская ТЭЦ — 155 МВт;
- Могилевская ТЭЦ-2 — 150 МВт;
- 143 МВт на малых ТЭЦ.

Основным мероприятием в развитии генерирующих источников в рассматриваемом периоде является ввод в эксплуатацию первого блока на АЭС в 2020 г. (изначально в 2018 г.) и второго в 2021 г. (изначально в 2020 г.) суммарной мощностью 2388 МВт и дальнейшее их освоение с эффективной интеграцией в баланс и режим работы энергосистемы.

Сведения об оборудовании, выводимом из эксплуатации в период 2018–2025 гг., представлены в Таблица 21.

Все турбины, выводимые из эксплуатации на ТЭЦ, являются теплофикационными, т. е. они производят электрическую энергию при работе электростанции в наиболее экономичном когенерационном режиме. В этих условиях замена выводимого из эксплуатации устаревшего оборудования на ВИЭ нецелесообразна.



Турбина мощностью 160 МВт Березовской ГРЭС является составной частью располагаемой резервной мощности энергосистемы и не может быть заменена на источник, использующий переменные ВИЭ (см. раздел 20).

Наименование энергоисточников	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2021 – 2025
ГПО «Белэнерго» — всего	224,6	56,0	50,0	–	120,0	–	–	–	120,0
в том числе:									
ГРЭС — всего	160,0	–	–	–	–	–	–	–	–
из них:									
Березовская ГРЭС	160,0	–	–	–	–	–	–	–	–
Крупные ТЭЦ — всего	60,0	50,0	50,0	–	120,0	–	–	–	120,0
из них:									
Минская ТЭЦ-3	–	–	–	–	60,0	–	–	–	60,0
Новополоцкая ТЭЦ	–	–	50,0	–	–	–	–	–	–
Могилевская ТЭЦ-2	–	50,0	–	–	–	–	–	–	–
Гродненская ТЭЦ-2	60,0	–	–	–	–	–	–	–	–
Бобруйская ТЭЦ-2	–	–	–	–	60,0	–	–	–	60,0
ТЭЦ мощностью менее 50 МВт — всего	4,6	6,0	–	–	–	–	–	–	–
из них:									
Брестская ТЭЦ	–	6,0	–	–	–	–	–	–	–
Могилевская ТЭЦ-1	4,6	–	–	–	–	–	–	–	–

Таблица 21. Вывод из эксплуатации генерирующего оборудования ГПО «Белэнерго», МВт

17. РАЗРАБОТКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ БАЛАНСОВ

17.1. ОПИСАНИЕ ПРОЦЕССА МОДЕЛИРОВАНИЯ ГОДОВЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Для моделирования развития энергосистемы необходимы прогнозы цен на используемые виды топлива.

Стоимость природного газа определяется на основании проведенного ранее анализа [44, стр. 121]. На основании данного исследования сделан прогноз стоимости топлив методом интерполяции, результаты представлены в Таблица 22.

Топливо	Ед. изм.	2016 г.	2030 г.
Природный газ	долл./т у.т	160	261
Ядерное топливо	долл./т у.т	4,7	10
Древесное топливо	долл./т у.т	65,3	150

Таблица 22. Прогноз стоимости топлив

Данный прогноз использовался при моделировании в настоящей работе. Все энергетические источники при моделировании были разделены на 3 группы:

1. ТЭЦ;
2. КЭС;
3. ВИЭ.

17.1.1. ТЭЦ

Так как ТЭЦ обеспечивают тепловой энергией потребителей, то они должны работать в таких режимах, при которых объем отпускаемой энергии будет обеспечивать спрос потребителей. При выработке тепловой энергии на теплофикационных турбинах производится также и электрическая энергия.

Таким образом, выработка электроэнергии по теплофикационному циклу связана не с графиком электрической нагрузки, а с графиком тепловой нагрузки. Для оптимизации работы оборудования необходимо иметь информацию о графиках тепловой нагрузки по каждой станции в отдельности. Кроме того, тепловые графики нагрузки имеют менее постоянную форму, так как зависят не столько от времени суток, сколько от температуры окружающего воздуха и других метеорологических параметров, доли промышленной нагрузки и типа оборудования, используемого в промышленности. Различные потребители получают пар различных параметров, что дополнительно усложняет процесс моделирования работы ТЭЦ.

Таким образом, принято решение моделировать ТЭЦ в виде отдельных электростанций без разделения на отдельные блоки. Используя типовые графики почасового производства электроэнергии для рабочего и выходного дня отдельно, для отопительного и межотопительного периода были получены почасовые графики работы ТЭЦ.



17.1.2. КЭС

Так как КЭС производят только электрическую энергию, то они работают исключительно по графику электрической нагрузки. При этом производство электроэнергии в рамках графика нагрузки может производиться на различных электростанциях. Таким образом, принято решение моделировать КЭС на уровне отдельных блоков, чтобы максимально точно просчитать распределение нагрузки. При таком подходе можно учитывать параметры отдельных энергоблоков, а не усредненных показателей по станции. Это становится важным при учете того, что на каждой из КЭС (Лукомльская, Березовская, Минская ТЭЦ-5) в наличии имеются относительно новые парогазовые блоки и при этом в эксплуатации находятся блоки, которые были установлены значительно раньше, параметры которых ниже в силу технического и морального износа.

17.1.3. ВИЭ

Возобновляемые источники энергии отличаются от других источников электрической энергии в силу их стохастического характера выработки электроэнергии. При этом использование энергии ветра или солнца предполагается как бесплатный источник первичного топлива для данных энергоблоков, что с точки зрения экономики требует первоочередной загрузки данных видов блоков.



Случайный характер выработки электроэнергии на ВЭУ и СЭС моделировался следующим образом.

Были проанализированы статистические сведения о фактических параметрах скоростей ветра и солнечной радиации за 4 произвольных рабочих дня каждого месяца 2018 г. (см. таблица 23, 24). Шаг данных по скорости ветра — 3 часа, солнечной радиации — 1 час.

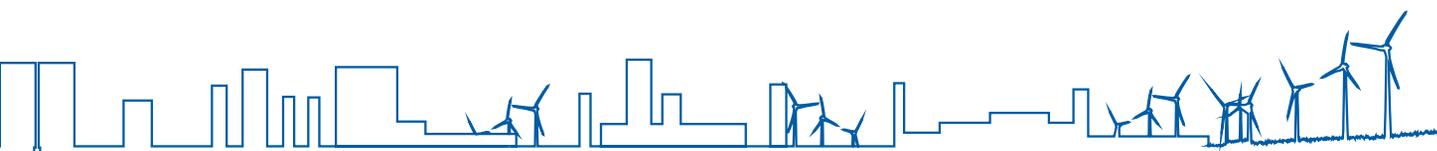
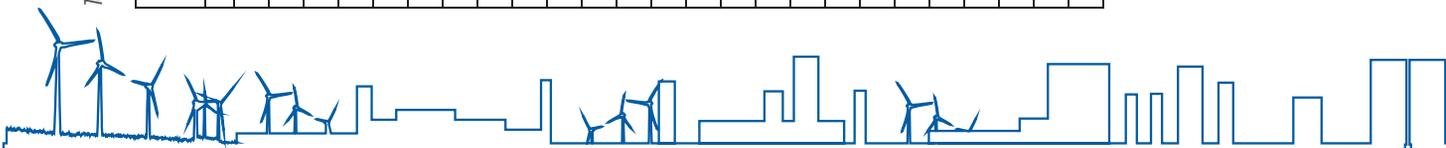


Таблица 23. Сведения о фактических параметрах суммы прямой солнечной радиации в 2018 г., МДж/м²

Дата	Часы суток																			
	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21			
4 января					1,3	1,91	2,39	2,45	2,35	2,05	1,31	0,15								
5 января					1,14	2,14	2,8	1,71	1,45	0,31										
6 января						0,01	0,42	1,46	2,04	1,59	0,93	0,02								
7 января						0,01	0,01	0,01	0,01											
2 февраля						0,04	0,04	1,35	0,1	1,52	0,82	0,1								
3 февраля					0,37	0,01			0,07	0,07	0,03									
4 февраля						0,1	0,07	0,05	0,16	0,15	0,16	0,18								
5 февраля									0,03	0,02	0,15	0,26								
22 марта			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0								
23 марта			0,51	2,39	2,65	1,94	0,97	1,76	1,82	2,1	0,93	0,36								
24 марта						0,01	0,05	0,08	0,95	0,02	0,01	0,73								
25 марта			1,99	2,9	3,12	3,4	3,49	3,48	3,52	3,44	3,25	2,97	2,3	1,34	0,01					
13 апреля			0,35	0,15	0,01	0,08	0,57	0,33	0,04	0,01										
14 апреля			0,02	0	0	0,01	0,12	0,03	0,04	0	0,02									
15 апреля			0,83	2,55	3,32	3,51	3,56	3,71	3,67	3,54	3,43	3,25	2,67	1,98	0,34					
16 апреля			2,26	2,66	1,97	1,3	0,67	2,7	0,9	0,09	0	0,22	0,2	0,66	0,1					
2 мая							0,4	1,69	1,15	2,89	0,35	0,01	0,84	0,65	0,2					
3 мая			0,54	2,25	2,32	2,64	2,3	1,4	0,25	0,11	0,47	0,96	2,09	0,27	0,2	0,01				
4 мая			0,04	0,21	1,81	2,98	3,14	3,15	0,9	1,8	1,66	2,55	2,69	2,29	1,3	0,03				
5 мая			0,57	2,9	3,12	3,29	2,89	2,23	1,99	2,56	2,17	2,95	2,76	2,29	1,46	0,45				
6 июня			1,19	3,15	1,99	1,87	1,01	0,84	1,25	0,51	0,1	0,96	0,9	0,89	0,73	0,9	0,03			
7 июня			0,32	0,66	2,9	0,76	0,23	0,24	0,96	0,9	1,1	1,97	1,78	1,23	1,01	0,64	0,01			
8 июня			0,06	0,04	0,9	2,2	2,65	2,77	1,31	2,17	1,52	1,57	1,2	1,09	0,22					
9 июня			0,01	0,02	0,43	1,97	0,81	3,04	3,51	3,51	3,48	3,35	3,19	2,58	1,8	0,84	0,02			
4 июля				0,17	0,01	0,02	0,11	0,44	1,26	1,33	0,65	0,17	1,59	0	0,07	0,43				
5 июля			1,71	1,89	0,97	1,76	1,28	0,93	2,29	2,4	0,54	0,64	0,86	0,96	0,49	0,22				



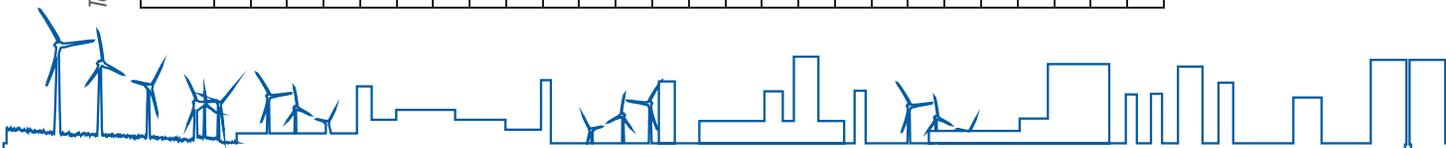
Часы суток

Дата	Часы суток																
	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21
6 июля	0,31	0,71	0,37	0,01	0,01	0,15	0,11	0,04	2,88	2,05	0,8	0,9	0,4	0,31	0,41	0,1	
7 июля				0,01	0,02	0,15	0,11	0,02	0,01	1,45	1,75	1,62	1,88	0,06	0,08	0,3	
8 августа	0,4	1,56	2,55	2,58	2,67	1,09	0	0,01	0	0,21	1,95	1,98	1,1	0,75	1,06	0,2	
9 августа	0,1	1,51	2,06	2,21	2,61	2,75	2,82	2,84	2,71	2,39	1,43	1,45	0,8	1	0,01		
10 августа	0,08	0,48	0,5	2,24	2,52	2	2,57	2,21	0,91	0,2	0,12	0,39	0,08	0,02	0,16	0,01	
11 августа								0,01	0,01	0,02	0	0,81	1,65	1,46	0,45	0,01	
6 сентября		0,2	1,4	2,23	2,84	2,77	2,17	1,99	1,58	2,24	2,18	0,83	1,12	0,23	0,09		
7 сентября		0,06	1,25	2,07	2,34	2,53	2,86	2,77	2,77	2,93	2,87	2,54	1,69	0,38	0,01		
8 сентября		0,01	0,05	0,81	1,78	2,53	1,03	0,19	0,06	0,06	0,01	0,15	0	0,2	0,08		
9 сентября		0,12	1,65	2,55	2,84	2,92	2,56	2,02	2,26	2,74	2,71	2,29	1,73	1,01	0,06		
25 октября	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26 октября										0	0,05						
27 октября					0,03												
28 октября				0,03	0,06	0,07	0,01										
21 ноября	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22 ноября	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23 ноября	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24 ноября	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5 декабря	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6 декабря							0,03	0,29	0,09	0,24	0,16	0,01					
7 декабря					0,4	1,16	0,89	0,71	2,08	1,9	1,39	0,05					
8 декабря	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

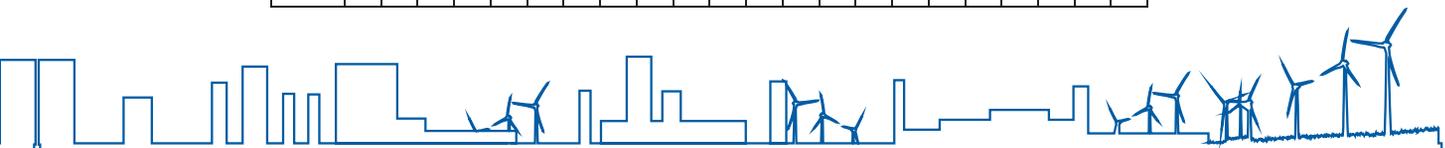


Таблица 24. Сведения о фактических параметрах скоростей ветра в 2018 г.

Дата	Часы суток										
	00	03	06	09	12	15	18	21			
15 января	4	4	4	4	4	4	4	3			
16 января	6	6	6	6	7	9	7	9			
17 января	10	7	8	7	6	5	2	2			
18 января	5	4	4	4	4	3	3	4			
5 февраля	5	4	4	3	3	2	1	2			
6 февраля	3	3	5	3	4	5	4	4			
7 февраля	5	3	2	2	4	4	5	6			
8 февраля	3	3	3	2	2	3	2	1			
4 марта	4	5	5	4	4	5	4	4			
5 марта	3	1	1	1	2	2	4	4			
6 марта	4	5	4	5	4	4	4	3			
7 марта	4	2	5	3	4	4	4	3			
9 апреля	4	4	2	6	7	7	8	8			
10 апреля	7	6	5	1	1	2	3	2			
11 апреля	6	5	5	6	6	6	6	6			
12 апреля	5	4	4	6	6	6	5	5			
14 мая	1	1	2	2	5	5	8	4			
15 мая	1	1	1	2	4	5	4	1			
16 мая	0	0	0	2	5	5	5	2			
17 мая	4	4	2	3	4	4	4	4			
4 июня	2	2	1	3	6	5	5	3			
5 июня	3	3	3	3	3	3	3	1			
6 июня	3	2	2	2	2	2	2	1			
7 июня	0	0	0	1	2	2	1	1			
9 июля	2	2	2	2	2	3	3	2			
10 июля	1	1	1	2	1	4	0	0			



Дата	Часы суток										
	00	03	06	09	12	15	18	21			
11 июля	0	2	2	2	4	4	3	2			
12 июля	1	2	1	2	3	3	4	2			
6 августа	3	3	4	4	3	4	3	1			
7 августа	1	2	1	2	3	2	2	1			
8 августа	1	1	1	1	2	2	2	1			
9 августа	2	2	2	3	6	6	5	3			
3 сентября	2	2	2	3	4	3	3	3			
4 сентября	6	2	1	1	4	2	2	2			
5 сентября	1	1	2	2	2	2	1	2			
6 сентября	1	1	1	4	3	4	3	3			
8 октября	4	3	3	3	3	2	1	1			
9 октября	1	2	2	2	5	4	2	2			
10 октября	4	4	3	4	4	3	3	1			
11 октября	1	1	0	1	2	1	2	3			
12 ноября	8	8	7	8	8	8	7	7			
13 ноября	8	8	8	8	8	7	7	7			
14 ноября	7	6	5	4	5	3	3	3			
15 ноября	3	3	3	4	4	5	4	4			
3 декабря	4	5	5	5	5	6	5	5			
4 декабря	5	6	5	4	3	3	3	4			
5 декабря	4	5	5	5	3	5	5	4			
6 декабря	3	3	2	2	1	1	2	3			



При анализе вышепредставленных сведений видно, что для солнечной радиации характерно значительное изменение значений в течение короткого времени. Скорость ветра изменяется гораздо более плавно.

Для моделирования выработки солнечной генерации был определен усредненный диапазон колебаний уровня солнечной радиации и использована функция синуса на промежутке от 6 утра до 6 вечера, которая была пропущена через имитирующее влияние облачности генератор случайных чисел, находящихся в вышеуказанном усредненном диапазоне.

Случайность выработки электроэнергии на ветроэнергетическом блоке также моделировалась с помощью использования генератора случайных чисел в усредненных диапазонах скоростей ветра и их производных (изменение этих скоростей) на основании фактических данных о скоростях ветра в 2018 г. с последующей обработкой результатов для получения коэффициента использования установленной мощности, соответствующей реальному значению. В данном случае использовалось выражение:

$$p = r^n,$$

где r — случайное число от 0 до 1 в усредненных диапазонах скоростей ветра и их производных, принятое на основании фактических данных о скоростях ветра и их динамике (Таблица 24); n — корректирующий коэффициент.

Для получения КИУМ близкого к реальному использовался корректирующий коэффициент 6,5.

Работа ВИЭ в течение дня представлена на рис. 57, 58.

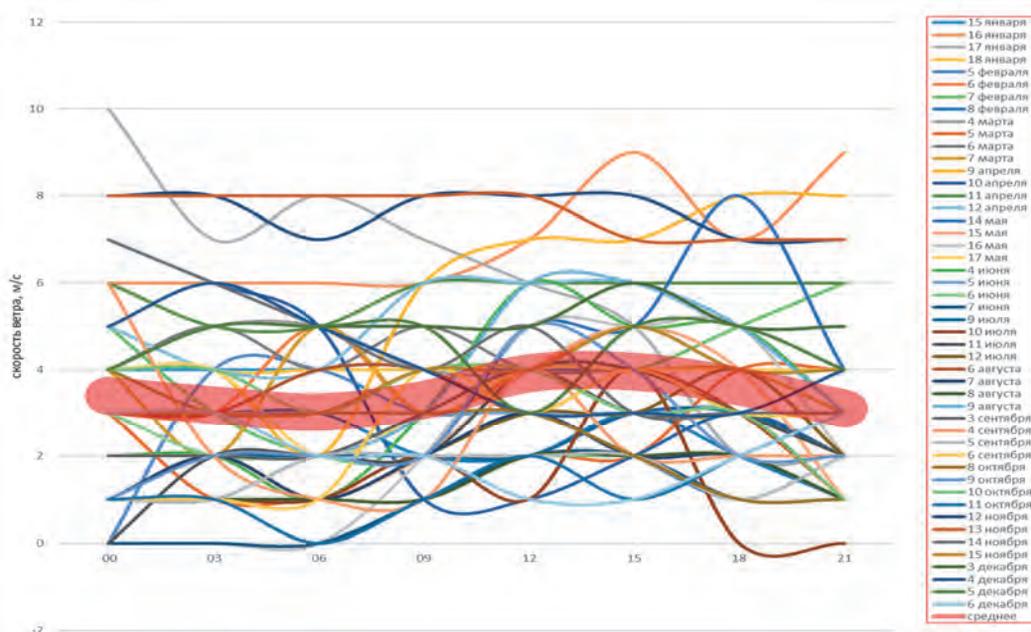
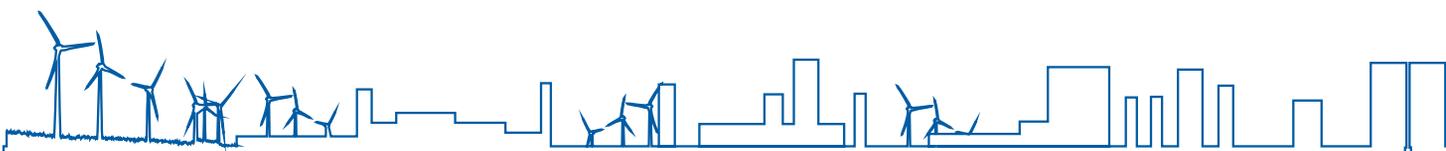


Рис. 57. График скоростей ветра при моделировании



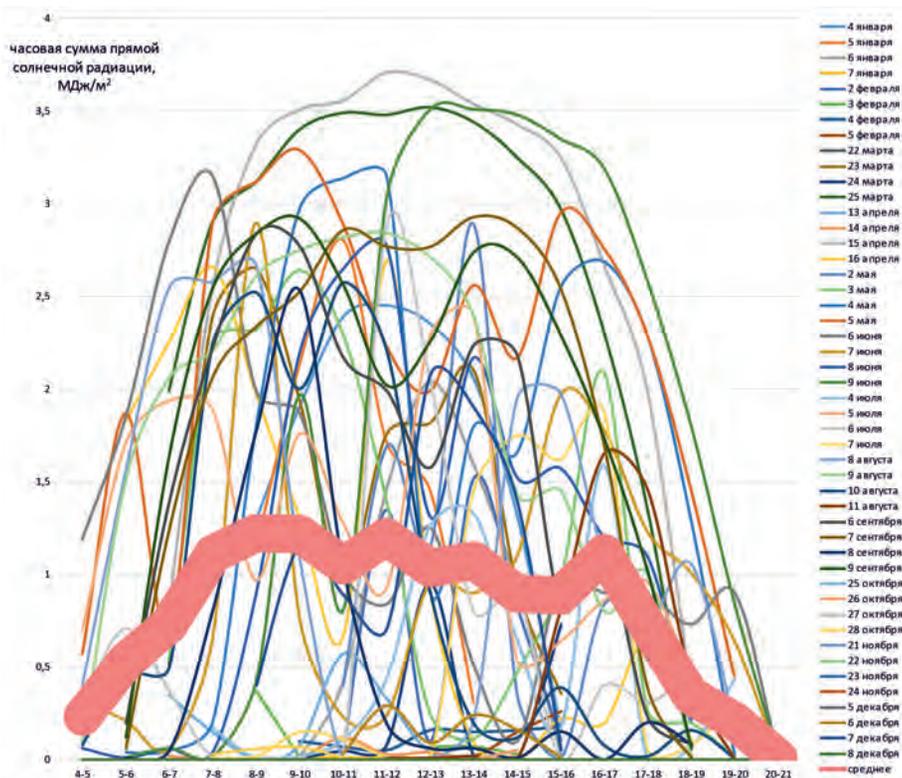


Рис. 58. График суммы прямой солнечной радиации при моделировании

17.1.4. АЛГОРИТМ ЗАГРУЗКИ БЛОКОВ

Первоначально определяется порядок загрузки блоков.

Первым блоком для загрузки определены блоки АЭС. Так как поддержание постоянной мощности на АЭС является требованием безопасности эксплуатации, то она располагается в самом низу графика нагрузки. Это также подтверждается тем фактом, что при перепроизводстве электроэнергии планируется использовать электродотлы и снижать нагрузку на ТЭЦ.

Следом загружаются блоки ТЭЦ. Их порядок загрузки не важен, так как они будут гарантированно иметь спрос либо со стороны потребителей в рамках графика нагрузки, либо со стороны электродотлов, мощности которых распределяются между ТЭЦ пропорционально ожидаемому сокращению нагрузки на них.

Далее загружаются ГЭС, так как гидроэлектростанции имеют ограничения не только по увеличению мощности при наличии спроса, но также и по снижению мощности.

Следом загружаются блоки, не связанные требованиями надежности или теплового графика. Определение порядка нагрузки для каждого блока происходит по переменным затратам на работу энергоблоков.

Так как ВИЭ (солнечные и ветряные станции) не имеют топливной составляющей в переменных затратах, то они загружаются сразу после ГЭС.

При этом операционные затраты для ВЭУ состоят из переменных затрат, а значит, при расчете порядка загрузки операционные затраты учитываются полностью. В то же время операционные затраты на СЭС являются полностью постоянными, это значит, что затраты на обслуживание этих мощностей будут затрачены не зависимо от объема производства электрической энергии. Однако постоянные затраты не учитываются при распределении нагрузки. Поэтому в



графике нагрузки солнечные электростанции будут загружены раньше, чем ВЭУ. После солнечных и ветроэлектростанций загружаются другие ВИЭ.

Далее в порядке возрастания переменных затрат загружаются блоки КЭС.

При загрузке каждого энергоблока для каждого часа определяется его текущая мощность. Мощность ТЭЦ определяется по их почасовым нагрузкам. Затем их мощность сравнивается с текущей нагрузкой в энергосистеме. Если мощность АЭС и всех ТЭЦ превышает нагрузку, то нагрузка снижается до уровня баланса, а перепроизводство перенаправляется на электродкотлы.

Если после загрузки АЭС и ТЭЦ в энергосистеме баланс не достигнут, то начинается последовательная загрузка ВИЭ и блоков КЭС до тех пор, пока не будет обеспечен баланс.

При этом учитывается, что если остаточная мощность после загрузки данного блока будет меньше, чем технический минимум следующего блока, то нагрузка данного блока снижается до уровня, который позволит следующему блоку работать на техническом минимуме. Маневренные возможности, время пуска и минимальное время между пусками не учитывалось.

17.1.5. МОДЕЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ

ЭЛЕКТРОКОТЛОВ

Решение проблемы прохода периодов перепроизводства электроэнергии решено с помощью электродкотлов. При перепроизводстве электрической энергии частично она будет потребляться электродкотлами для производства тепловой энергии, при этом объем выработки тепловой, а следовательно, и электрической энергии на ТЭЦ будет сокращаться.

Для моделирования работы электродкотлов необходимо рассчитывать объем сокращения электрической мощности ТЭЦ при сохранении объемов производства тепловой энергии суммарно на турбине и в электродкотлах.

Для определения данной зависимости составлена система:

$$\begin{cases} p - p_b = E_e \\ k_t \cdot p + \eta \cdot p_b = E_t \end{cases}$$

где:

p — электрическая мощность ТЭЦ;

p_b — потребляемая мощность на ТЭЦ;

k_t — коэффициент производства тепловой энергии на единицу электрической;

η — КПД электродкотла;

E_e — доступная электрическая нагрузка, МВт·ч;

E_t — тепловая нагрузка, МВт·ч.

При решении данной системы получено уравнение:

$$p = \frac{\eta \cdot E_e + E_t}{k_t + \eta}$$



С помощью данной формулы выполняется корректировка мощности каждой ТЭЦ при перепроизводстве электроэнергии. Расчет электроэнергии, потребляемой электродвигателями, производится по формуле:

$$p_b = E_e - p$$

17.1.6. ПАРАМЕТРЫ БЛОКОВ-КАНДИДАТОВ

В качестве блоков-кандидатов рассматриваются ветроэнергетические установки, солнечные фотовольтаические станции, а также парогазовые блоки.

Параметры энергоблоков приняты по данным [45] и приведены в таблице 25.

Таблица 25. Параметры энергоблоков

Технология	Стоимость топлива, долл./МВт·ч	Переменные затраты, долл./МВт·ч	Постоянные затраты, долл./МВт·ч в год
ВЭУ	—	13	—
СЭС	—	—	8000
АЭС	18,7	4,3	—

При этом учитывая значительную динамику капитальных затрат на создание установленной мощности ВЭУ, СЭС или аккумуляторов, в модели используется прогноз изменения стоимости установленного кВт (или кВт·ч для АКБ), который представлен в табл. 26.

Таблица 26. Прогноз стоимости генерирующих мощностей ВИЭ и АКБ

Тип	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ВЭУ	Долл./кВт	1397	1358	1318	1278	1238	1199	1159	1119	1079	1040	1000	960
СЭС	Долл./кВт	1313	1276	1239	1201	1164	1126	1089	1052	1014	977	940	902
АКБ	Долл./кВт·ч	282	272	263	254	245	235	226	217	208	198	189	180

17.1.7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ЗАМЫКАЮЩЕГО БЛОКА

Под замыкающим блоком понимают последний по порядку загрузки блок, который получает нагрузку. Согласно разработанной модели замыкающим блоком в 2017 г. был 8 блок Лукомльской ГРЭС. Соответственно, максимальные экономические параметры работы любого блока-кандидата должны быть лучше, чем у 8 блока Лукомльской ГРЭС.

Однако так как колебание нагрузки наблюдается в диапазоне, значительно превышающем установленную мощность любого блока, то в разные периоды времени замыкающим блоком будет являться иной блок. А так как сравнивать себестоимость производства электроэнергии на ВИЭ каждый раз с различным замыкающим блоком не представляется возможным в силу того, что решение о вводе новых мощностей принимается на основании годовых результатов функционирования энергосистемы, а не на основании часовых, то был выполнен расчет себестоимости генерации электроэнергии на замыкающем мегаватте. В случае если средняя себестоимость производства электроэнергии на любом энергоблоке будет ниже себестоимости замыкающего мегаватта, то данный блок целесообразно вводить, и при его вводе общая себестоимость производства электроэнергии будет снижаться. В противном случае ввод данного энергоблока



будет вести к росту себестоимости производства электроэнергии или простаиванию энергоблока в силу более высокого порядка загрузки блоков. Для расчета себестоимости последнего мегаватта использовался расчет средневзвешенной себестоимости генерации на последнем энергоблоке.

$$C = \frac{\sum c_{з.б.} \cdot E_{з.б.}}{\sum E_{з.б.}}$$

где:

$c_{(з.б.)}$ — себестоимость производства электроэнергии на замыкающем блоке;

$E_{(з.б.)}$ — объем энергии, произведенной на замыкающем блоке.

В дальнейшем данную себестоимость будем называть синтетическим замыкающим блоком, так как физически такого блока в энергосистеме не существует, а его параметры являются определенным синтезом параметров различных блоков, работающих в режиме замыкающего блока в различные периоды времени.

17.1.8. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНИЧНОГО КИУМ ВИЭ

Под граничным КИУМ блоков понимают такой коэффициент использования установленной мощности, который позволяет вырабатывать электрическую энергию по цене замыкающего (последнего загружаемого в порядке загрузки) блока. Следовательно, если реальный КИУМ с учетом погодных условий и ограничений по нагрузке больше граничного, то себестоимость электроэнергии на данном блоке будет ниже замыкающего блока и выработка электроэнергии на ВИЭ будет сокращать общую себестоимость производства электроэнергии, и, следовательно, имеется экономическая целесообразность пуска установки ВИЭ.

Так как граничным условием является равенство себестоимости генерации электроэнергии на замыкающем блоке и на источнике ВИЭ, то граничный КИУМ можно вывести из уравнения:

$$C = \frac{\frac{c_{cap}}{n} + c_{fix}}{8760 \cdot \eta} + c_{var} = c_{з.бл.},$$

где:

c_{cap} — капитальные затраты на сооружение установки, долл./МВт;

n — период эксплуатации установки, лет;

η — КИУМ установки, %;

c_{fix} — постоянные эксплуатационные затраты, долл./МВт в год;

c_{var} — переменные эксплуатационные затраты, долл./МВт·ч;

$c_{(з.бл.)}$ — маржинальная себестоимость производства электроэнергии, долл./МВт·ч.

Из этой формулы можно получить КИУМ установки, при которой себестоимость производства электроэнергии на данной установке будет равняться себестоимости производства электроэнергии на замыкающем блоке.



$$\eta = \frac{\frac{c_{cap}}{n} + c_{fix}}{8760 (c_{з.бл.} - c_{var})}$$

Расчеты показали, что граничный КИУМ для ВЭУ составил 13 %. Для солнечных станций граничный КИУМ получился на уровне 11 %.

На рис. 59 приведена динамика граничного КИУМ для различных видов энергии

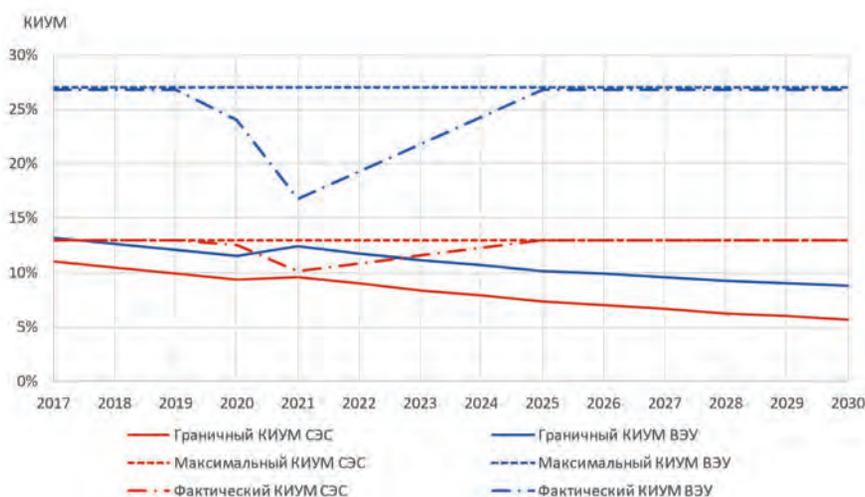


Рис. 59. Динамика граничного КИУМ

17.1.9. МОДЕЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ АКБ

На рис. 60 приведены себестоимости производства электроэнергии на ВЭУ и СЭС, а также на замыкающем блоке. Также показаны себестоимости производства электроэнергии от ВЭУ и СЭС, которые накоплены в аккумуляторе.

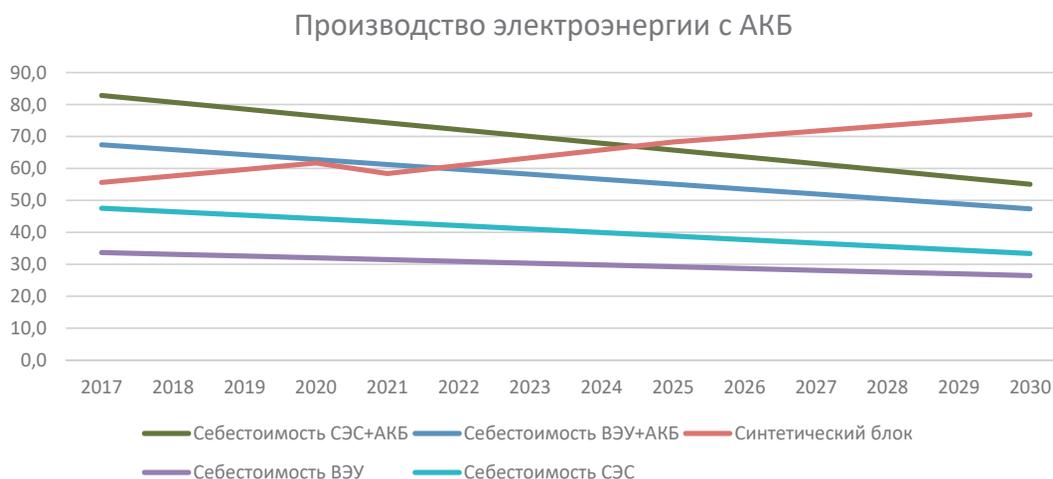


Рис. 60. Себестоимость производства электроэнергии без учета ввода АЭС



Из графика видно, что при прогнозируемом росте стоимости природного газа уже к 2022 г. стоимость электроэнергии может выйти на такое значение, при котором использование аккумуляторов для поддержания постоянной нагрузки на ВЭУ даст положительный экономический результат по сравнению с генерацией электроэнергии из природного газа.

Однако не вся электроэнергия от ВИЭ, которая не может быть передана в сеть, может быть накоплена в аккумуляторах. При моделировании потоков энергии через аккумуляторы был получен следующий график (рис. 61).

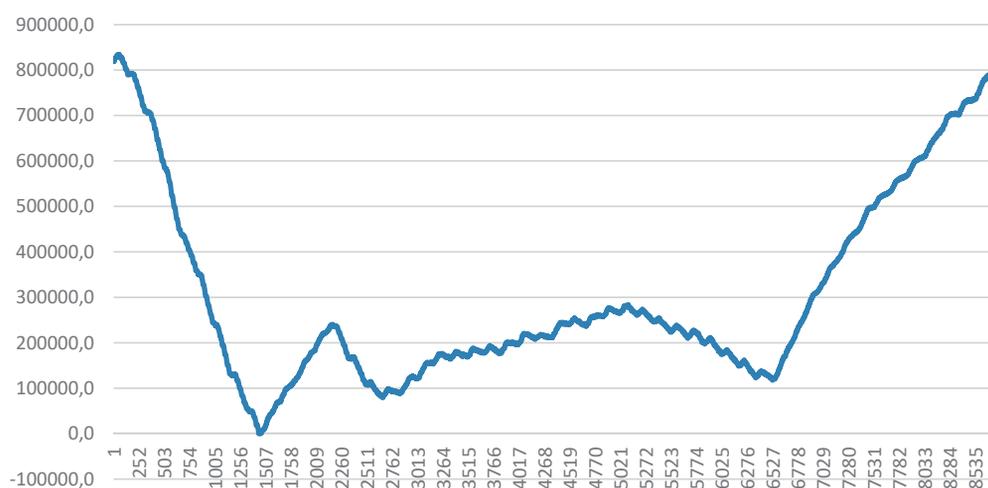


Рис. 61. Уровень заряда АКБ

На графике видно, что значительные объемы накоплений и последующей выдачи в сеть имеют не суточный, а сезонный режим: в начале года аккумуляторы разряжаются, так как спрос на электроэнергию в этот период года высокий и большая часть электроэнергии от ВИЭ отдается в сеть напрямую. При этом высока также выработка на газовых блоках, которую можно заместить. После начинается небольшой период накопления, когда спрос падает и возможности для накопления возрастают. Затем перестают работать ТЭЦ и спрос на энергию с АКБ снова возрастает. В летний период низкого спроса на электроэнергию АКБ заряжены на относительно постоянном уровне и к концу года начинают накапливать энергию в связи с включением ТЭЦ и появлением ограничений на выдачу энергии в сеть.

Из рис. 61 видно, что значительный объем энергии для хранения имеет не суточный режим, а сезонный. Т. е. перепроизводство осени и начала зимы необходимо перенести на вторую половину зимы и начало весны. Существующие аккумуляторы не позволяют накапливать энергию для сезонного регулирования. Во-первых, присутствуют потери при хранении энергии. Во-вторых, при сезонном хранении количество циклов работы таких аккумуляторов сокращается до 2-4 циклов в год, или при сроке эксплуатации в среднем 10 лет до 20–40 циклов за период эксплуатации вместо 10 000 циклов. Это крайне негативно сказывается на экономике работы АКБ. Согласно первой формуле раздела 14.4 затраты на один цикл работы изменяются обратно пропорционально количеству циклов. Таким образом, экономические затраты на один цикл работы увеличиваются в 250-500 раз. Следовательно, на данный момент и на период планирования целесообразно рассматривать только суточное регулирование нагрузки с помощью аккумуляторов.



17.1.10. ВЕРИФИКАЦИЯ МОДЕЛИ ГОДА

В результате моделирования получены значения производства электроэнергии по ТЭС и КЭС, а также по различным видам ВИЭ.

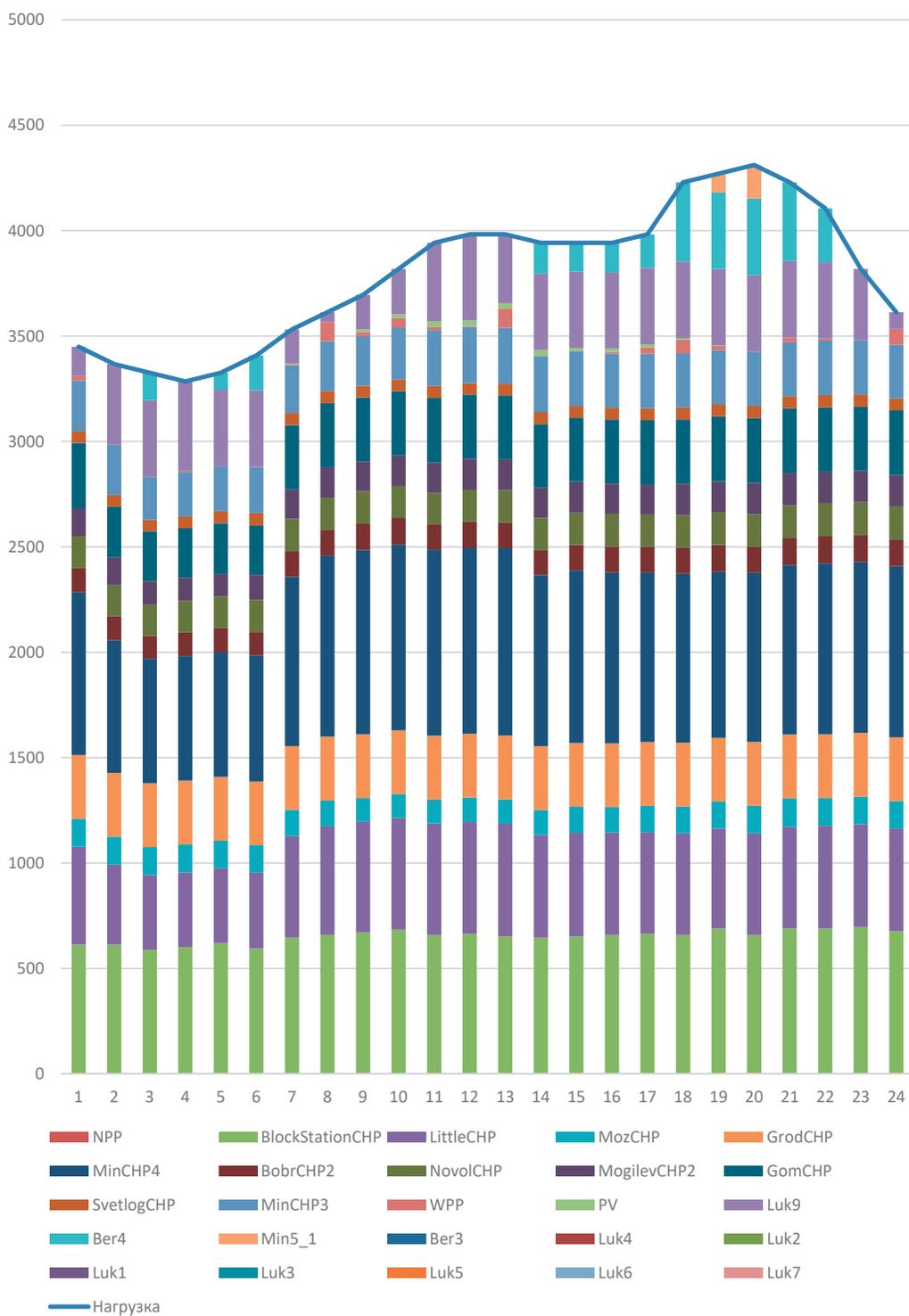


Рис. 62. Модель заполнения нагрузки



Выработка на ТЭЦ составила при такой модели 16,6 млрд. кВт·ч при фактической выработке на ТЭЦ общего пользования, равной 17,0 млрд. кВт·ч. Выработка на блок-станциях составила 3,5 млрд. кВт·ч при фактическом производстве в 2017 г. 3,4 млрд. кВт·ч. Производство на КЭС составило 14,1 млрд. кВт·ч, в то время как по данным Белстата фактическая выработка в 2017 г. составила 13,1 млрд. кВт·ч. Таким образом, можно констатировать, что модель достаточно точно описывает работу энергосистемы.

17.2. МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

17.2.1. БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ

Согласно базовому сценарию объем потребления электроэнергии в 2030 г. увеличится до 42,1 млрд. кВт·ч с 37,1 млрд. кВт·ч без учета возможного роста потребления на электродотла. При этом потребление тепловой энергии сократится с 60,7 млн. Гкал до уровня 59,8 млн. Гкал, при этом некоторая часть данной тепловой энергии может производиться на электродотлах.

Базовый сценарий делится на два подсценария — сценарий с общим объемом производства электроэнергии на ВИЭ в объеме 2,1 млрд. кВт·ч (далее — базовый (мин ВИЭ)) и 6,8 млрд. кВт·ч (далее — базовый (макс ВИЭ)).

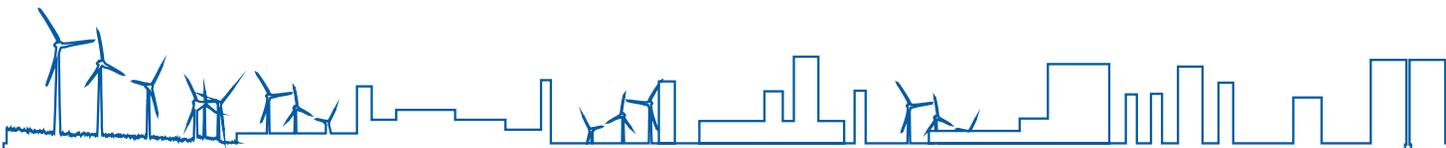
При этом следует учитывать, что некоторая дополнительная электрическая энергия будет вырабатываться для потребления на нужды электродотлов для обеспечения баланса мощности в энергосистеме после ввода АЭС. Объем потребления электрической энергии на электродотла рассчитан в результате моделирования. Результат расчета представлен на рис. 63.



Рис. 63. Базовый сценарий. Потребление электроэнергии, включая потребление на электродотла

Из графика видно, что при целевом потреблении электрической энергии в 2030 г. в объеме 42 100 тыс. МВт·ч дополнительно 920 тыс. МВт·ч будет потребляться на электродотлах.

Незначительное использование электродотлов наблюдается уже в 2020 г., однако наибольшую долю в общем потреблении электрической энергии они будут иметь в 2021 г. После объем использования электроэнергии на нужды отопления будет сокращаться вслед за сокращением объемов перепроизводства электроэнергии в энергосистеме Беларуси.



17.2.1.1. БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ (МИН ВИЭ)

Структура мощности по сценарию базовый (мин ВИЭ) представлена на рис. 64.



Рис. 64. Базовый (мин ВИЭ) сценарий. Структура мощностей

В данном сценарии рассматривается вариант развития энергосистемы, при котором к 2030 г. объем производства электрической энергии достигает 42,1 млрд. кВт·ч. При этом наиболее значительное влияние на структуру генерации оказывает ввод АЭС. Мощность КЭС практически не изменится, так как после ввода АЭС баланс мощности будет очень напряженным и любая резервная и регулируемая мощность будет полезно использована в энергосистеме. Вместе с этим планируется строительство новых энергоблоков суммарной мощностью в 800 МВт. Данные мощности предполагается использовать исключительно в виде горячего или холодного резерва. Кроме того, в энергетический баланс вводятся мусоросжигательные заводы электрической мощностью 92 МВт.

Фактически в газовой генерации будет проведен вывод мощностей согласно плану, а также ввод пиково-резервных мощностей. Дополнительной газовой генерации не требуется.

Основной ввод новых мощностей ожидается в области возобновляемых источников энергии. Это необходимо для достижения показателя выработки электроэнергии из ВИЭ в 2030 г. на уровне 2,1 млрд. кВт·ч.

График ввода новых генерирующих мощностей ВИЭ представлен на рис. 65.

На данном графике видно, что тенденция увеличения установленной мощности ВИЭ в целом соответствует запланированному наращиванию мощностей на ближайший период. Данные ввода ВИЭ до 2020 г. вводились на основании распределенных квот или согласно заключенным инвестиционным договорам. Данного темпа ввода достаточно для достижения целевых значений минимального базового сценария к 2030 г. Единственный год, в который не планируется ввода новых мощностей на ВИЭ, — 2021 г. Это связано с ограничением по балансу мощности в год пуска второго энергоблока АЭС. Кроме того, из графика видно, что основной ввод новых мощностей распределяется в основном между солнечными и ветро-станциями.

Ввод ГЭС нецелесообразен по причине более высокой себестоимости генерации электроэнергии на данном виде оборудования. В географических условиях

Мощности ВИЭ

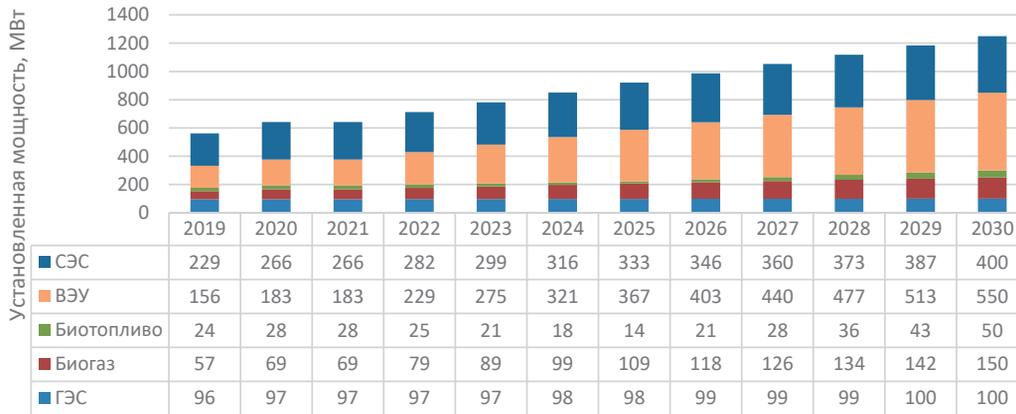


Рис. 65. Базовый (мин ВИЭ) сценарий. График ввода новых мощностей ВИЭ

Беларуси строительство ГЭС требует значительных затрат на создание дамбы, что значительно повышает себестоимость генерации электроэнергии.

Ввод биогазовых электростанций имеет определенное преимущество по экономическим параметрам, но они ограничены топливным потенциалом и технологией ведения сельскохозяйственной деятельности. При этом биогазовые и биотопливные электростанции могут регулироваться, а значит, фактически могут накапливать топливо в периоды перепроизводства электроэнергии и использовать его в период наличия спроса на электроэнергию. Таким образом, они могут поддерживать достаточно высокие показатели использования мощности и производить электроэнергию по более низким ценам.

Структура производства электрической энергии при таком сценарии показана на рис. 66.

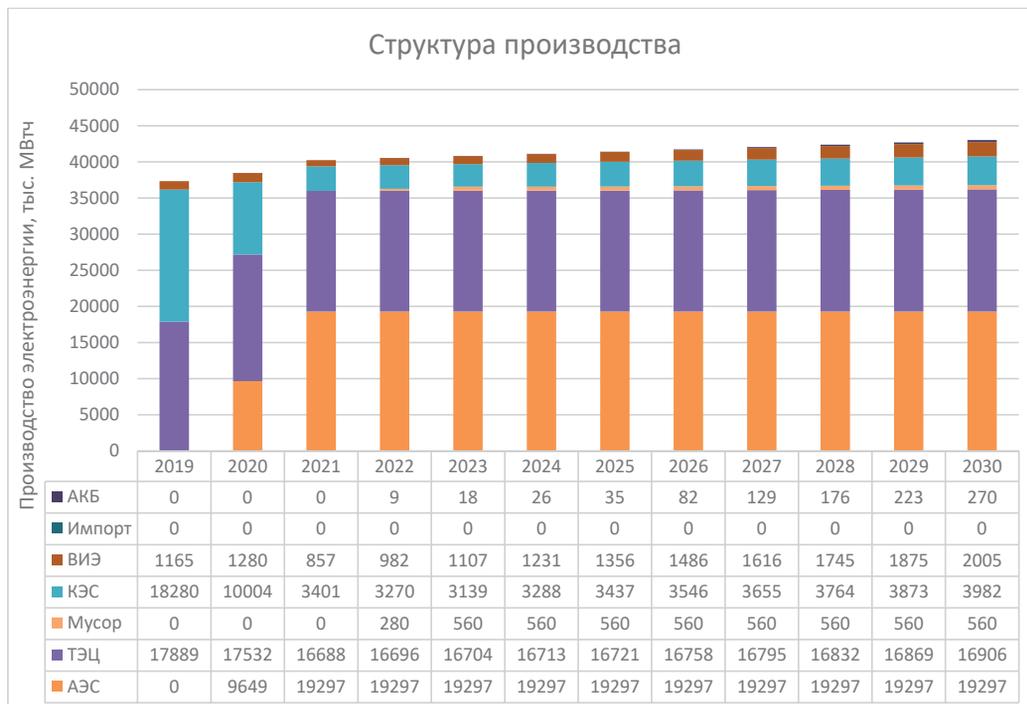


Рис. 66. Базовый (мин ВИЭ) сценарий. Структура производства



Из рис. 66 видно, что АЭС занимает значительную долю общего производства электрической энергии. При этом доля ТЭЦ практически не изменяется. Выработка на ТЭЦ несколько сокращается в 2021 г. в связи с началом использования электродкотлов и замещением ими выработки тепловой энергии на ТЭЦ. В дальнейшем в связи с ростом потребления электрической энергии использование электродкотлов сокращается и выработка на ТЭЦ незначительно растет. Рост мог бы быть более существенным, но дополнительным ограничением на выработку электроэнергии на ТЭЦ является сокращение спроса на тепловую энергию. Основное сокращение производства происходит на КЭС, при этом частично КЭС вытесняется дополнительно электроэнергией, вырабатываемой на мусоросжигательном заводе.



Рис. 67. Базовый (мин ВИЭ) сценарий. Структура производства на ВИЭ

На рис. 67 показана выработка электрической энергии на ВИЭ. На данном графике видно влияние системных ограничений на работу ВИЭ. В 2021 г. выработка электроэнергии значительно сокращается и восстанавливается только к 2023 г. Частично рост выработки обеспечивается вводами мусоросжигательных заводов. При этом после 2023 г. основной рост выработки на ВИЭ приходится на ветроэнергетику.

Также на этом графике добавлен объем передачи электроэнергии через АКБ. Зарядка аккумуляторов осуществляется исключительно из ВЭУ и СЭС. Зарядка от других ВИЭ нецелесообразна, так как после 2022 г. они будут иметь возможность отпуска электроэнергии напрямую в сеть. Зарядка аккумуляторов от более эффективных газовых блоков для замены менее эффективных экономически нецелесообразна ввиду того, что себестоимость электроэнергии при разрядке АКБ будет выше, чем генерируемой на менее эффективных энергоблоках. Тем не менее, себестоимость производства электроэнергии на ВИЭ при снижении капитальных затрат будет позволять конкурировать электроэнергии после АКБ с газовыми блоками.



Тем не менее, полное использование электроэнергии от ВИЭ не представляется возможным ввиду сезонных колебаний спроса, которые не могут компенсироваться вводом АКБ. Таким образом, производство электроэнергии на ВИЭ будет ограничиваться системой.

На Рис. 68 показан уровень резервирования в энергосистеме Беларуси. Резервирование (правая шкала) после ввода АЭС и пиково-резервных источников составляет около 200 % и несколько снижается вследствие роста пиковой нагрузки. Суммарная установленная мощность ВИЭ не превышает размера максимального блока, а значит, дополнительный объем резервирования не требуется.

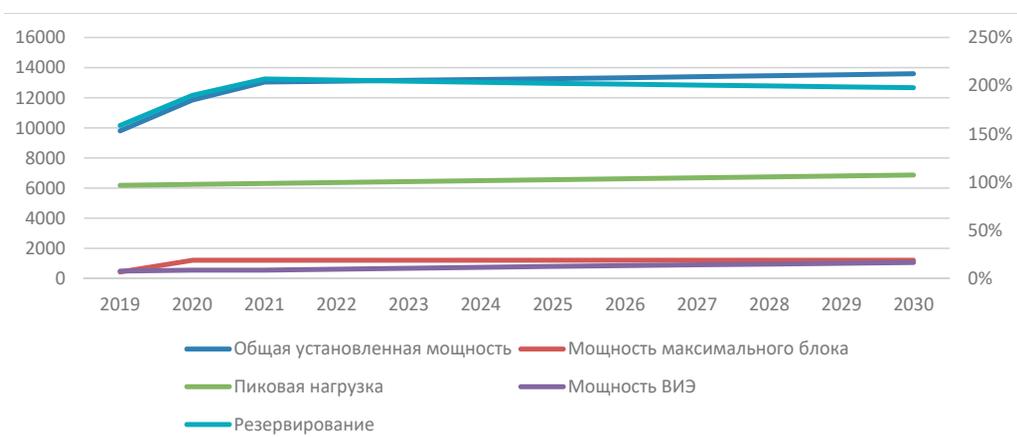


Рис. 68. Базовый (мин ВИЭ) сценарий. Уровень резервирования

Объем использования топлива при этом также будет меняться. Динамика и структура показана на Рис. 69.



Рис. 69. Базовый (мин ВИЭ) сценарий. Динамика и структура потребления топлив и выбросов парниковых газов



Из графика видно, что после ввода АЭС сокращение потребления природного газа составит около 29 млн. МВт·ч., или 3 млрд. куб. м. газа.

Использование ядерного топлива вызывает значительный рост потребления первичного топлива, что связано с более низким КПД работы АЭС. Однако это рост потребления ядерного топлива, стоимость которого значительно ниже стоимости газа.

На правой шкале отмечены объемы выбросов парниковых газов при производстве электрической энергии в Беларуси. Сокращение выбросов составит 6 млн. тонн или будет снижено на 41 %.

На Рис. 70 представлена себестоимость производства электроэнергии в энергосистеме.

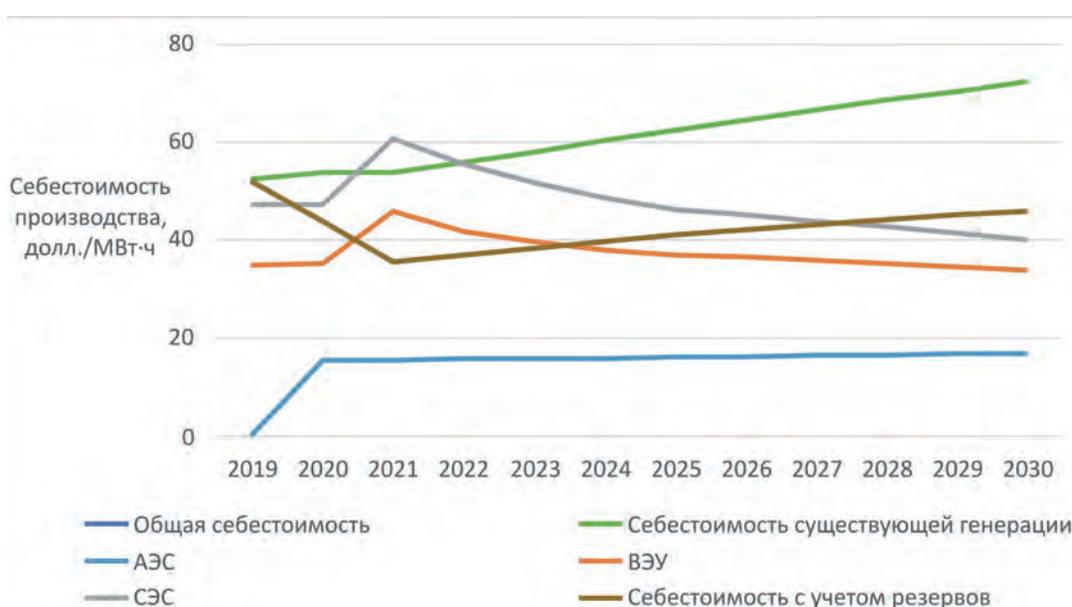


Рис. 70. Базовый (мин ВИЭ) сценарий. Себестоимость производства электроэнергии



Основной рост себестоимости будет связан с ростом стоимости природного газа. Себестоимость производства электроэнергии при сохранении существующей структуры установленной мощности показана кривой «Себестоимость существующей генерации». Небольшое отклонение от прямой связано со снижением выработки электроэнергии на энергоблоках с низкой эффективностью после ввода АЭС. При этом ввод АЭС в 2020–2021 гг. значительно снизит себестоимость производства, а дальнейшее расширение использования ВИЭ позволит сократить темп роста себестоимости электроэнергии. На этом же графике можно видеть ограничения со стороны энергосистемы на работу ВИЭ. В 2021 г. себестоимость производства на ВИЭ значительно возрастает вследствие ограничений со стороны спроса. Себестоимость производства на ВЭУ в этом случае вплотную приближается к себестоимости генерации на газе. На графике не показана себестоимость производства электроэнергии на мусоросжигательном заводе, так как себестоимость производства на данном оборудовании значительно превышает среднюю, что делает график нечитабельным.

На рис. 71 показан фактический КИУМ работы ВЭУ и СЭС, а также граничный и максимальный КИУМ для этих же технологий производства электроэнергии.

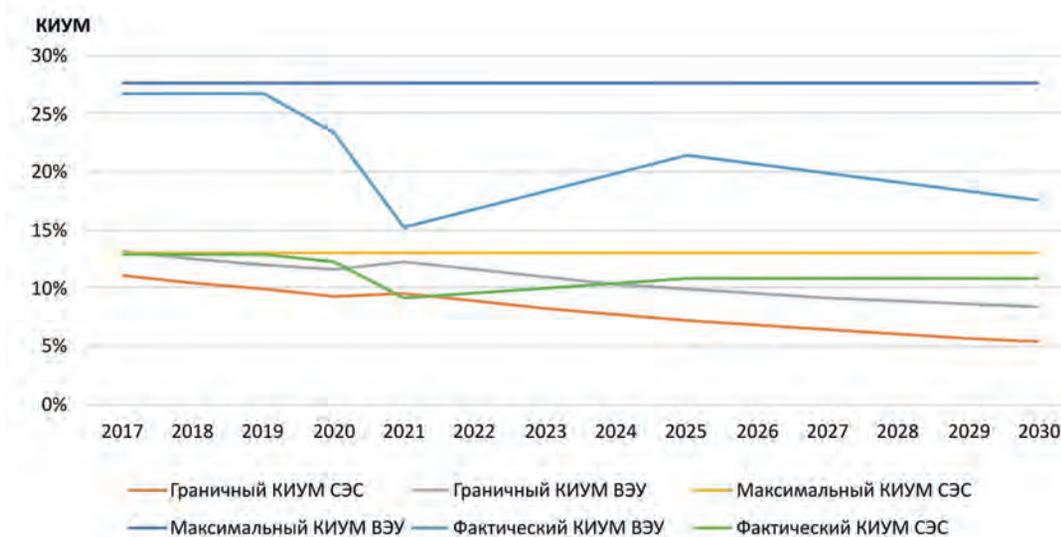


Рис. 71. Базовый (мин ВИЭ) сценарий. Фактический, граничный и максимальный КИУМ ВЭУ и СЭС

При отсутствии ограничений со стороны энергосистемы КИУМ установок будет равным максимальному. При наличии ограничений КИУМ будет становиться меньше, и чем больше ограничения (невозможность производства всей возможной энергии ввиду отсутствия достаточного уровня нагрузки в энергосистеме), тем ниже будет КИУМ. При снижении КИУМ ниже граничного значения производство электроэнергии на данной технологии экономически нецелесообразно.

Из рис. 71 видно, что в 2017 г. ВИЭ практически не имеют системных ограничений, однако после пуска АЭС в 2021 г. КИУМ ВЭУ приближается к граничному значению. После этого КИУМ растет, а значит, улучшается экономика производства электроэнергии. Однако значительный рост установленной мощности и невозможность накопления электроэнергии для сезонного регулирования приводит к снижению фактического КИУМ ВЭУ после 2025 г.



Структура производства тепловой энергии представлена на рис. 72.



Рис. 72. Базовый (мин ВИЭ) сценарий. Структура производства тепловой энергии

Объем используемой древесины предполагается постоянно возрастающим. Производство тепловой энергии от ТЭЦ определяется на основании спроса на тепловую энергию и графиков работы ТЭЦ. При расчете структуры производства тепловой энергии учитывается производство на электродкотлах. Существенных изменений в структуре производства не наблюдается.

17.2.1.2. БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ (МАКС ВИЭ)

В базовом сценарии при максимальном развитии ВИЭ прогнозы потребления электрической и тепловой энергии аналогичны предыдущему сценарию. При этом темпы ввода ВИЭ значительно увеличены.

Структура мощностей по сценарию базовый (макс ВИЭ) представлена на Рис. 73.



Рис. 73. Базовый (макс ВИЭ) сценарий. Структура мощностей



В этом сценарии наблюдается значительный объем ввода возобновляемых источников. Общий темп ввода после 2022 г. составляет около 400 МВт в год.

Уровень резервирования в этом сценарии также значительно увеличивается (см. рис. 74).

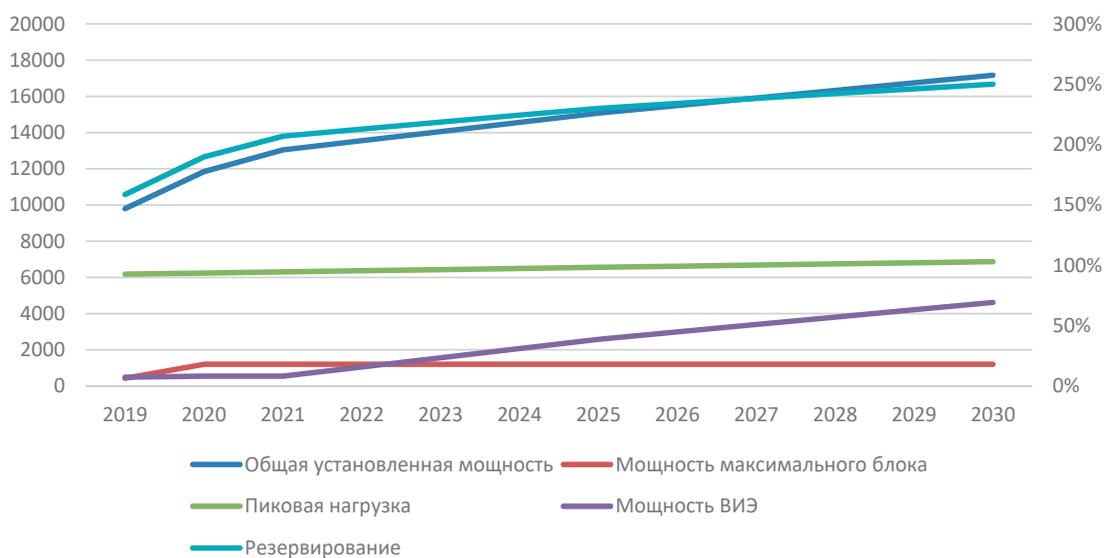


Рис. 74. Базовый (макс ВИЭ) сценарий. Уровень резервирования

После 2023 г. установленная мощность ВИЭ будет превышать размер максимального блока, что может потребовать создание дополнительных резервов. Однако к этому времени часть энергии будет потребляться на аккумуляторы, что повышает надежность работы энергосистемы и снижает требования к резерву.

Динамика ввода новых мощностей приведена на рис. 75.



Рис. 75. Базовый (макс ВИЭ) сценарий. График ввода новых мощностей ВИЭ



Как видно на этом графике, основной ввод новых мощностей приходится на период после 2021 г. При этом, как и в прошлом сценарии, основной ввод приходится на ветряные электростанции.

Структура производства электроэнергии представлена на рис. 76.

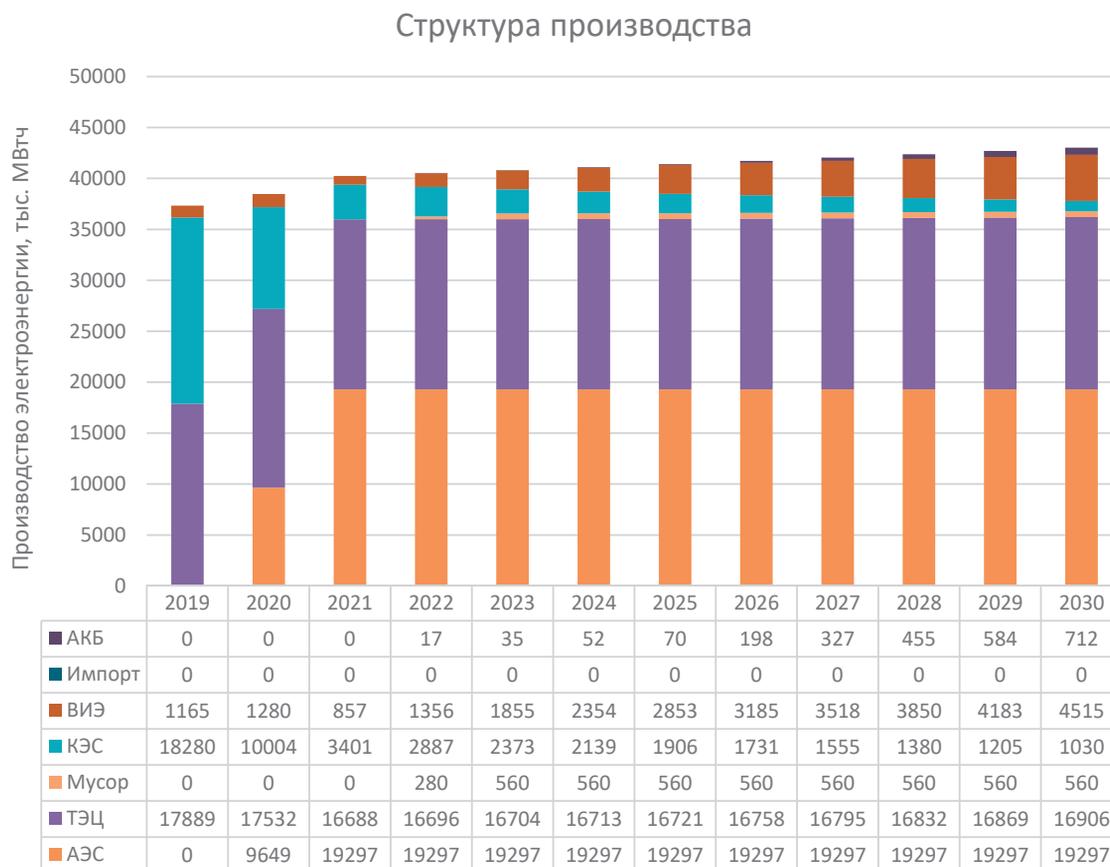


Рис. 76. Базовый (макс ВИЭ) сценарий. Структура производства

На этом графике видно, что увеличение мощности ВИЭ ведет к росту производства, при этом сокращается выработка на конденсационных электростанциях. Особенно активно сокращение работы КЭС наблюдается после 2023 г., когда активно начинается внедрение АКБ.

При таком активном росте ВИЭ объем потребления природного газа также начинает заметно сокращаться. Однако данный сценарий не позволяет достичь производства электроэнергии на ВИЭ заданных 6,8 млрд. кВт·ч. Максимальное производство составляет около 5,2 млрд. кВт·ч при установке к 2030 г. 2,5 ГВт ВЭУ и 2 ГВт СЭС. При меньших мощностях выработка сокращается в силу меньшего объема производства на ВИЭ. При более высоких мощностях системные ограничения приводят к росту себестоимости, что сокращает возможности использования АКБ для замещения газового топлива и, следовательно, сокращает выработку на ВИЭ.

Динамика и структура использования топлива показана на рис. 77.





Рис. 77. Базовый (макс ВИЭ) сценарий. Динамика и структура потребления топлив и выбросов парниковых газов

Пропорционально сокращению потребления природного газа сокращаются и выбросы парниковых газов при производстве электрической энергии.

Себестоимость производства электрической энергии в данном сценарии представлена на рис. 78.

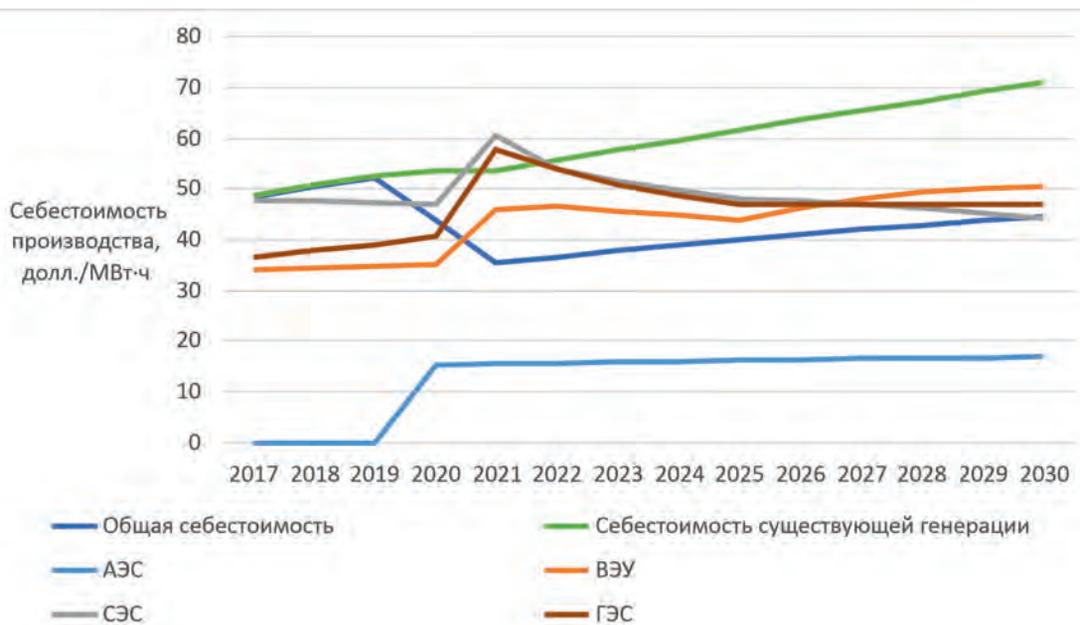


Рис. 78. Базовый (макс ВИЭ) сценарий. Себестоимость производства электроэнергии

Как видно из рис. 78, себестоимость генерации на существующих ВИЭ при сравнении полной стоимости будет выше, чем на газовой генерации, что связано с системными ограничениями на отпуск электроэнергии. Однако в дальнейшем разница в себестоимости между электроэнергией от ВИЭ и электроэнергией от



газовой генерации будет увеличиваться. При этом себестоимость ВЭУ превышает газовую генерацию на всем периоде после 2022 г.

На рис. 79 показан фактический КИУМ работы ВЭУ и СЭС, а также граничный и максимальный КИУМ для этих же технологий производства электроэнергии.

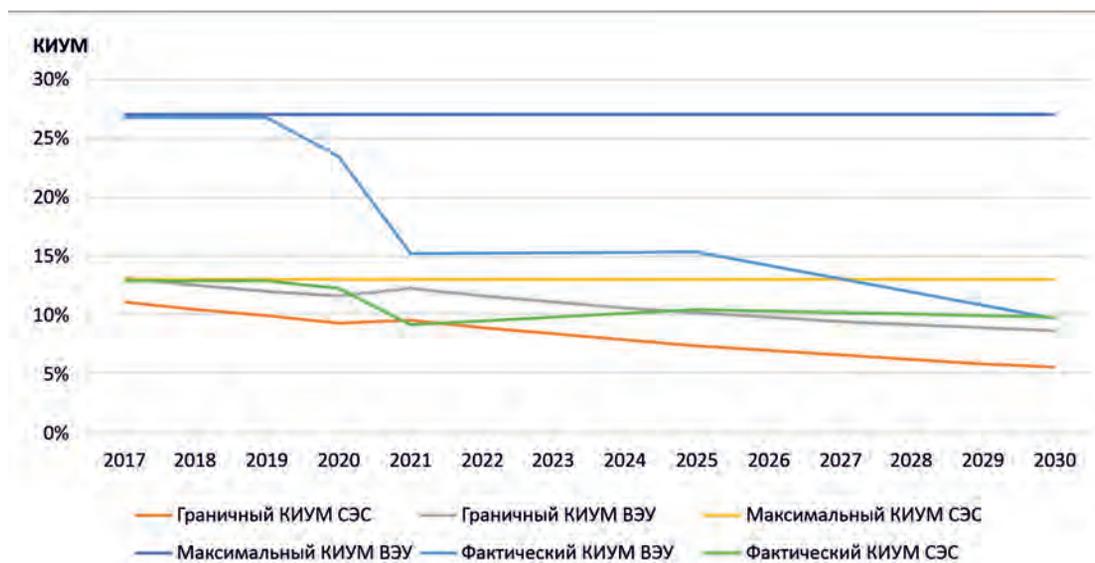


Рис. 79. Базовый (макс ВИЭ) сценарий. Фактический, граничный и максимальный КИУМ ВЭУ и СЭС

На графике рис. 79 видно, что фактический КИУМ для СЭС в 2021 г. опускается ниже граничного, а значит, в условиях системных ограничений ВЭУ будут работать без экономического результата, так как общая себестоимость генерации электроэнергии на данных блоках будет выше, чем на граничных блоках. Вместе с тем при решении задачи максимизации ВИЭ их КИУМ значительно сокращается. Для максимизации выработки КИУМ ВЭУ максимально приближается к граничному значению.

Структура генерации тепловой энергии не имеет отличий от предыдущего сценария, представленного на рис. 72.

17.2.2. ОПТИМИСТИЧЕСКИЙ СЦЕНАРИЙ

Согласно оптимистическому сценарию объем потребления электроэнергии в 2030 г. увеличится до 45,2 млрд. кВт·ч с 37,1 млрд. кВт·ч без учета возможного роста потребления на электродомы. При этом потребление тепловой энергии также увеличится с 60,7 млн. Гкал до уровня 63,2 млн. Гкал, при этом некоторая часть данной тепловой энергии может производиться на электродомы.

Оптимистический сценарий делится на два подсценария — сценарий с общим объемом производства электроэнергии на ВИЭ в объеме 2,3 млрд. кВт·ч (далее — оптимистический (мин ВИЭ)) и 6,8 млрд. кВт·ч (далее — оптимистический (макс ВИЭ)).

При этом следует учитывать, что некоторая дополнительная электрическая энергия будет вырабатываться для потребления на нужды электродомов для обеспечения баланса мощности в энергосистеме после ввода АЭС. Объем потребления электрической энергии на электродомы рассчитан в результате моделирования. Результат расчетов представлен на рис. 80.





Рис. 80. Оптимистический сценарий. Потребление электроэнергии, включая потребление на электродоты

Из графика видно, что при целевом потреблении электрической энергии в 2030 г. в объеме 45200 тыс. МВт·ч дополнительно 566 тыс. МВт·ч будет потребляться на электродотлах. Объем использования электродотлов в данном сценарии ниже, чем в сценарии с базовым прогнозом потребления.

17.2.2.1. ОПТИМИСТИЧЕСКИЙ (МИН ВИЭ)

Структура мощности по сценарию оптимистический (мин ВИЭ) представлена на рис. 81.

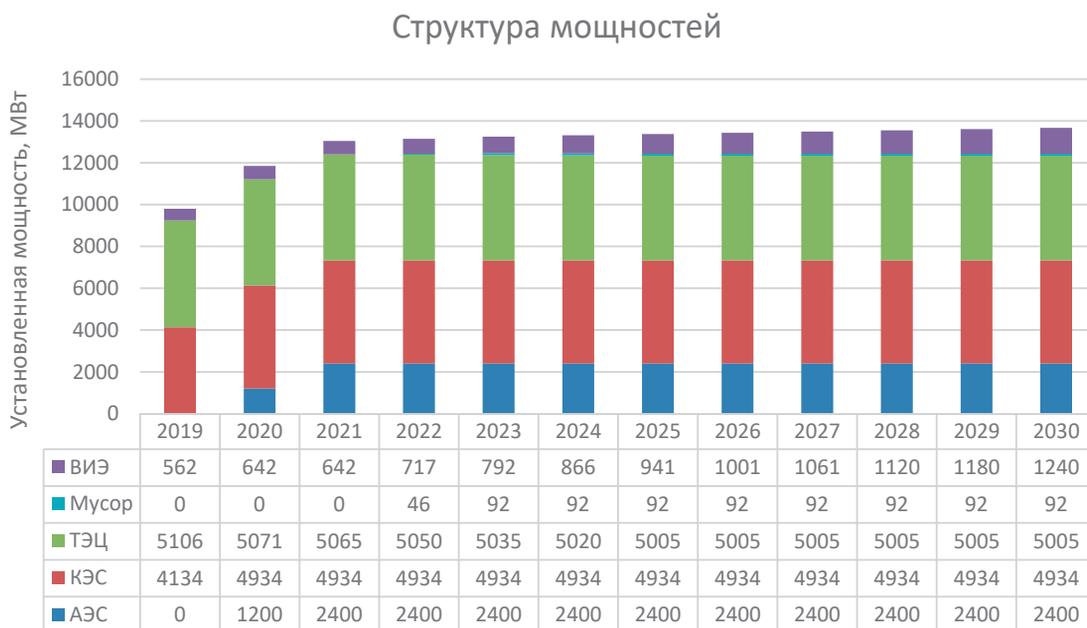


Рис. 81. Оптимистический (мин ВИЭ) сценарий. Структура мощностей

При целевом значении выработки электроэнергии от ВИЭ в 2030 г. на уровне 2,3 млрд. кВт·ч данный сценарий требует ввода большего, по сравнению с базовым, количества возобновляемых источников.



График ввода новых генерирующих мощностей ВИЭ представлен на рис. 82.

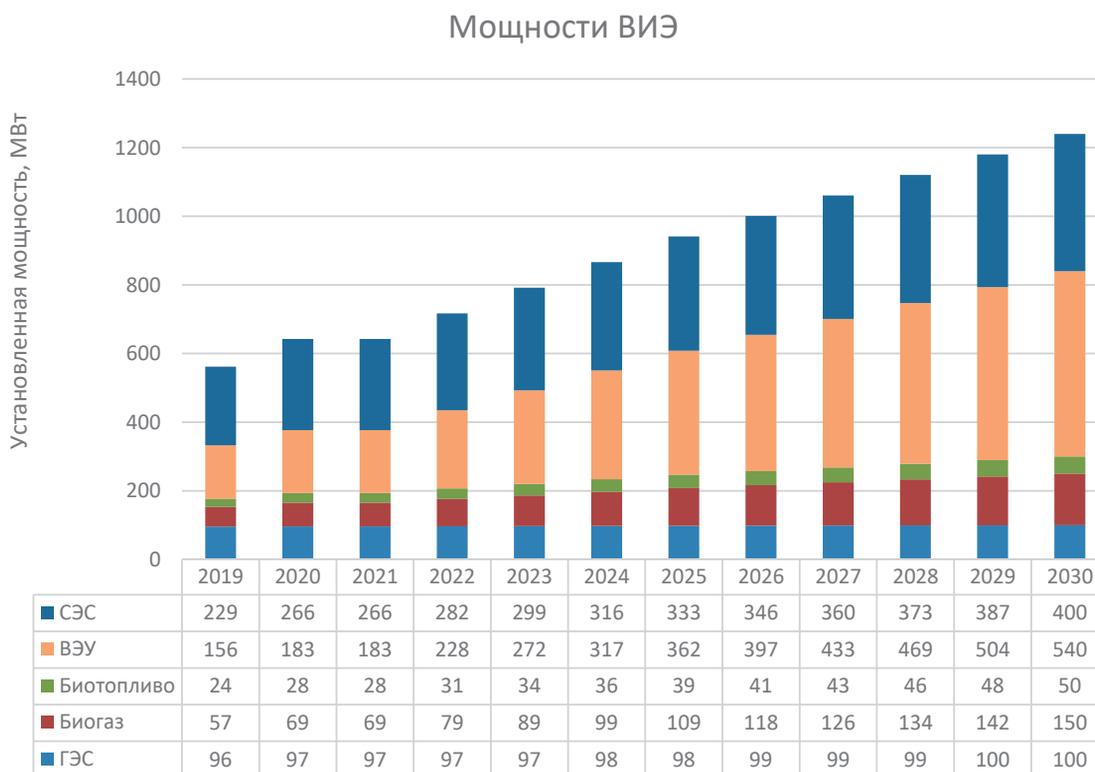


Рис. 82. Оптимистический (мин ВИЭ) сценарий. График ввода новых мощностей ВИЭ

Установленная мощность ВИЭ, аналогично предыдущим сценариям, начинает расти после 2021 г. При этом основной рост приходится на ветряную и солнечную энергетику. При этом стоит отметить, что в данном сценарии, несмотря на рост потребления, увеличения объемов ввода мощностей на ВИЭ не наблюдается, даже происходит некоторое сокращение ввода мощностей на ВЭУ (10 МВт). Это связано с улучшением условий работы при увеличении спроса на электроэнергию. Условно говоря, в данных условиях та же установленная мощность произвела бы больше, чем 2,3 млрд. кВт·ч.



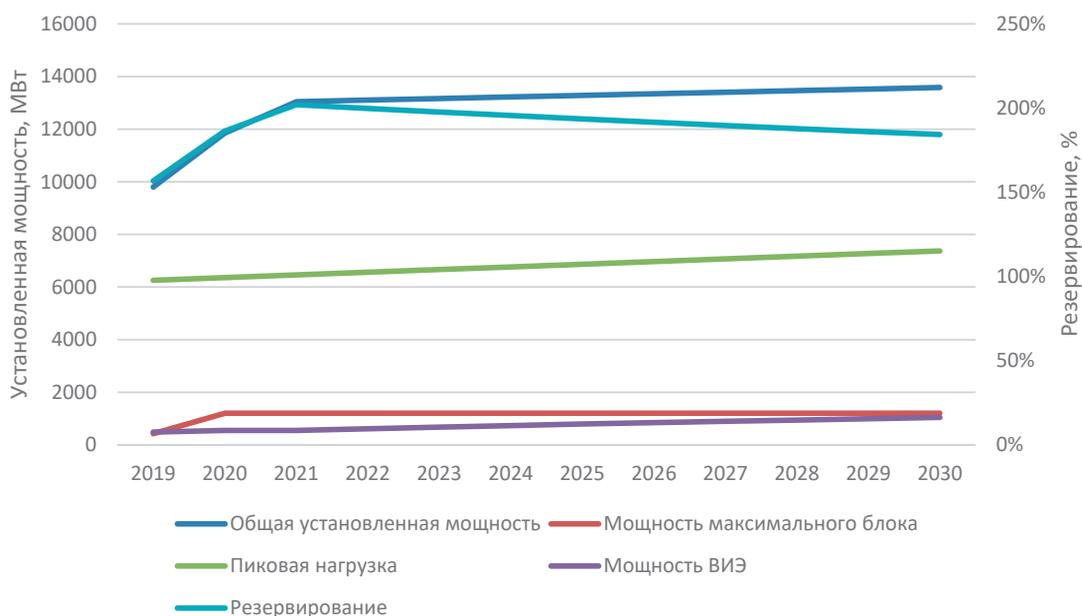


Рис. 83. Базовый (мин ВИЭ) сценарий. Уровень резервирования

На рис. 83 показан уровень резервирования в энергосистеме Беларуси. Так как ввод новых мощностей практически не изменяется, а рост потребления вместе с пиковой мощностью ускоряется, то наблюдается снижение уровня резервирования. Прогнозируемая мощность на ВИЭ не потребует создания дополнительных резервов.



При таком изменении установленной мощности генерация электрической энергии представлена на рис. 84.

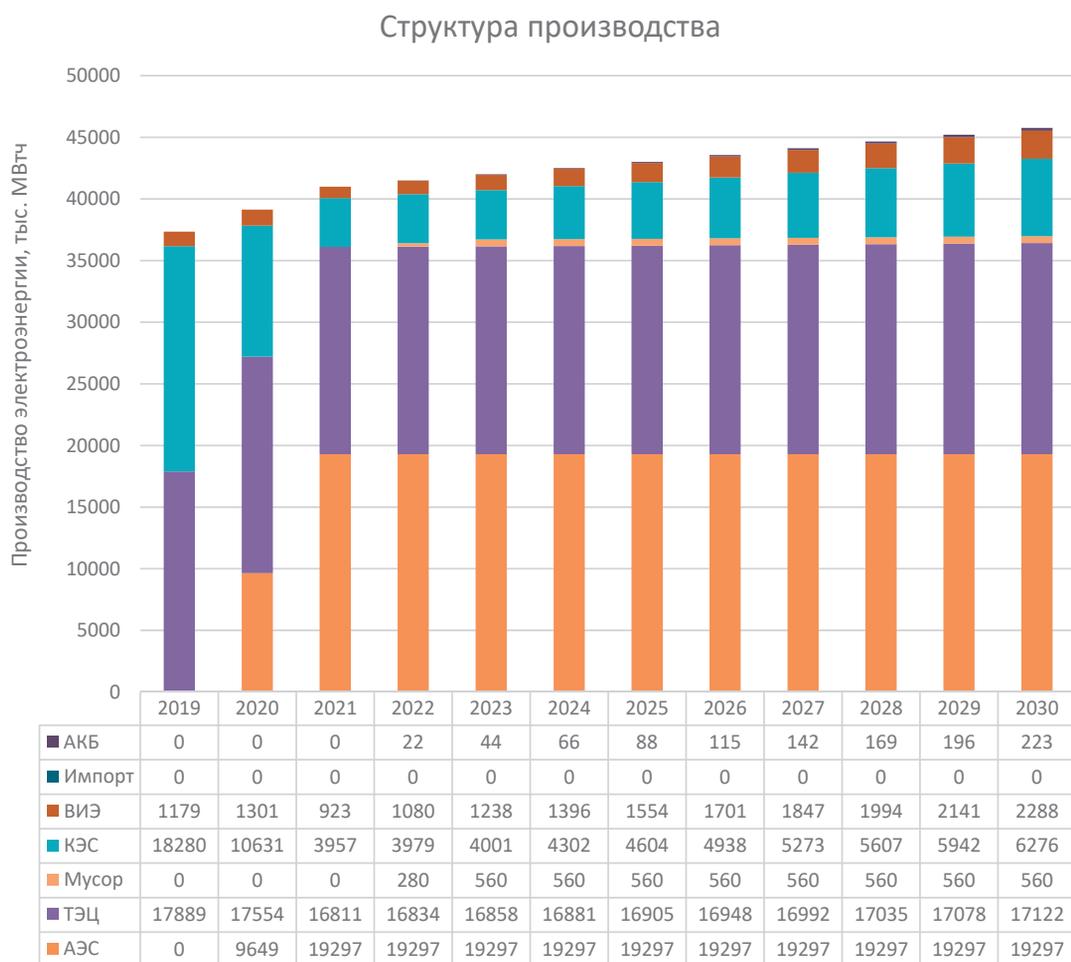
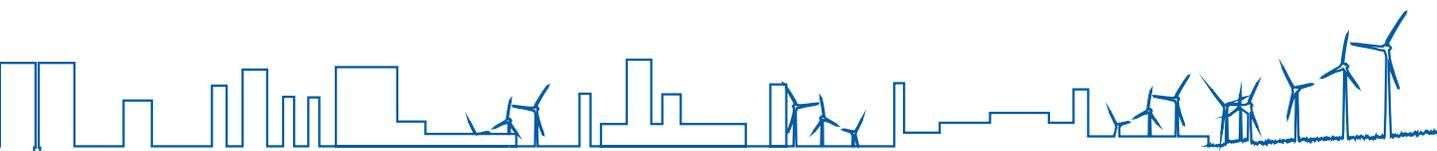


Рис. 84. Оптимистический (мин ВИЭ) сценарий. Структура производства

В данном случае при более быстром, относительно базового сценария, росте потребления тепловой энергии снижения выработки электрической энергии на ТЭЦ не наблюдается. Выработка электроэнергии на КЭС несколько снижается благодаря значительному росту производства на ВИЭ. При этом электроэнергия от ВИЭ в значительной степени потребляется в момент генерации. Использование АКБ в данном сценарии минимально.

Оптимистический сценарий развития энергосистемы также демонстрирует снижение выбросов и потребления природного газа после ввода АЭС. В отличие от базового сценария после ввода АЭС наблюдается рост потребления газа и выбросов парниковых газов, что связано с ростом выработки на газовой генерации.

Сведения о динамике и структуре потребления топлива и выбросов CO₂ представлены на рис. 85.



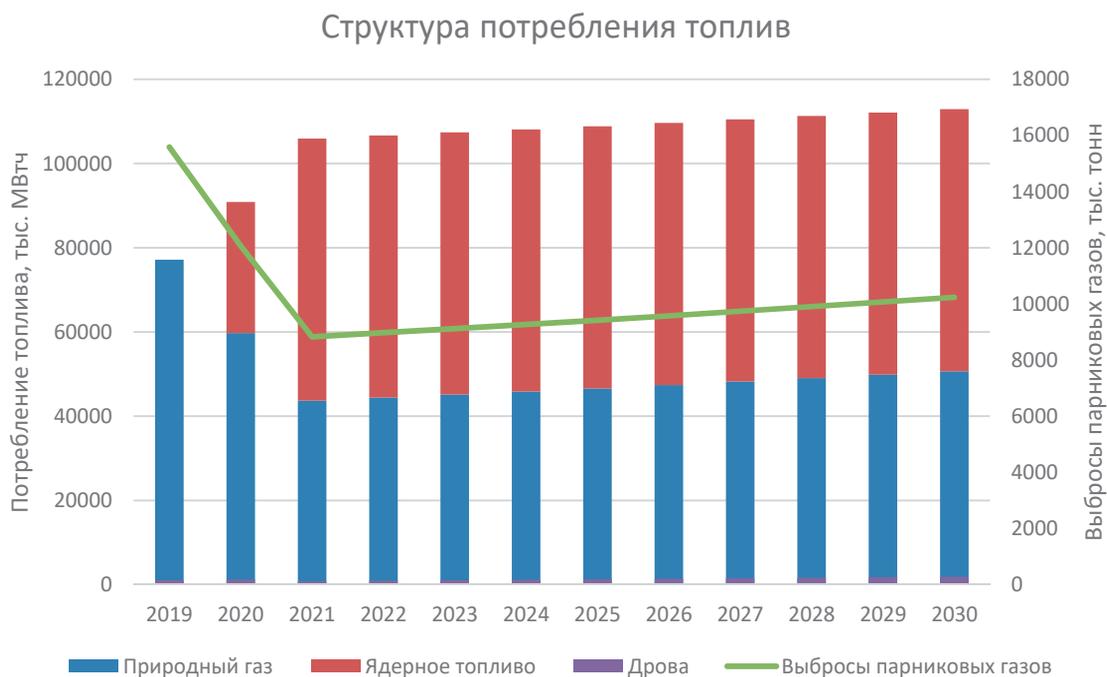


Рис. 85. Оптимистический (мин ВИЭ) сценарий. Динамика и структура потребления топлив и выбросов парниковых газов

Себестоимость генерации электрической энергии (см. рис. 86) в данном сценарии в общем повторяет себестоимость базового сценария с незначительным сокращением себестоимости производства электрической энергии на ВИЭ.



Рис. 86. Оптимистический (мин ВИЭ) сценарий. Себестоимость производства электроэнергии



Структура производства тепловой энергии показана на рис. 87

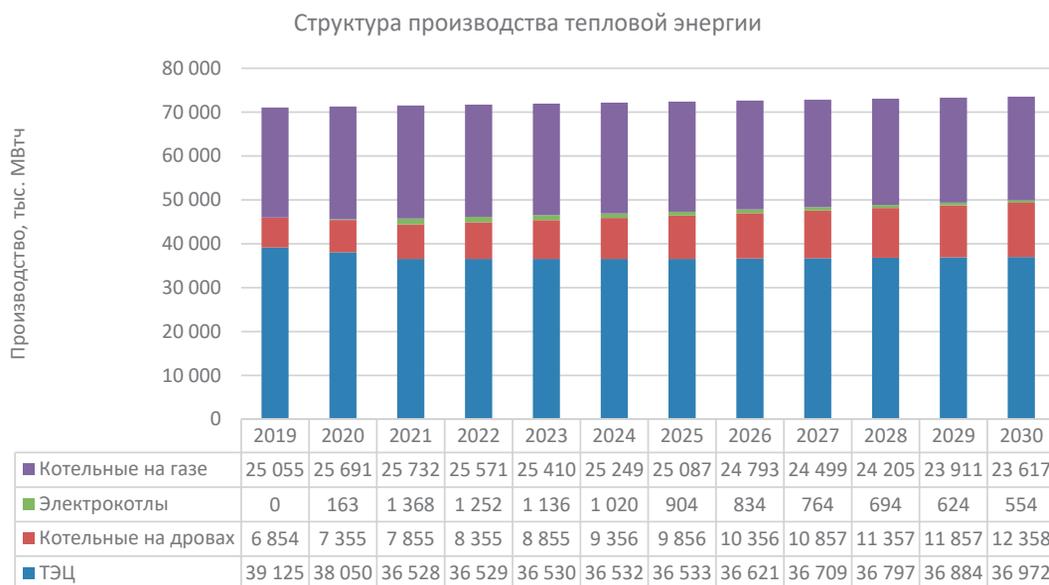


Рис. 87. Оптимистический (мин ВИЭ) сценарий. Структура производства тепловой энергии

Производство на ТЭС в связи с пуском АЭС несколько сократится, и тепловая энергия от ТЭС будет замещаться производством на электрочотлах. Производство на древесном топливе будет увеличиваться аналогично базовому сценарию, так как на данный параметр в большей степени влияет наличие топливных объемов и темпы замены котельного парка. Оставшаяся часть потребления приходится на котлы на природном газе.



17.2.2.2. ОПТИМИСТИЧЕСКИЙ (МАКС ВИЭ)

Структура мощности по сценарию оптимистический (макс ВИЭ) представлена на рис. 88.

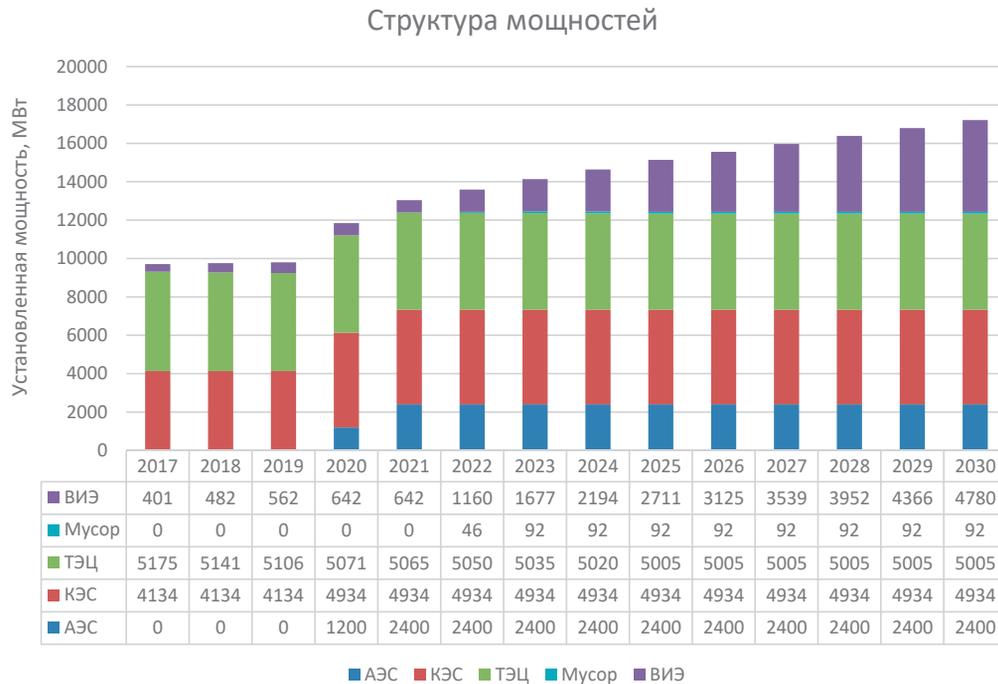


Рис. 88. Оптимистический (макс ВИЭ) сценарий. Структура мощностей

Сравнивая данный сценарий с базовым сценарием (макс ВИЭ), можно увидеть, что единственным изменением является сокращение установленной мощности ВЭУ на 50 МВт. При этом, как и в базовом (макс ВИЭ) сценарии, целевого значения по выработке на ВИЭ достичь не удалось.

Динамика ввода новых мощностей ВИЭ приведена на рис. 89.

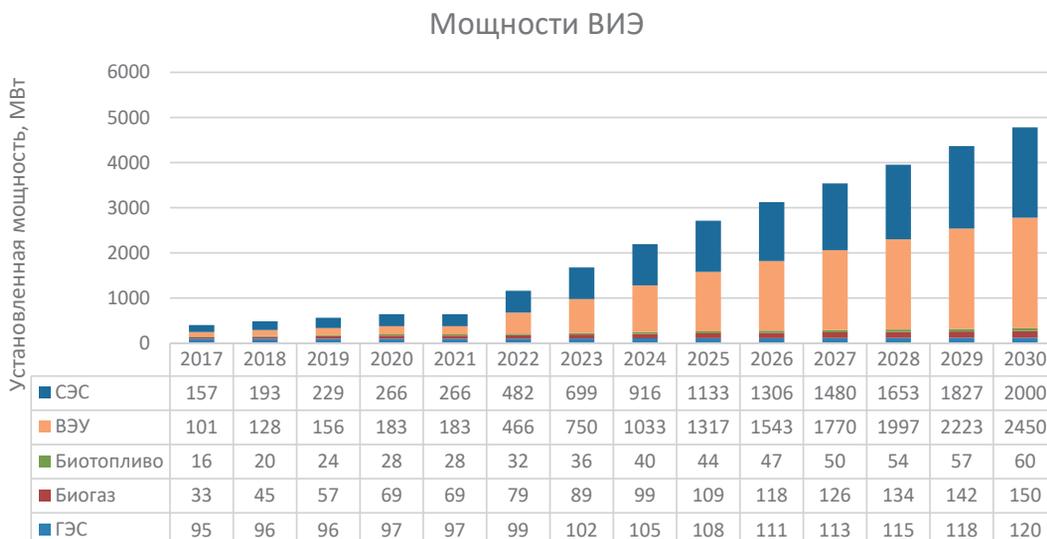


Рис. 89. Оптимистический (макс ВИЭ) сценарий. График ввода новых мощностей ВИЭ



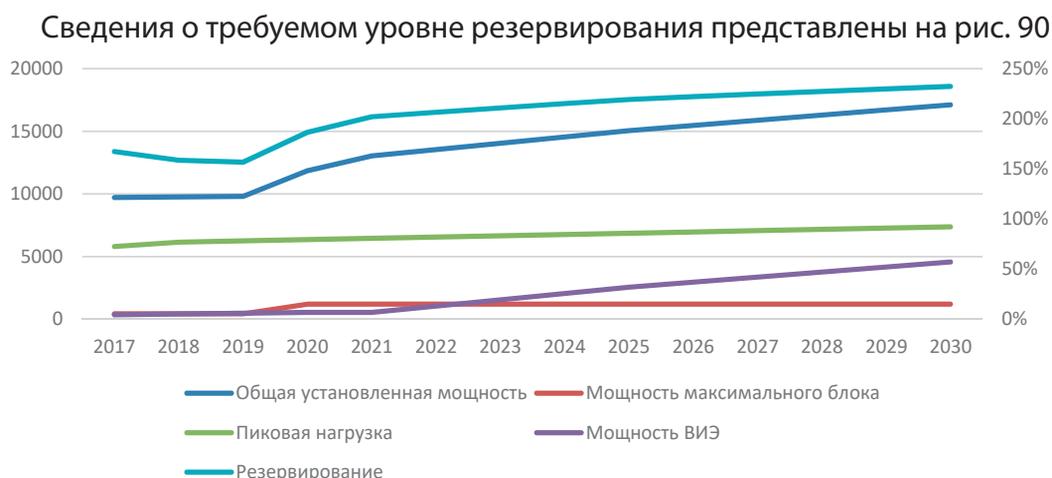


Рис. 90. Оптимистический (макс ВИЭ) сценарий. Уровень резервирования

При этом резервирование в общем повторяет ситуацию с базовым сценарием максимального внедрения ВИЭ.

Структура производства электроэнергии представлена на рис. 91.

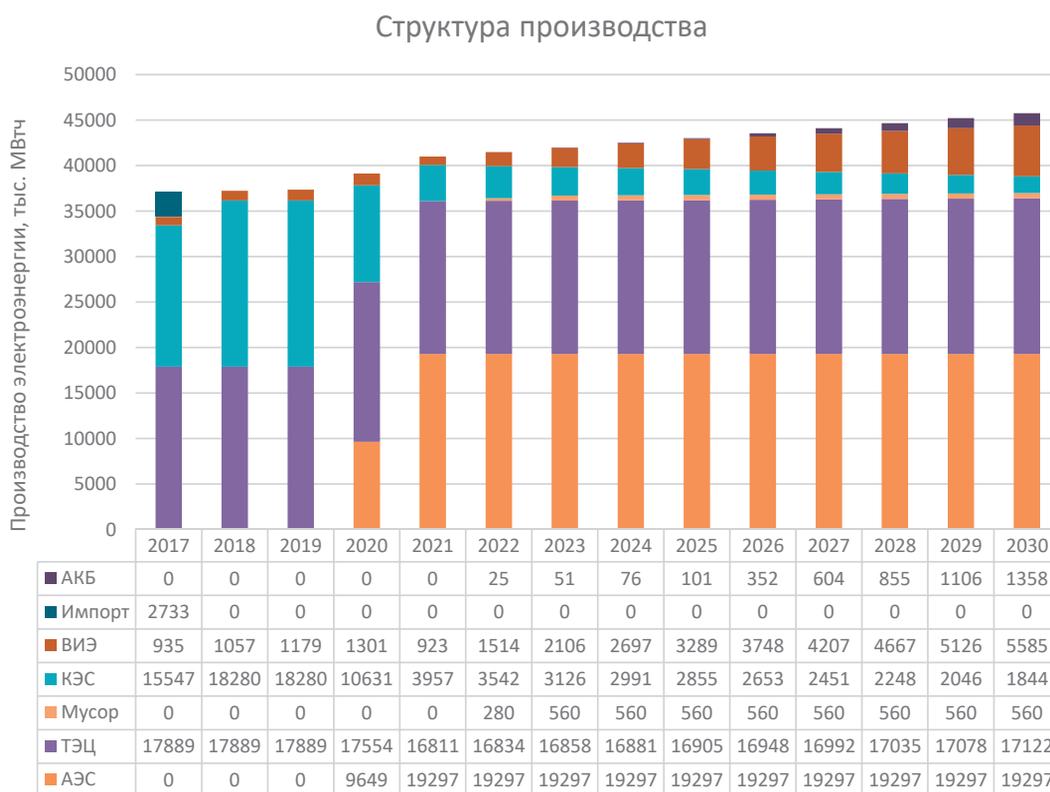
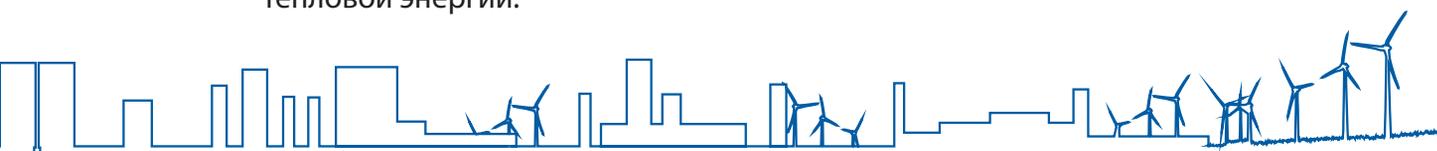


Рис. 91. Оптимистический (макс ВИЭ) сценарий. Структура производства

Большой рост потребления ведет к росту использования АКБ и ВИЭ, что ведет к сокращению выработки электроэнергии на КЭС. При этом данное сокращение выработки на КЭС выглядит еще более существенным, учитывая, что выработка электроэнергии на ТЭЦ также растет вслед за ростом потребления тепловой энергии.



Структура потребления и выбросов парниковых газов показана на рис. 92



Рис. 92. Оптимистический (макс ВИЭ) сценарий. Динамика и структура потребления топлив и выбросов парниковых газов

Невзирая на активный рост спроса на электрическую энергию и потребление газа, выбросы парниковых газов снижаются на протяжении всего рассматриваемого периода.

Себестоимость производства электрической энергии в данном сценарии представлена на рис. 93.

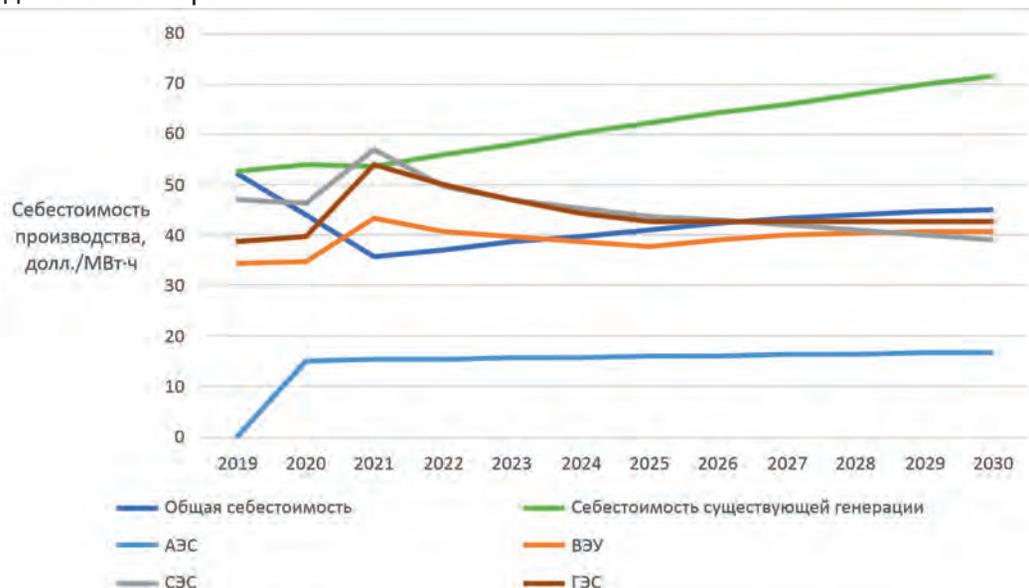


Рис. 93. Оптимистический (макс ВИЭ) сценарий. Себестоимость производства электроэнергии



Себестоимость генерации электроэнергии на всех видах ВИЭ находится ниже себестоимости генерации электроэнергии на газе. В период наиболее напряженного баланса себестоимость ВИЭ значительно возрастает. Однако после ввода АЭС себестоимость электроэнергии от ВИЭ снижается, особенно при активном использовании АКБ.

При этом КИУМ работы ветроэлектростанций сокращается после 2025 г. ввиду более напряженного баланса. При этом запас до граничного КИУМ остается достаточно большим для обеспечения экономической привлекательности создания как ВЭУ, так и СЭС.

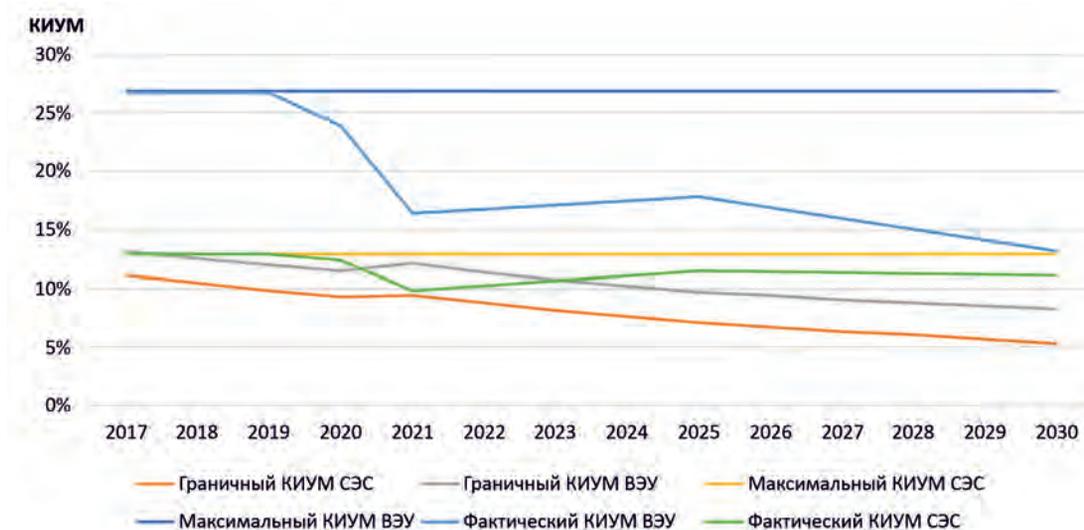


Рис. 94. Оптимистический (макс ВИЭ) сценарий. Фактический, граничный и максимальный КИУМ ВЭУ и СЭС

17.2.3. ПЕССИМИСТИЧЕСКИЙ СЦЕНАРИЙ

Согласно пессимистическому сценарию объем потребления электроэнергии в 2030 г. увеличится до 39,6 млрд. кВт·ч с 37,1 млрд. кВт·ч без учета возможного роста потребления на электродоты. Потребление тепловой энергии сократится с 60,7 млн. Гкал до уровня 58,4 млн. Гкал, при этом некоторая часть данной тепловой энергии может производиться на электродотлах.

Пессимистический сценарий делится на два подсценария — сценарий с общим объемом производства электроэнергии на ВИЭ в объеме 2,0 млрд. кВт·ч (далее — пессимистический (мин ВИЭ)) и 5,9 млрд. кВт·ч (далее — пессимистический (макс ВИЭ)).

При этом следует учитывать, что некоторая дополнительная электрическая энергия будет вырабатываться для потребления на нужды электродотлов для обеспечения баланса мощности в энергосистеме после ввода АЭС. Объем потребления электрической энергии на электродотлы рассчитан в результате моделирования. Результаты расчета представлены на рис. 95.



Рис. 95. Пессимистический сценарий. Потребление электроэнергии, включая потребление на электродоты

Из графика видно, что при целевом потреблении электрической энергии в 2030 г. в объеме 39 600 тыс. МВт·ч дополнительно 1 341 тыс. МВт·ч будет потребляться на электродотлах. Объем использования электродотлов в данном сценарии выше, чем в сценарии с базовым прогнозом потребления.

17.2.3.1. ПЕССИМИСТИЧЕСКИЙ (МИН ВИЭ)

Структура мощности по сценарию пессимистический (мин ВИЭ) представлена на Рис. 96.

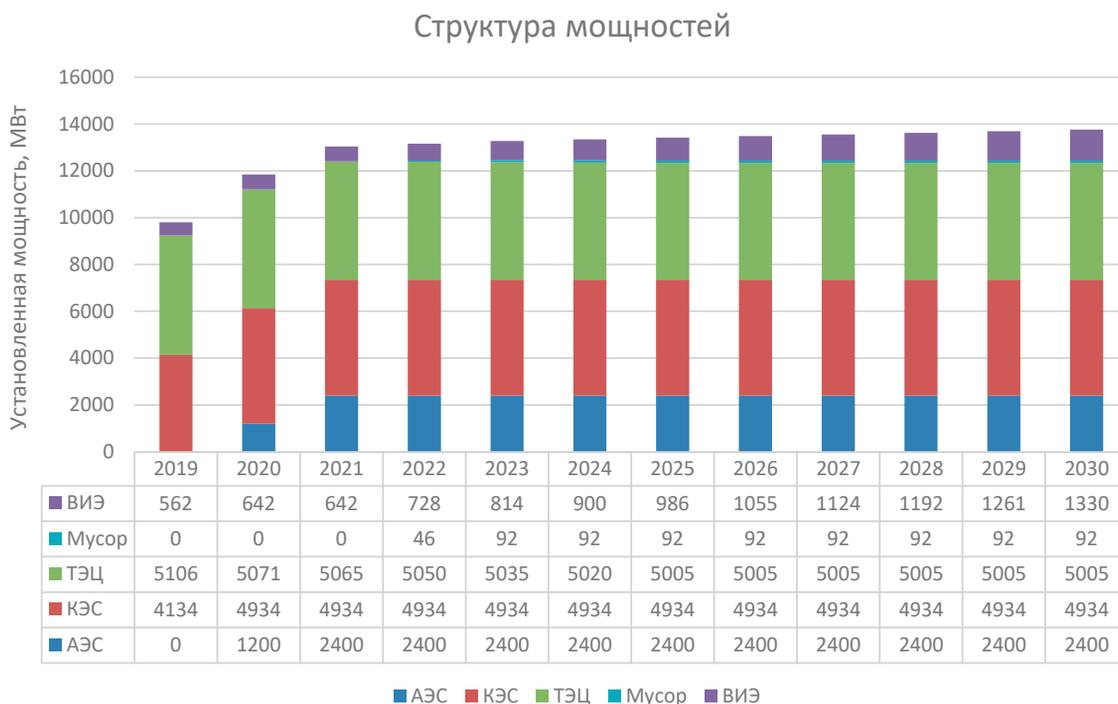


Рис. 96. Пессимистический (мин ВИЭ) сценарий. Структура мощностей



Сравнительно с базовым сценарием данный вариант развития энергосистемы отличается большей установленной мощностью ВИЭ. Так, установленная мощность ветроэнергетики увеличивается с 450 МВт до 600 МВт. Также на 50 МВт увеличивается мощность СЭС.

График ввода новых генерирующих мощностей ВИЭ представлен на рис. 97

Мощности ВИЭ

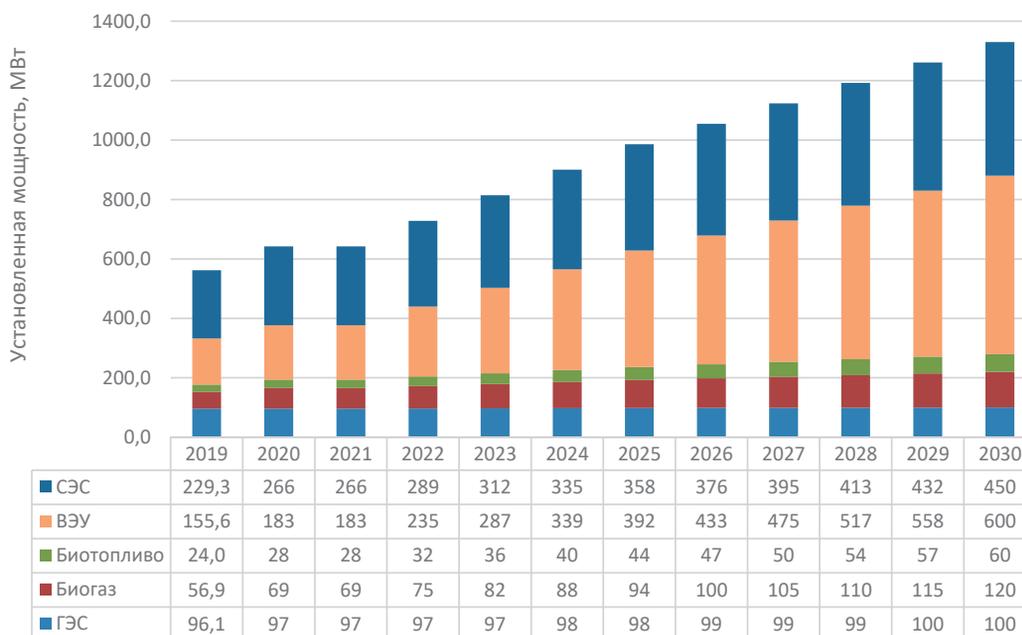


Рис. 97. Пессимистический (мин ВИЭ) сценарий. График ввода новых мощностей ВИЭ



Структура генерации электроэнергии в данном варианте развития показана на рис. 98.

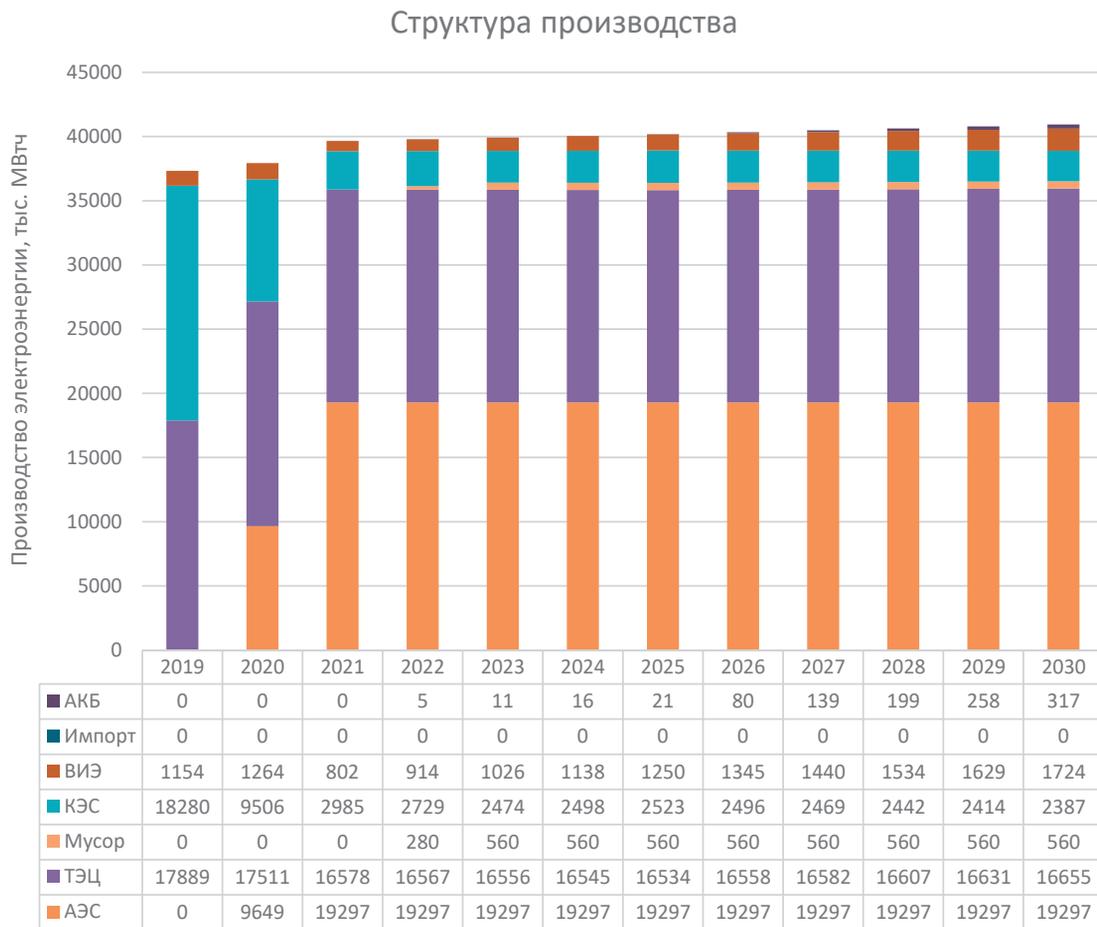


Рис. 98. Пессимистический (мин ВИЭ) сценарий. Структура производства

При условии практически полного отсутствия роста электропотребления в данном сценарии (рост на 2,5 млрд. за 12 лет) рост выработки на ВИЭ ведет к снижению выработки на КЭС, что ухудшает надежность энергоснабжения и усложняет возможность маневрирования мощностью, но при этом также сокращает потребление природного газа, а значит, и выбросы парниковых газов. При этом более напряженный баланс позволяет увеличить объем использования аккумуляторных установок.



Сведения о динамике и структуре потребления топлива и выбросов CO₂ представлены на рис. 99.



Рис. 99. Пессимистический (мин ВИЭ) сценарий. Динамика и структура потребления топлив и выбросов парниковых газов

Себестоимость производства электроэнергии на различных технологиях приведена на рис. 100

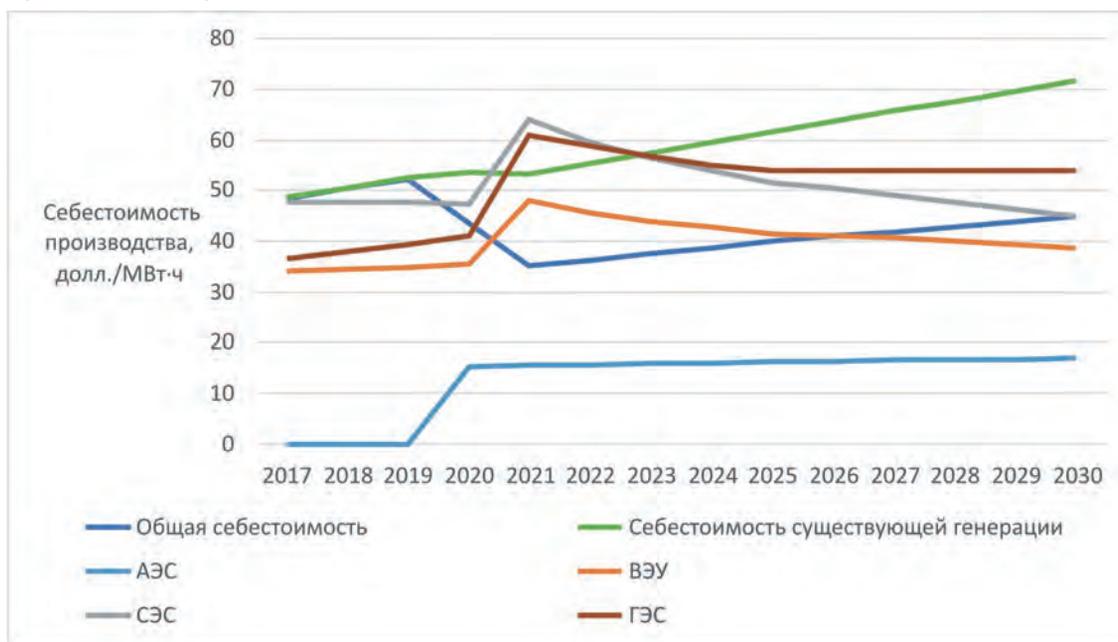


Рис. 100. Пессимистический (мин ВИЭ) сценарий. Себестоимость производства электроэнергии

В данном сценарии себестоимость производства электрической энергии на ВЭУ значительно превышает среднюю себестоимость производства электрической энергии по системе. При этом себестоимость электроэнергии от ветроэнергетических установок растет скачкообразно к 2021 г., после чего сокращается к 2030 г. После 2025 г. себестоимость производства электроэнергии на ВЭУ ста-



новится ниже, чем в среднем по системе, а это говорит об однозначной экономической целесообразности развития ВЭУ. Учитывая, что ветер и солнце замещают более дорогие газовые блоки КЭС, то и в период с 2022 по 2025 гг. они также снижают общую себестоимость производства электроэнергии.

Генерация тепловой энергии показана на рис. 101.

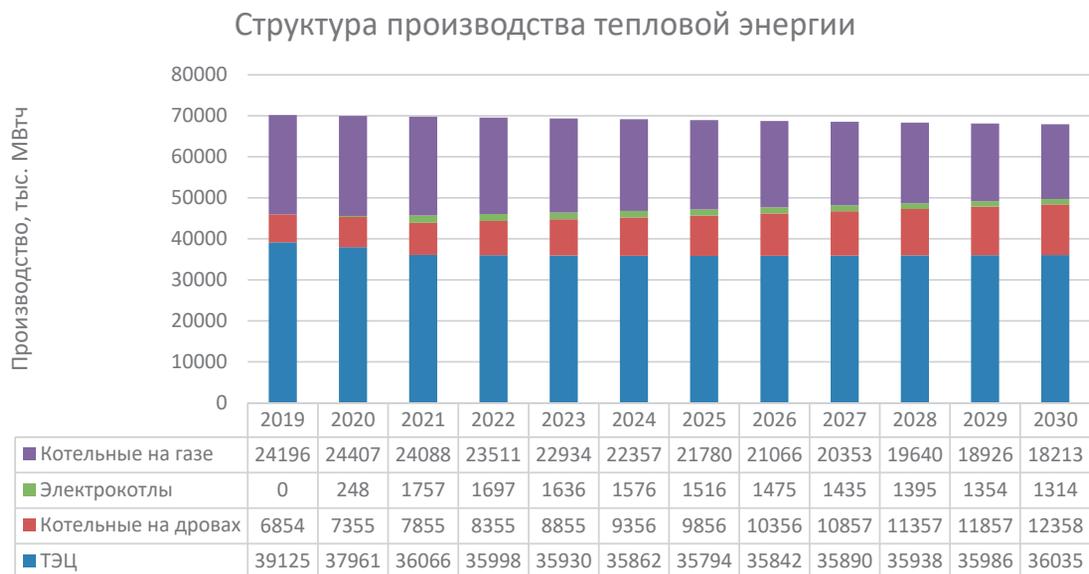


Рис. 101. Пессимистический (мин ВИЭ) сценарий. Структура производства тепловой энергии

Сокращение потребления тепловой энергии происходит на мощностях, работающих на газе, это ТЭЦ и котлы на газе. По мере сокращения объемов перепроизводства постепенно сокращается выработка на электрочотлах, при этом выработка на котлах на дровах остается постоянной.

17.2.3.2. ПЕССИМИСТИЧЕСКИЙ (МАКС ВИЭ)

Структура мощностей для данного сценария представлена на рис. 102.

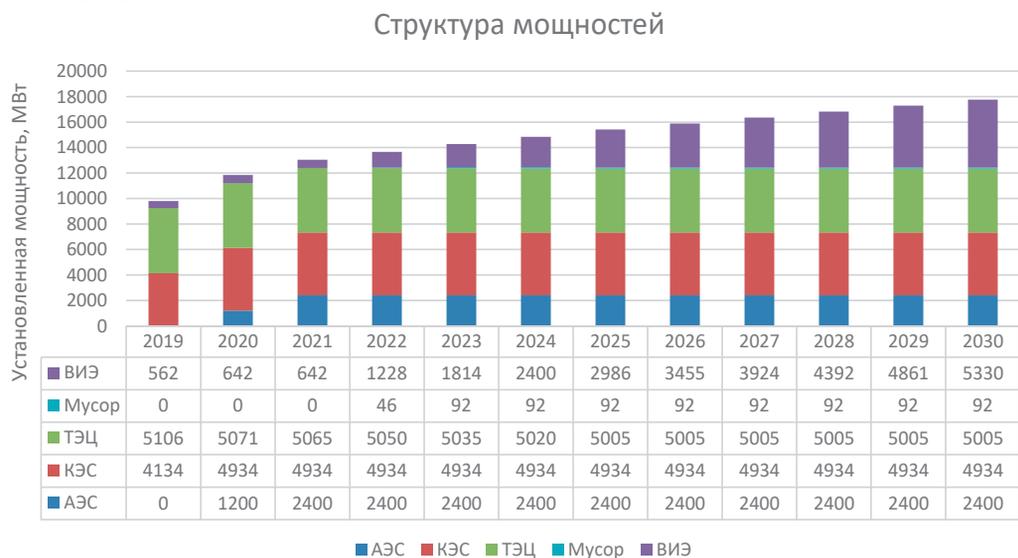


Рис. 102. Пессимистический (макс ВИЭ) сценарий. Структура мощностей



В целом структура повторяет предыдущие сценарии. Изменение в объемах установленной мощности наблюдается только после ввода АЭС и в дальнейшем при развитии ВИЭ.

При этом снижение потребления электроэнергии сокращает возможность выработки электроэнергии на ВИЭ. Максимальная возможная выработка всеми технологиями, использующими возобновляемые источники энергии, составляет около 3,8 млрд. кВт·ч.

Динамика ввода новых мощностей ВИЭ приведена на рис. 103

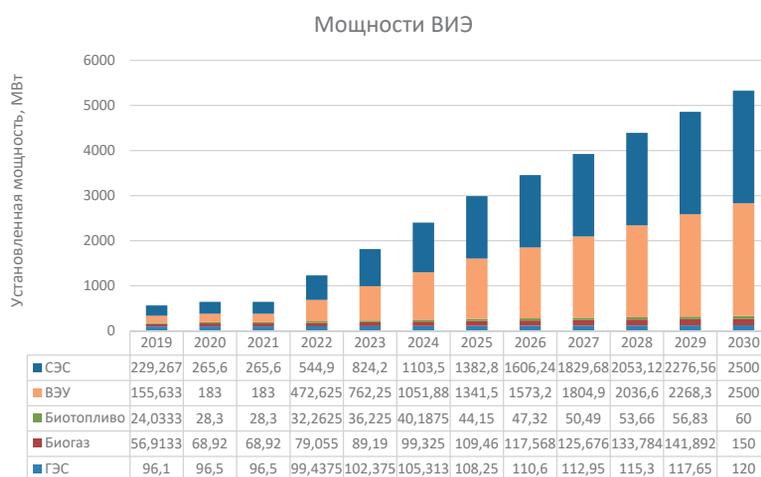


Рис. 103. Пессимистический (макс ВИЭ) сценарий. График ввода новых мощностей ВИЭ

Аналогично предыдущим сценариям рост установленной мощности наблюдается только после 2021 г. и в основном на солнечных установках и ветроэнергетических установках.

Структура производства электроэнергии представлена на рис. 104



Рис. 104. Пессимистический (макс ВИЭ) сценарий. Структура производства

Структура производства данного сценария также в основном повторяет все предыдущие варианты развития с небольшим изменением в объеме производства электроэнергии на ВИЭ. Использование аккумуляторов минимальное. Также до минимума сокращается использование газовых мощностей.





Себестоимость производства электроэнергии на ВИЭ не снижается, а после 2025 г. начинает расти в связи со снижением КИУМ установок (см. рис. 105).

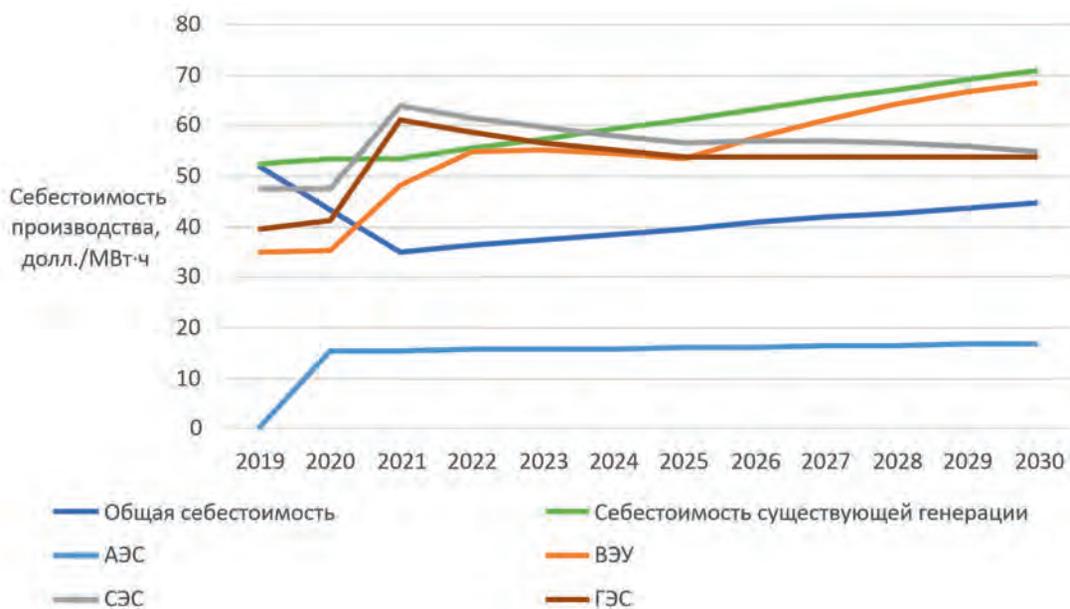


Рис. 105. Пессимистический (макс ВИЭ) сценарий. Себестоимость производства электроэнергии

На рис. 106 приведены параметры работы энергетических установок на ВИЭ

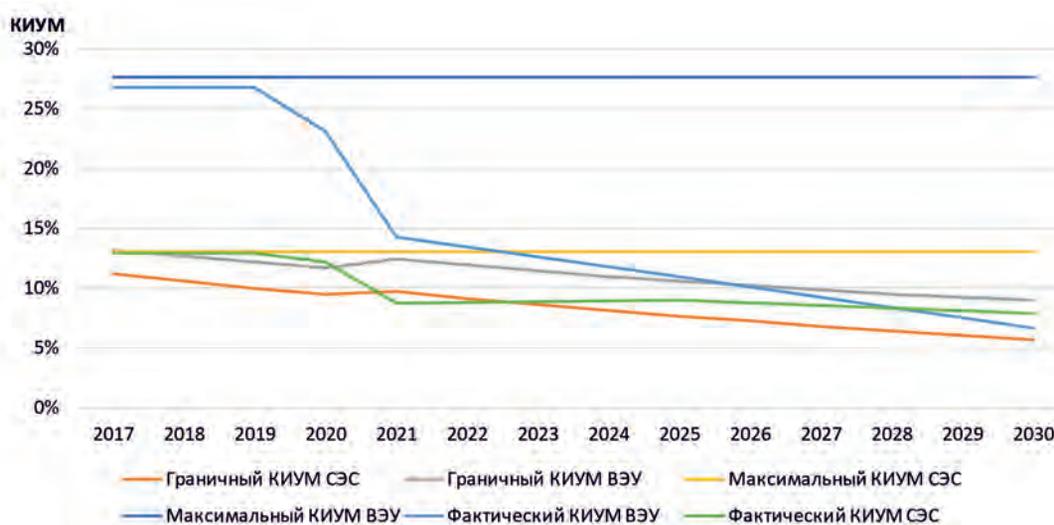
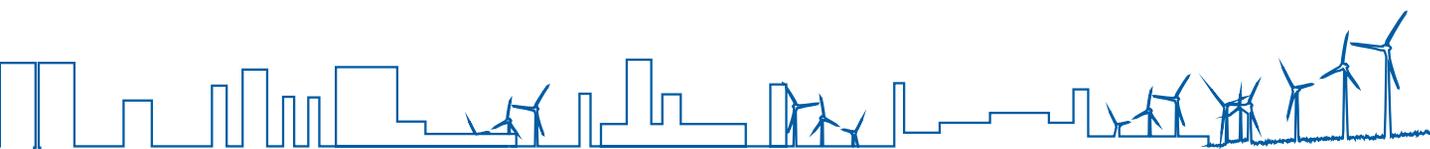


Рис. 106. Пессимистичный (макс ВИЭ) сценарий. Фактический, граничный и максимальный КИУМ ВЭУ и СЭС

Как видно из графика, для достижения максимального объема производства на ВИЭ необходим такой рост мощностей, который приводит к работе ВЭУ на границе экономической окупаемости. СЭС имеют определенный запас по экономическим показателям, однако дополнительный их ввод вытесняет ВЭУ и сокращает общую выработку на ВИЭ.



17.2.4. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ СЦЕНАРИИ

Дополнительно было выполнено моделирование двух сценариев развития, при которых потребление электроэнергии достигнет 47 млрд. кВт·ч к 2025 и 2030 гг. соответственно.

Так как для данных сценариев не задано целевое значение выработки электроэнергии для ВИЭ, то данные сценарии моделировались при свободной конкуренции с другими энергоблоками системы. При этом в качестве замыкающего блока использовался синтетический блок, рассчитанный как описано выше.

17.2.4.1. ПРОГРЕССИВНЫЙ СЦЕНАРИЙ

В данном разделе рассматриваются результаты моделирования сценария развития энергобаланса энергосистемы, при котором к 2030 г. потребление электроэнергии достигнет 47 млрд. кВт·ч.

В результате моделирования получены значения фактического КИУМ работы уже установленного оборудования, использующего ВИЭ (см. рис. 107).

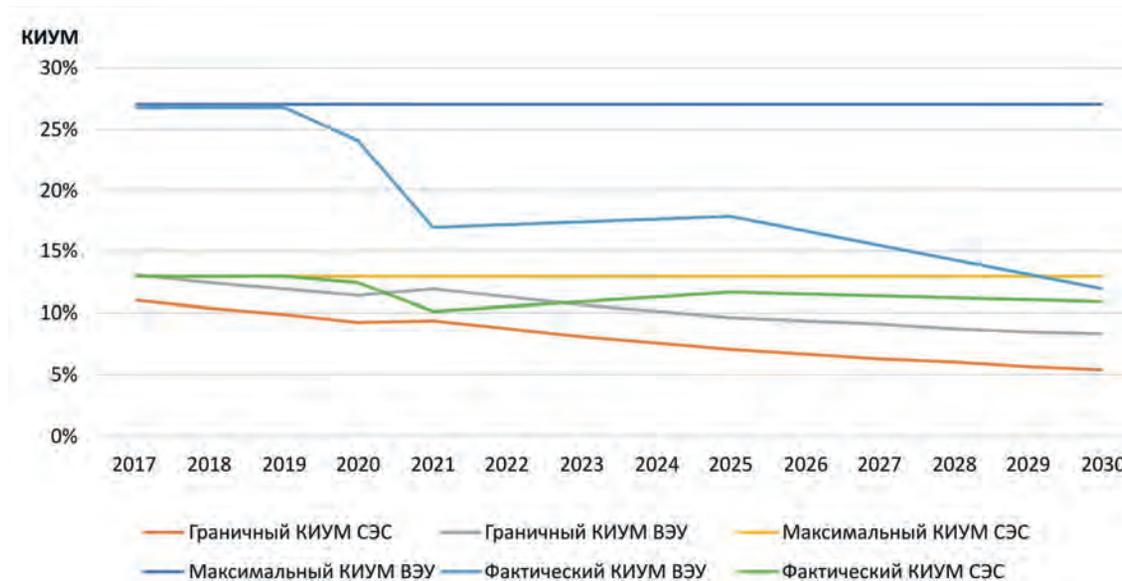


Рис. 107. Прогрессивный сценарий. Фактический, граничный и максимальный КИУМ ВЭУ и СЭС

Как видно из данных рис. 107, при отсутствии требований на объем ввода ВЭУ к 2030 г. и при значительном росте потребления электроэнергии КИУМ установок на ВИЭ постоянно находится в области между максимальным и граничным КИУМ.



Структура мощности по прогрессивному сценарию представлена на рис. 108



Рис. 108. Прогрессивный сценарий. Структура мощностей

Оптимизация ввода различных видов ВИЭ показала, что наиболее экономичным является определенное соотношение между мощностями СЭС и ВЭУ. ВЭУ имеет более высокий КИУМ и более дешевую электроэнергию, однако выработка на СЭС в большей степени повторяет график нагрузки, поэтому менее подвержена ограничениям по выработке со стороны системы.

График ввода новых генерирующих мощностей ВИЭ представлен на рис. 109

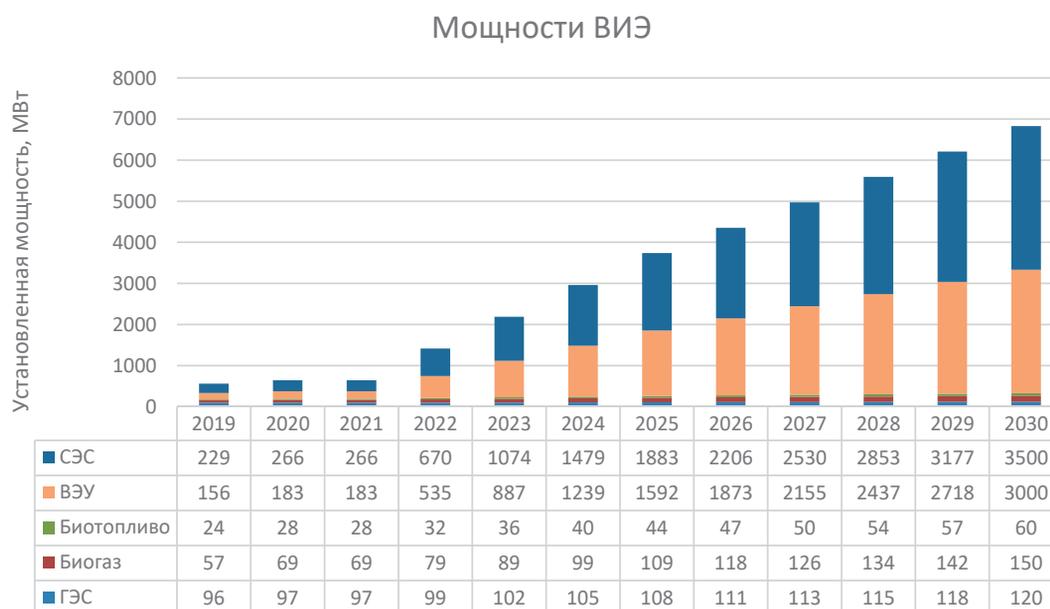


Рис. 109. Прогрессивный сценарий. График ввода новых мощностей ВИЭ



Структура производства электроэнергии представлена на рис 110.

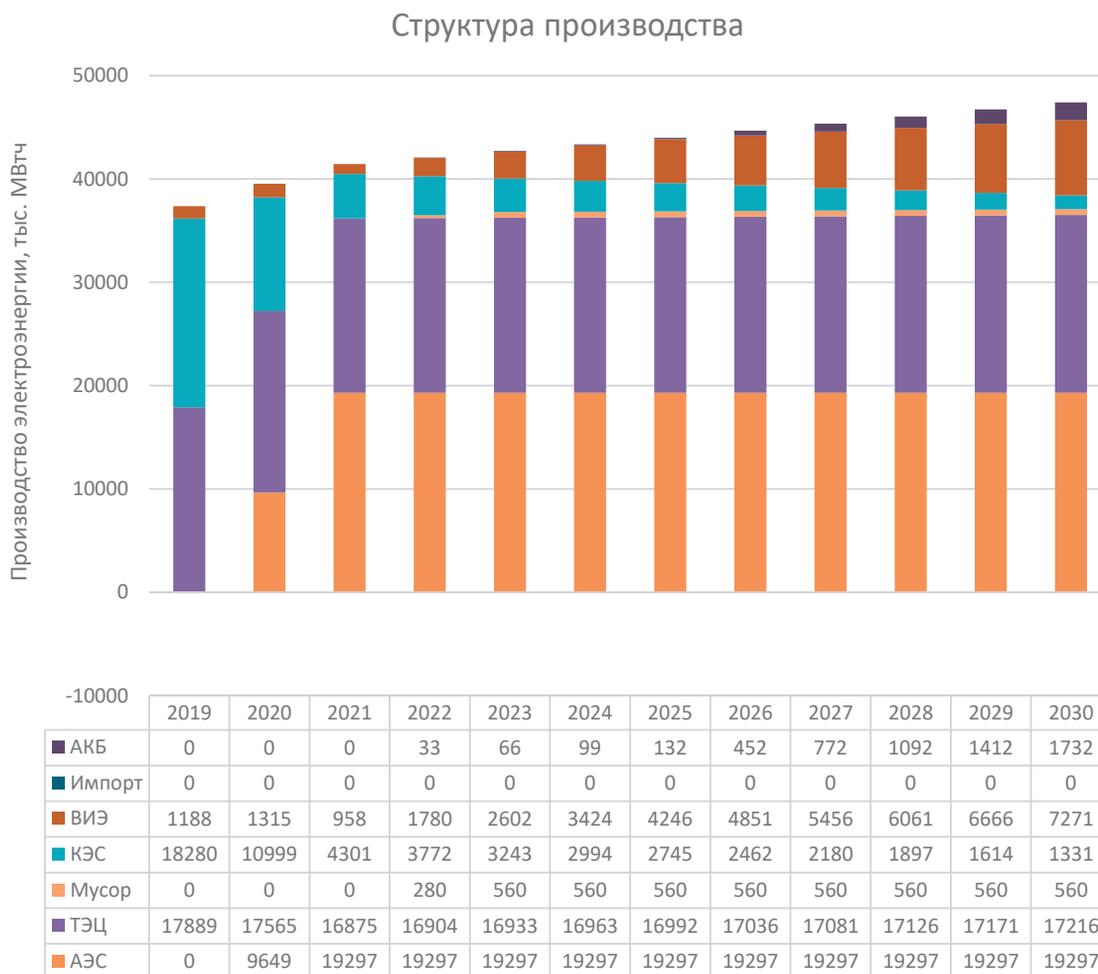


Рис. 110. Прогрессивный сценарий. Структура производства

При этом значительный рост потребления позволяет более активно использовать аккумулирующие мощности, что увеличивает эффективность использования энергоисточников на ВИЭ.





Рис. 111. Прогрессивный сценарий. Структура производства на ВИЭ

17.2.4.2. ПРОГРЕССИВНЫЙ+ СЦЕНАРИЙ

При реализации данного сценария потребление электроэнергии достигнет 47 млрд. кВт·ч уже к 2025 г. Дальнейший рост потребления электроэнергии к 2030 г. до 50 млрд. кВт·ч позволит дополнительно увеличить установленную мощность ВЭУ и СЭС до 4000 МВт·ч (рис. 112).



Рис. 112. Прогрессивный+ сценарий. График ввода новых мощностей ВИЭ



Сведения о фактическом, граничном и максимальном КИУМ ВЭУ и СЭС представлены на рис. 113.

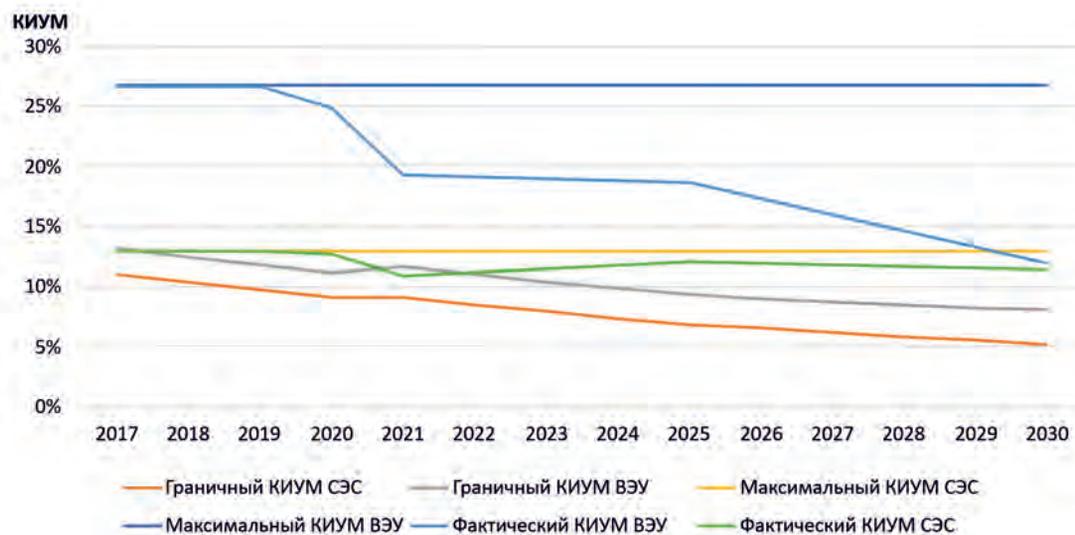


Рис. 113. Прогрессивный+ сценарий. Фактический, граничный и максимальный КИУМ ВЭУ и СЭС

Структура генерации энергии в данном сценарии показывает все большее замещение газовой генерации на ВИЭ. Использование АКБ также увеличивается.

Структура производства



Рис. 114. Прогрессивный+ сценарий. Структура генерации электроэнергии



Структура потребления топлива и объем выбросов парниковых газов представлен на рис. 115.



Рис. 115. Прогрессивный+ сценарий. Динамика и структура потребления топлив и выбросов парниковых газов

Как видно из данного графика, после 2025 г. при реализации данного сценария рост потребления газа прекращается и начинается его снижение за счет ВИЭ совместно с системами хранения энергии. Аналогично рост выбросов парниковых газов также прекращается после 2025 г.



17.3.ОПТИМАЛЬНЫЕ СЦЕНАРИИ

По каждому прогнозу потребления тепловой и электрической энергии разработан оптимальный вариант развития энергосистемы. Оптимизация проводилась по минимизации общей себестоимости генерации электроэнергии.

17.3.1.1. БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ

Для базового сценария было проведено моделирование развития энергосистемы на диапазоне ввода новых мощностей от 500 до 2000 МВт как ВЭУ, так и СЭС к 2030 г. с шагом в 500 МВт. Результаты моделирования представлены на рис. 116.

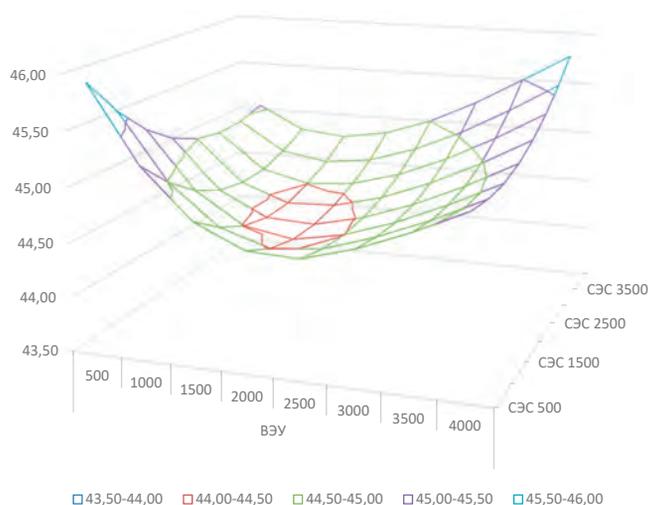


Рис. 116. Базовый сценарий. Результаты моделирования оптимального развития ВИЭ за счет минимизации себестоимости генерации, долл./МВт·ч

Минимальная себестоимость генерации 44,40 долл./МВт·ч в данном случае соответствует установленной мощности в 2000 МВт ВЭУ и 2000 МВт СЭС (при вводе 1500 МВт себестоимость находится на таком же уровне).

Структура мощности при таком сценарии развития представлена на рис. 117



Рис. 117. Базовый сценарий. Результаты моделирования оптимальной структуры мощностей



Графики ввода новых мощностей представлены на рис. 118.

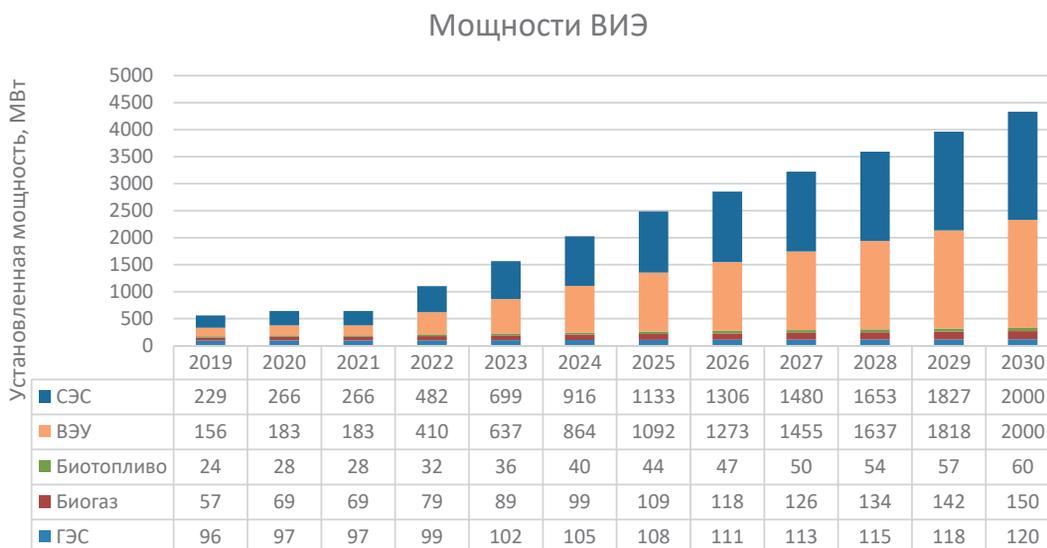
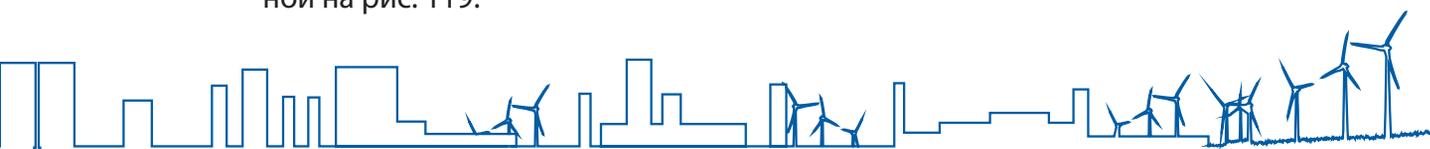


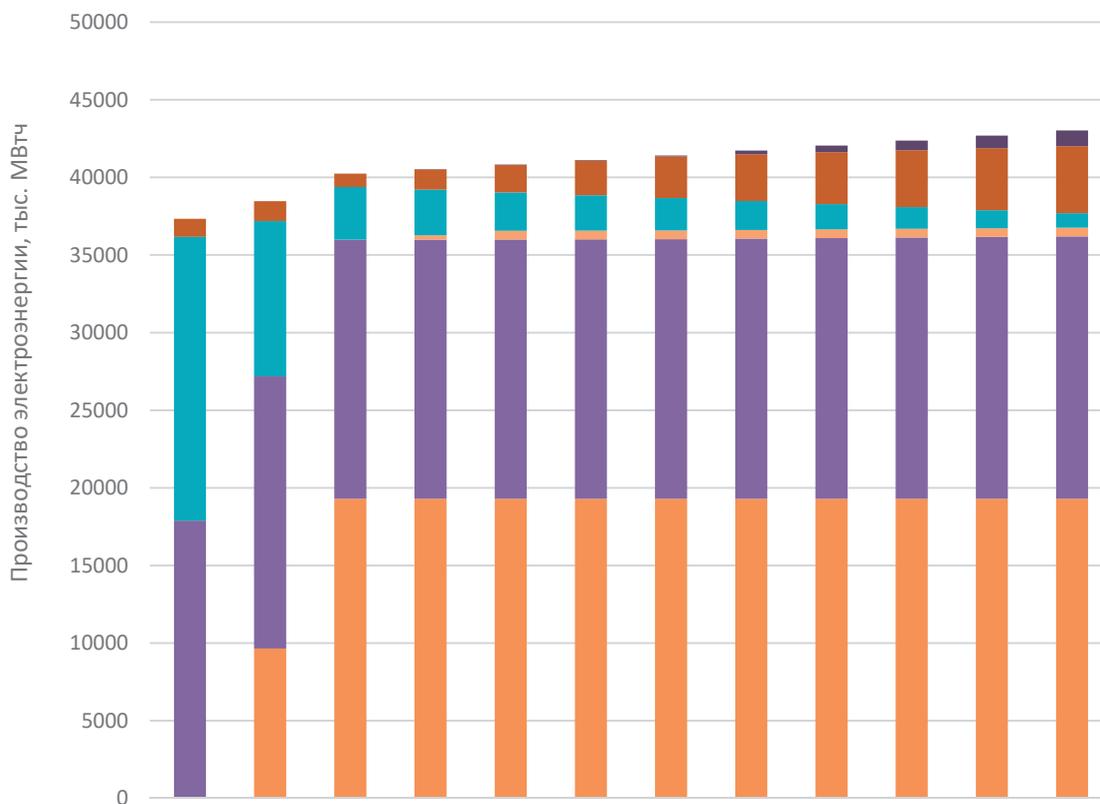
Рис. 118. Базовый сценарий. Результаты моделирования оптимального графика ввода новых мощностей



Как и в других сценариях, рост мощности на ВИЭ представляет собой ввод нового солнечного и ветряного оборудования в относительно равных объемах. Генерация электроэнергии при этом будет соответствовать структуре, показанной на рис. 119.



Структура производства



	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
■ АКБ	0	0	0	13	27	40	53	245	436	628	820	1011
■ Импорт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
■ ВИЭ	1165	1280	857	1313	1769	2225	2681	3008	3336	3663	3990	4318
■ КЭС	18280	10004	3401	2934	2467	2281	2094	1861	1628	1394	1161	928
■ Мусор	0	0	0	280	560	560	560	560	560	560	560	560
■ ТЭЦ	17889	17532	16688	16696	16704	16713	16721	16758	16795	16832	16869	16906
■ АЭС	0	9649	19297	19297	19297	19297	19297	19297	19297	19297	19297	19297

Рис. 119. Базовый сценарий. Результаты моделирования оптимальной структуры производства электроэнергии



Структура производства ВИЭ

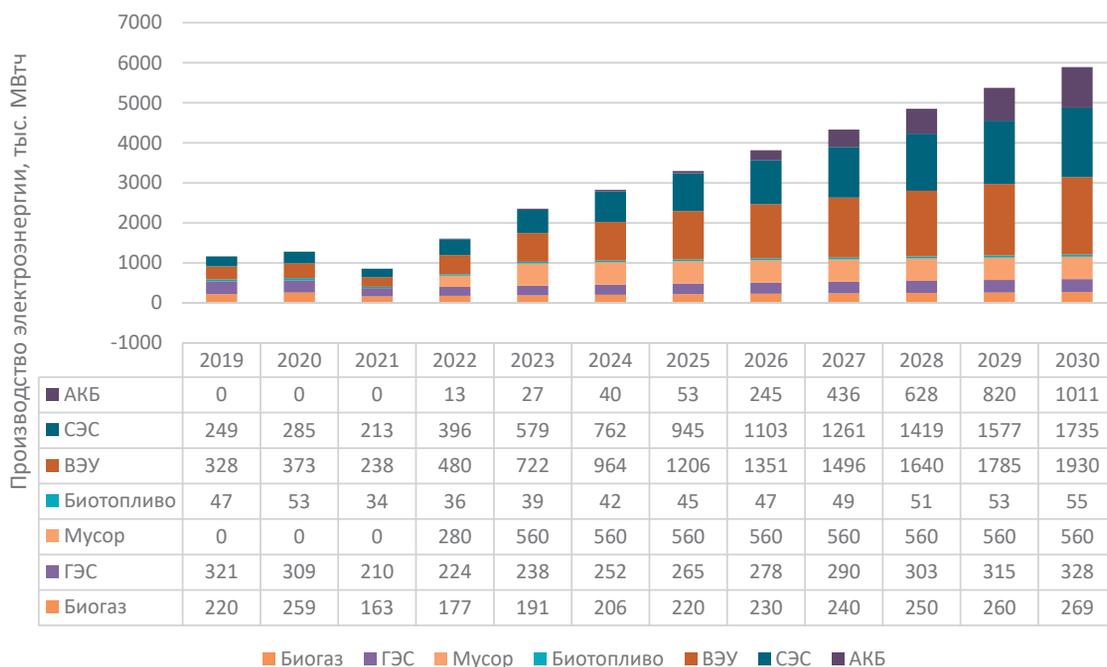


Рис. 120. Базовый сценарий. Результаты моделирования оптимальной структуры производства электроэнергии из ВИЭ

Как видно из рис. 120, выработка на КЭС снижается значительно за счет замещения со стороны ВЭУ, работающих совместно с АКБ. При этом полного замещения работы КЭС не происходит в связи с необходимостью обеспечения сезонного регулирования нагрузки.

На рис. 121 представлен КИУМ работы оборудования.

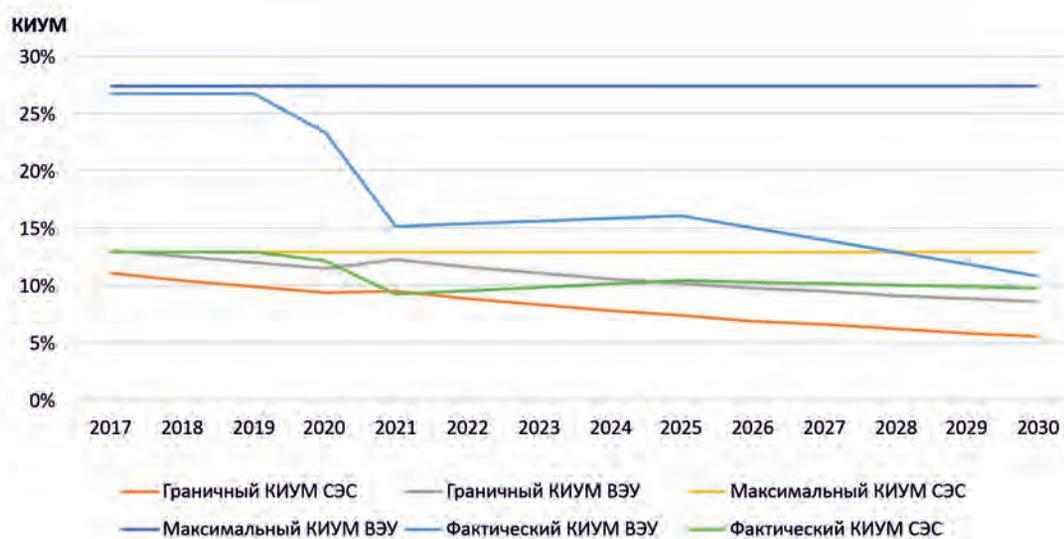


Рис. 121. Базовый сценарий. Результаты моделирования оптимального КИУМ работы оборудования

Как видно из рис. 121, КИУМ ВЭУ к 2030 г. достигает практически граничного значения, но анализ себестоимости показывает, что и в этом случае их работа имеет положительный экономический эффект для энергосистемы.



17.3.1.2. ПЕССИМИСТИЧЕСКИЙ СЦЕНАРИЙ

Анализ зависимости себестоимости генерации электроэнергии от структуры и объемов ввода ВИЭ показан на рис. 122.

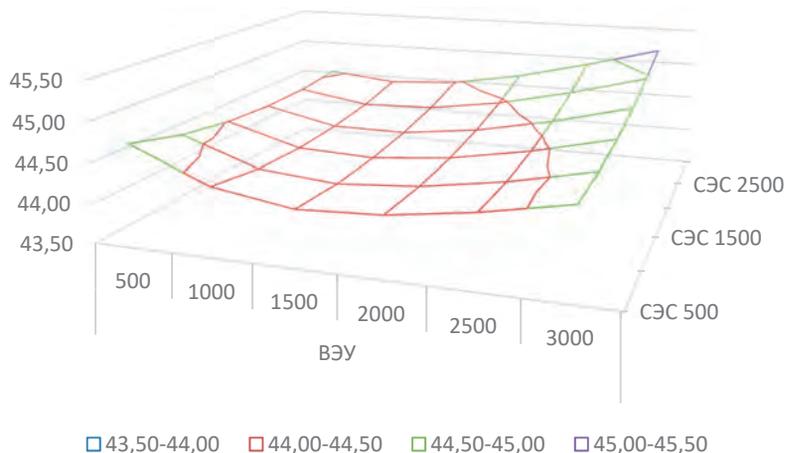


Рис. 122. Пессимистический сценарий. Результаты моделирования оптимального развития ВИЭ за счет минимизации себестоимости генерации, долл./МВт·ч

Наименьшая себестоимость 44,1 долл./МВт·ч получилась при строительстве 1500 МВт ВЭУ и 1000 МВт СЭС к 2030 г. Структура мощностей при таком сценарии развития представлена на рис. 123.

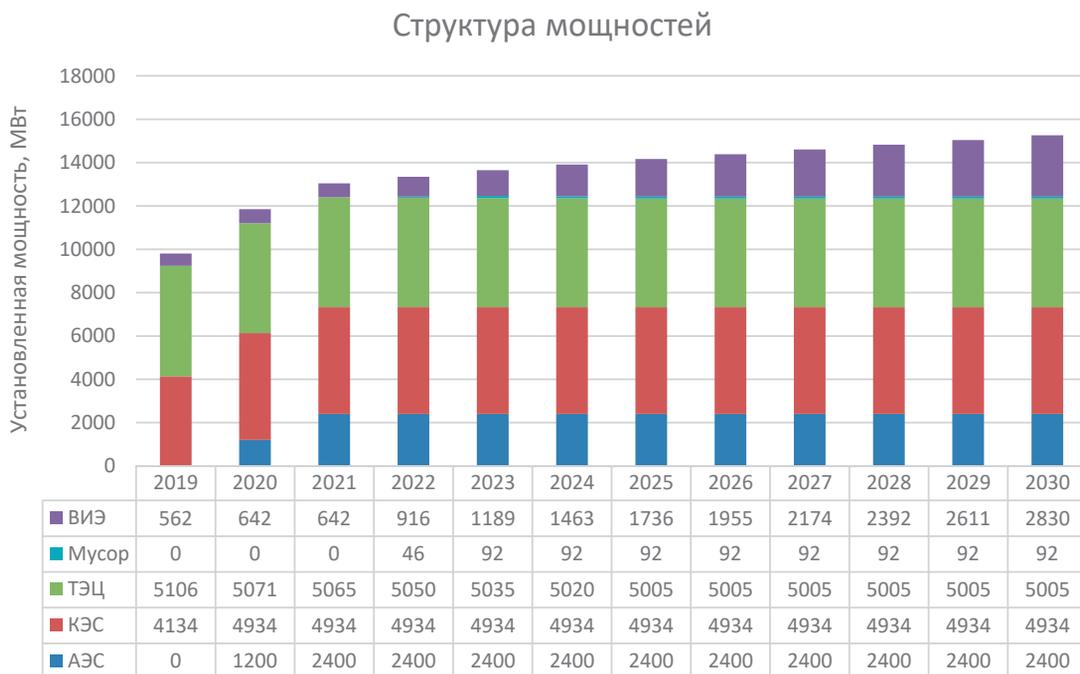


Рис. 123. Пессимистический сценарий. Результаты моделирования оптимальной структуры мощностей



Графики ввода новых мощностей представлены на рис. 124.

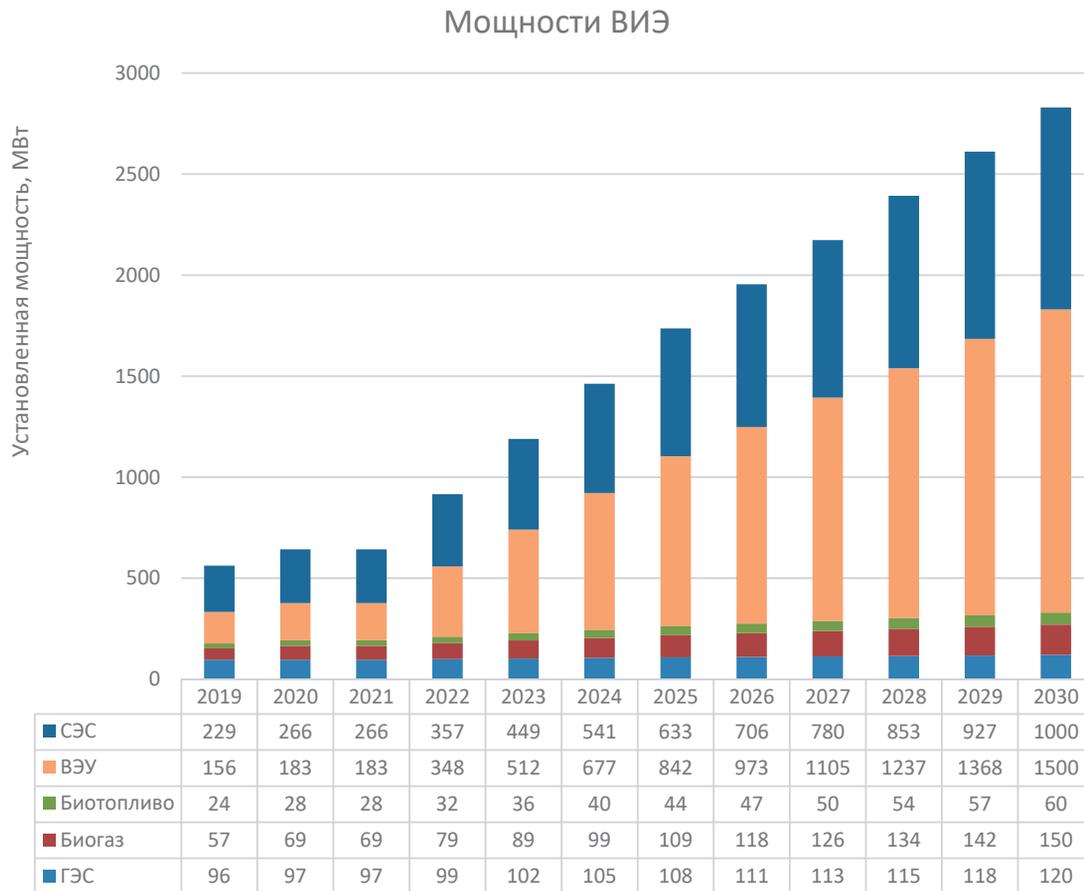
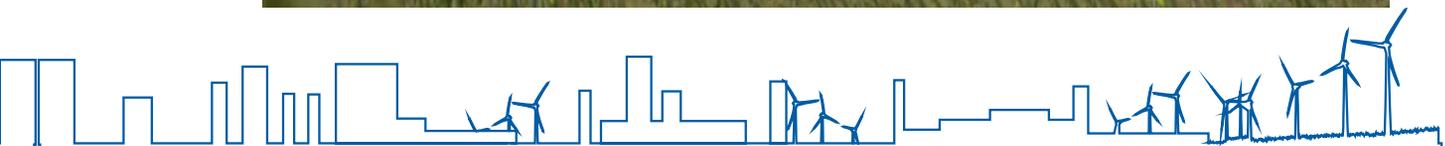


Рис. 124. Пессимистический сценарий. Результаты моделирования оптимального графика ввода новых мощностей



Структура производства в данном случае представлена на рис. 125



Рис. 125. Пессимистический сценарий. Результаты моделирования оптимальной структуры производства электроэнергии



Структура производства ВИЭ

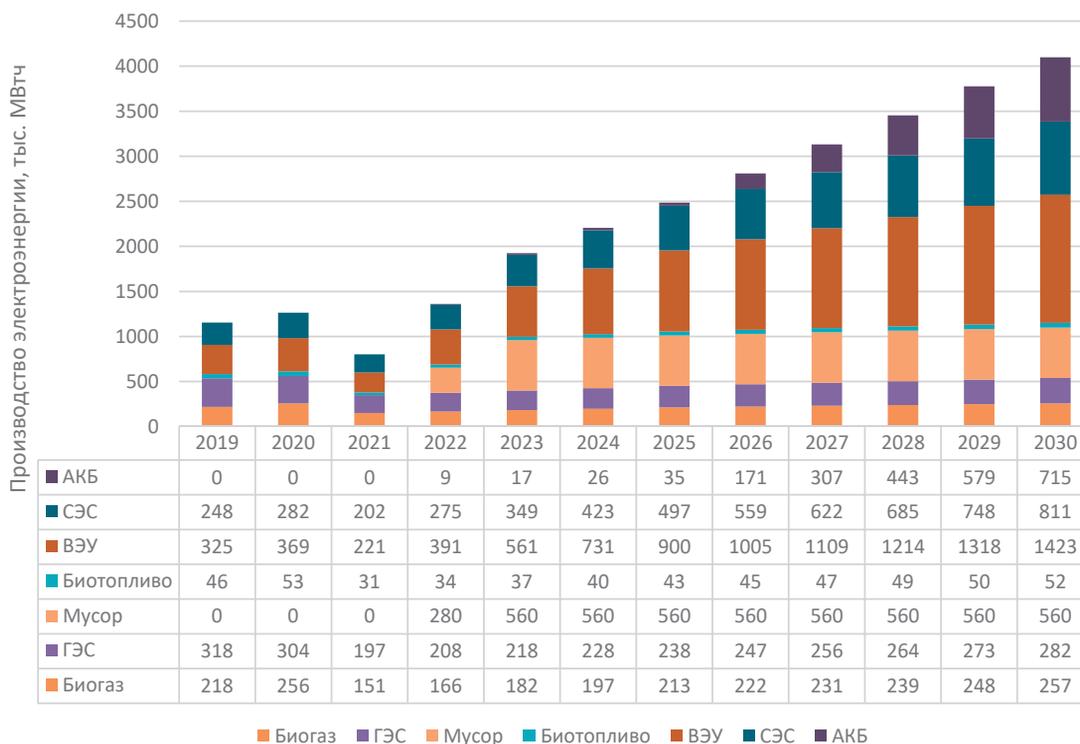


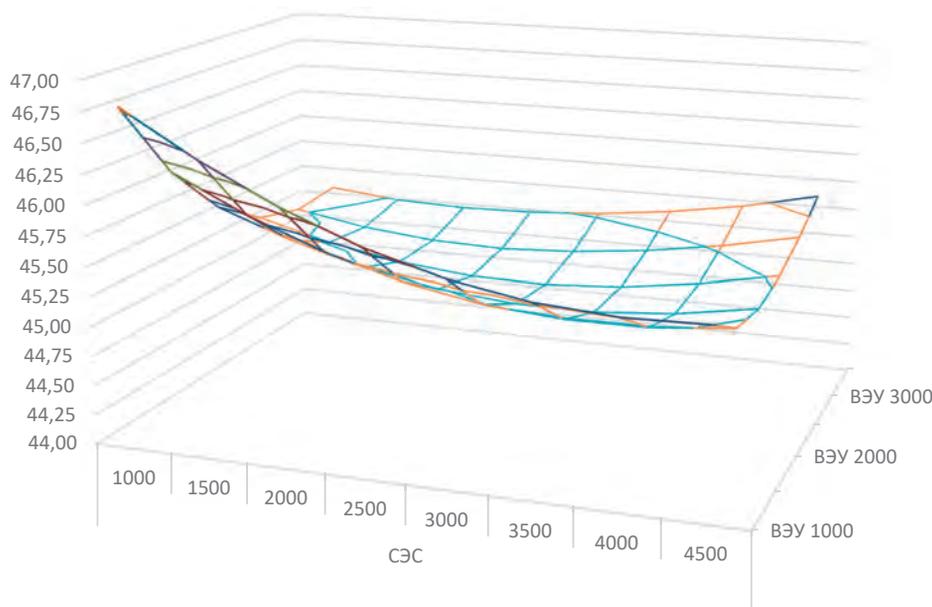
Рис. 126. Пессимистический сценарий. Результаты моделирования оптимальной структуры производства электроэнергии из ВИЭ

При этом себестоимость генерации по данному сценарию оказалась наименьшей в сравнении с оптимальными вариантами развития при других сценариях.



17.3.1.3. ОПТИМИСТИЧЕСКИЙ СЦЕНАРИЙ

Оптимизация данного сценария по объемам ввода мощностей на ВИЭ при минимизации себестоимости генерации электрической энергии показана на рис. 127.



- 44,00-44,25 □ 44,25-44,50 □ 44,50-44,75 □ 44,75-45,00 □ 45,00-45,25 □ 45,25-45,50
- 45,50-45,75 □ 45,75-46,00 □ 46,00-46,25 □ 46,25-46,50 □ 46,50-46,75 □ 46,75-47,00

Рис. 127. Оптимистический сценарий. Результаты моделирования оптимального развития ВИЭ за счет минимизации себестоимости генерации, долл./МВт·ч

Минимальная себестоимость производства 45,0 долл./МВт·ч при оптимистическом сценарии наблюдается при строительстве к 2030 г. 3000 МВт солнечных станций и 2500 МВт ВЭУ.

Структура мощности при таком сценарии развития представлена на рис. 128.



Рис. 128. Оптимистический сценарий. Результаты моделирования оптимальной структуры мощностей



Графики ввода новых мощностей представлены на рис. 129.

Мощности ВИЭ

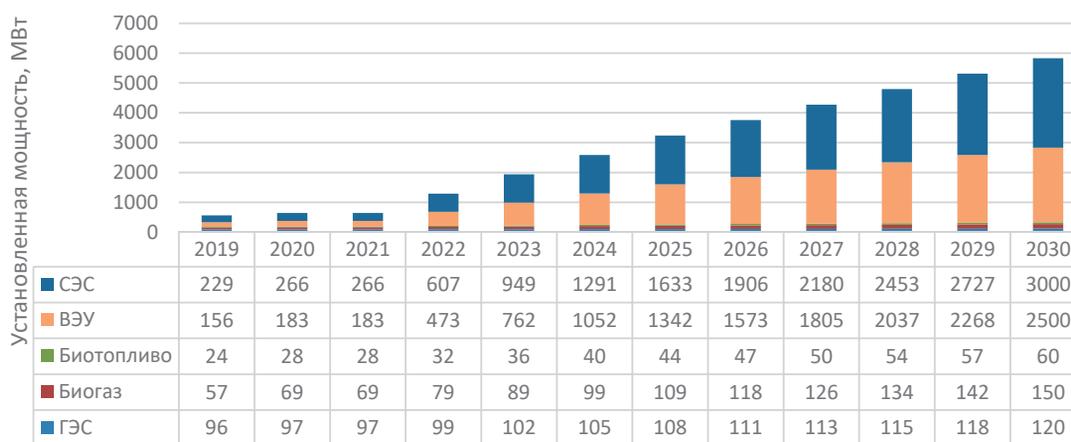


Рис. 129. Оптимистический сценарий. Результаты моделирования оптимального графика ввода новых мощностей

Структура генерации электроэнергии в таком случае будет соответствовать рис. 130

Структура производства

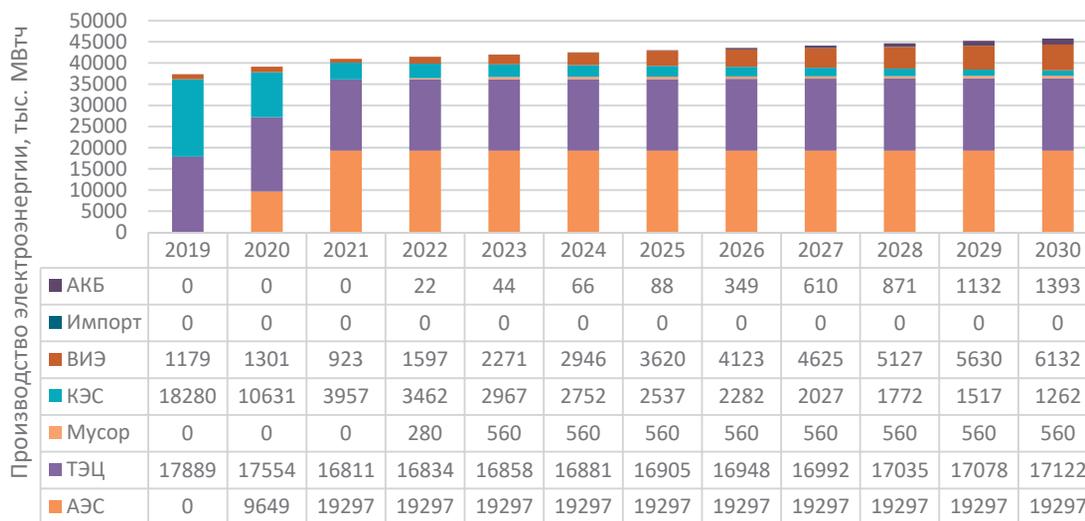


Рис. 130. Оптимистический сценарий. Результаты моделирования оптимальной структуры производства электроэнергии

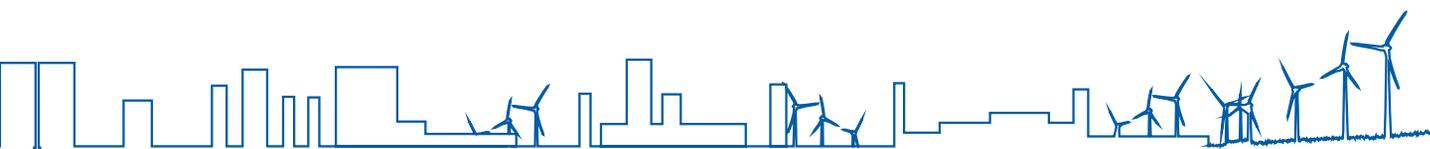




Рис. 131. Оптимистический сценарий. Результаты моделирования оптимальной структуры производства электроэнергии из ВИЭ

В данном сценарии доля КЭС в общей генерации больше, чем в базовом сценарии, так как с ростом спроса увеличиваются также и сезонные колебания. С этим связан рост себестоимости производства электроэнергии в целом по системе.



17.4. СРАВНЕНИЕ СЦЕНАРИЕВ

Графики ввода мощностей на ВИЭ по различным сценариям показаны на рис. 132.

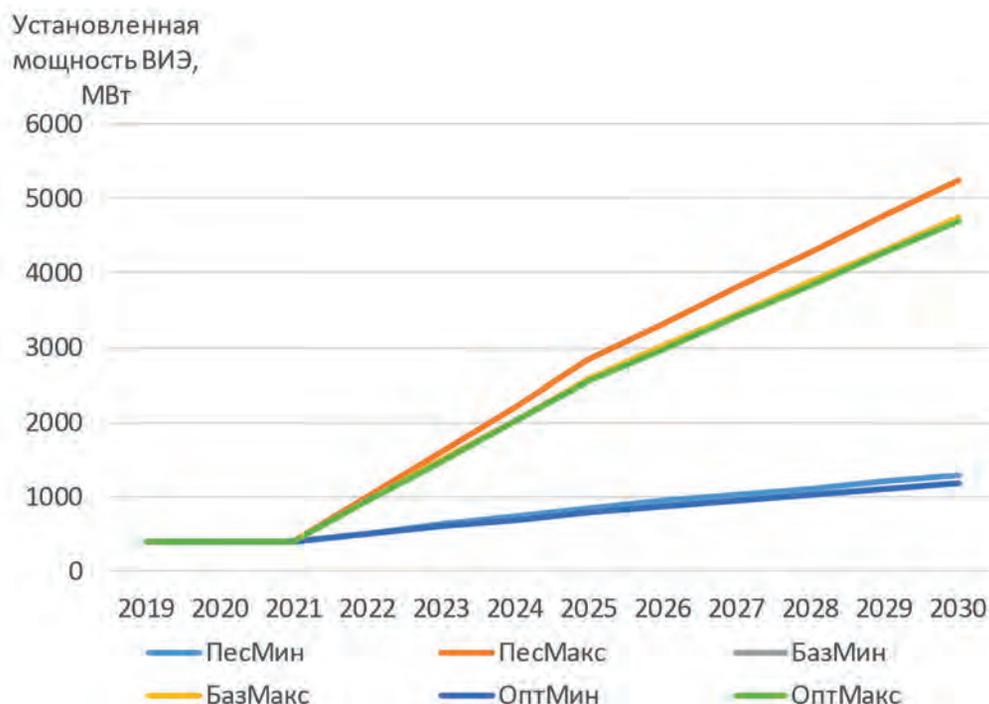
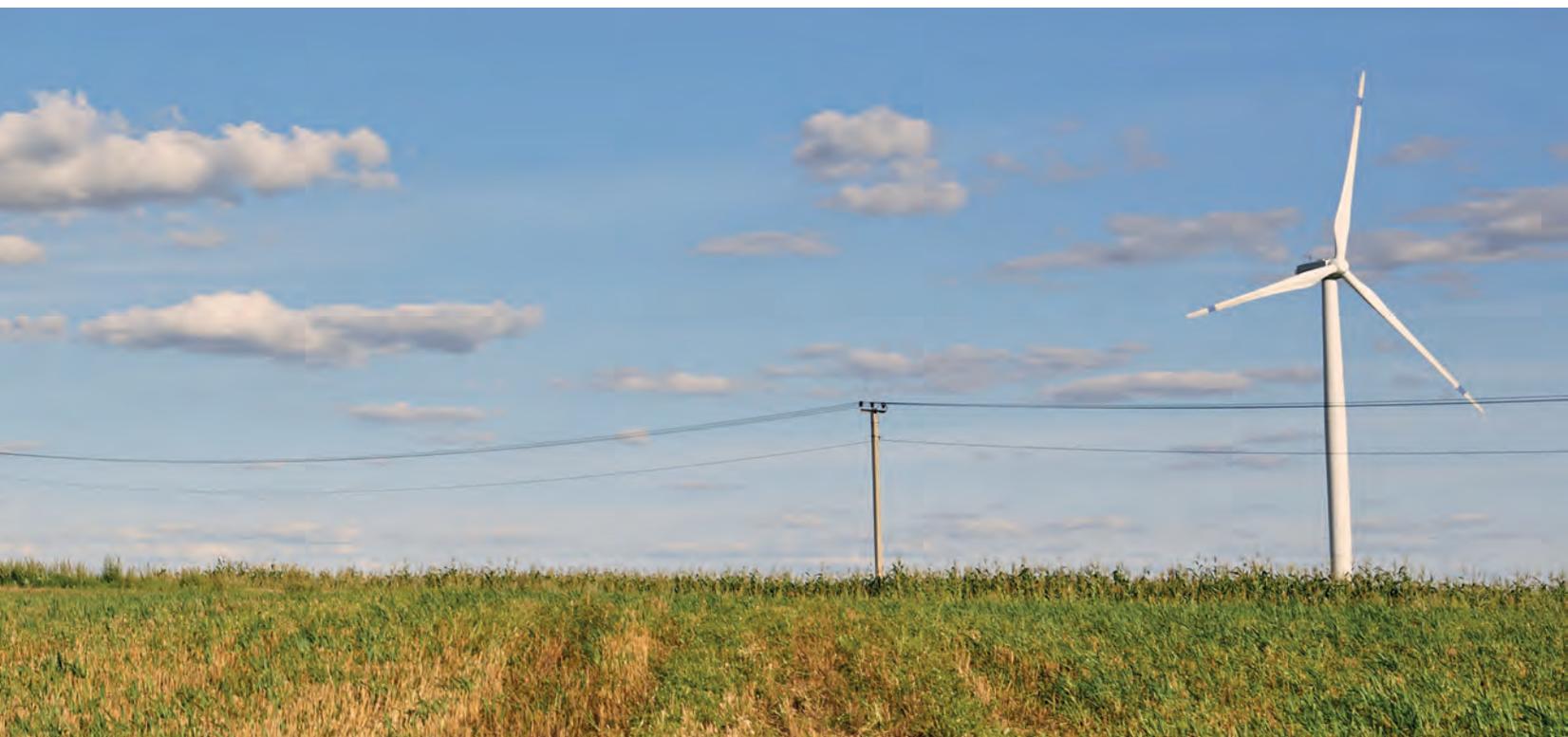


Рис. 132. Графики ввода мощностей на ВИЭ по различным сценариям

Как видно на рис. 132, при минимальном уровне внедрения ВИЭ разница в рассматриваемых сценариях не существенна. Разница ввода мощностей при максимальных уровнях ввода ВИЭ также отличается незначительно. Несколько больше мощностей необходимо для пессимистического сценария. Но при этом чем больше темп роста потребления электроэнергии, тем меньше нужно вводить ВИЭ для достижения поставленных целей.



Сравнение объемов электроэнергии, вырабатываемой из ВИЭ, представлено на рис. 133.

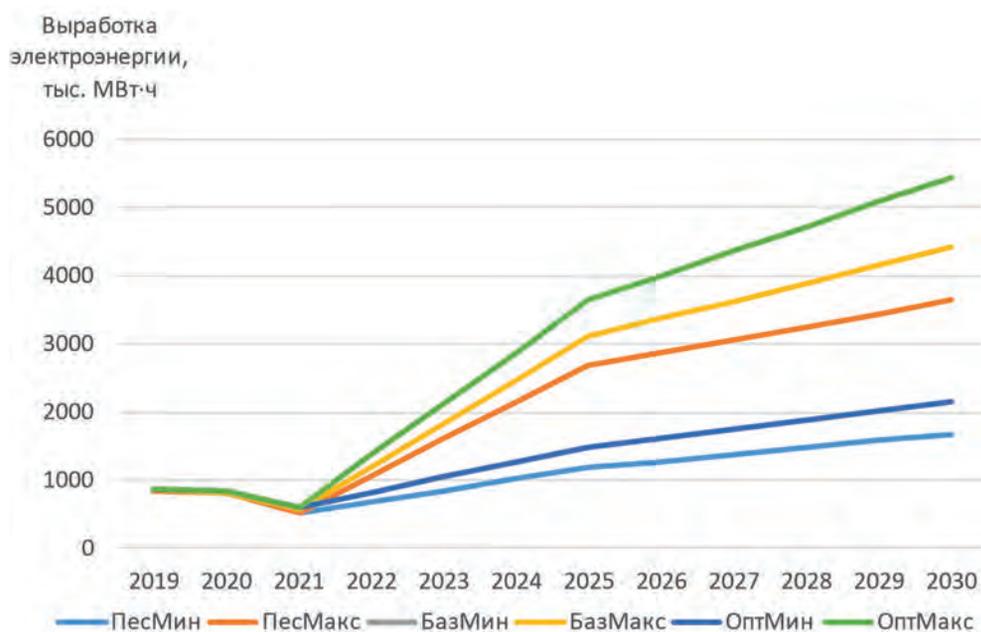


Рис. 133. Выработка электроэнергии из ВИЭ

Выработка на ВИЭ повторяет структуру установленной мощности. Сокращение темпов роста выработки после 2025 г. связано с производством электроэнергии, которая направляется на накопление в АКБ.

Сведения о потреблении газа по рассматриваемым сценариям приведены на рис. 134

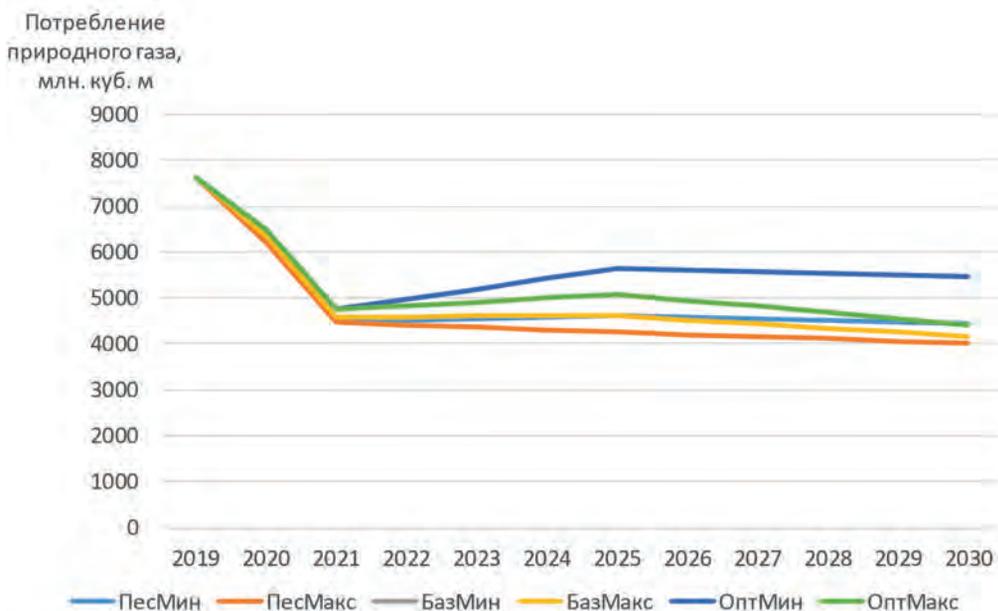


Рис. 134. Потребление природного газа



Потребление природного газа максимально для оптимистического сценария с минимальным вводом ВИЭ, так как в этом случае спрос на электроэнергию максимален, а его замещение ВИЭ минимально. Но наиболее значительное сокращение потребления природного газа происходит при вводе АЭС.

Сведения о выбросах CO₂ представлены на рис. 135

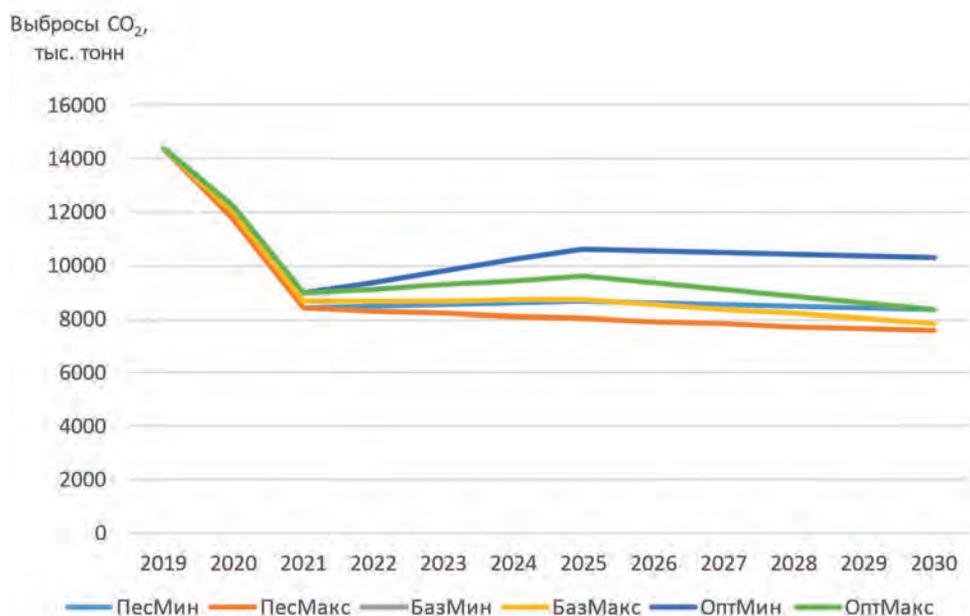


Рис. 135. Выбросы CO₂

Так как природный газ является единственным источником выбросов парниковых газов, то объемы выбросов изменяются пропорционально снижению использования природного газа.

Сравнение себестоимости производства электрической энергии представлено на рис. 136.

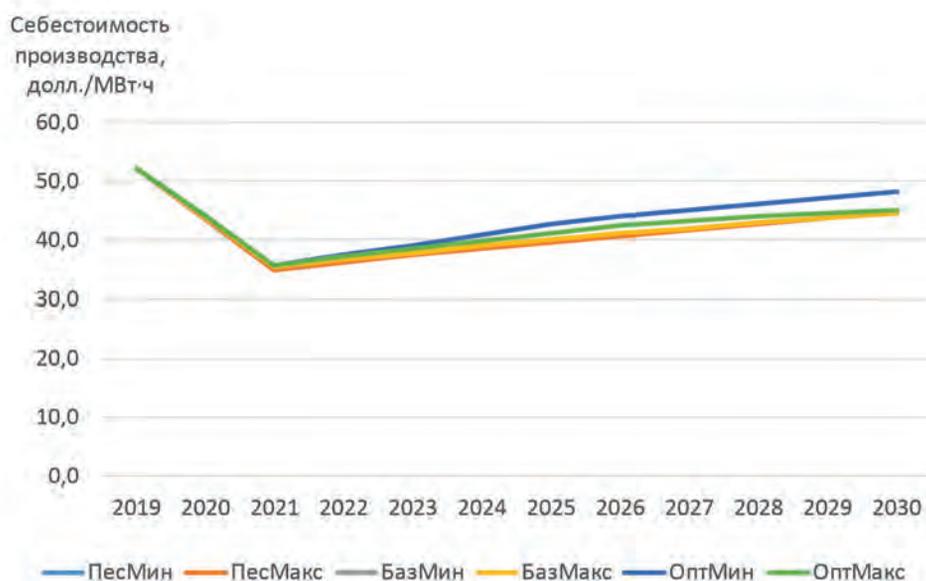


Рис. 136. Себестоимость производства электрической энергии



Себестоимость производства электрической энергии к 2030 г. снижается пропорционально доле ВИЭ в структуре производства электрической энергии.

При этом следует отметить, что рассчитанная себестоимость получается с помощью расчета средней себестоимости производства электрической энергии от различных источников (в том числе и ВИЭ). Однако при сохранении существующей системы закупки электроэнергии от ВИЭ по тарифам для промышленных предприятий даже без повышающих тарифов ситуация будет выглядеть несколько иной.

В 2017 г. тариф на электрическую энергию составил 123,1 долл./МВт·ч. Согласно модели, себестоимость производства электрической энергии в 2017 г. составила 48,7 долл./МВт·ч. Следовательно, затраты на передачу и распределение электроэнергии по сетям, а также другие системные услуги составили 74,4 долл./МВт·ч. Данные затраты приняты неизменными на весь период моделирования. Сумма себестоимости генерации и затрат на передачу позволяет ориентировочно определить тариф на электрическую энергию для промышленных предприятий. Если предположить, что электроэнергия от ВИЭ будет приобретаться не на общих условиях, а по тарифам для промышленных предприятий, то себестоимость электроэнергии будет изменяться согласно графику, изображенному на рис. 137.

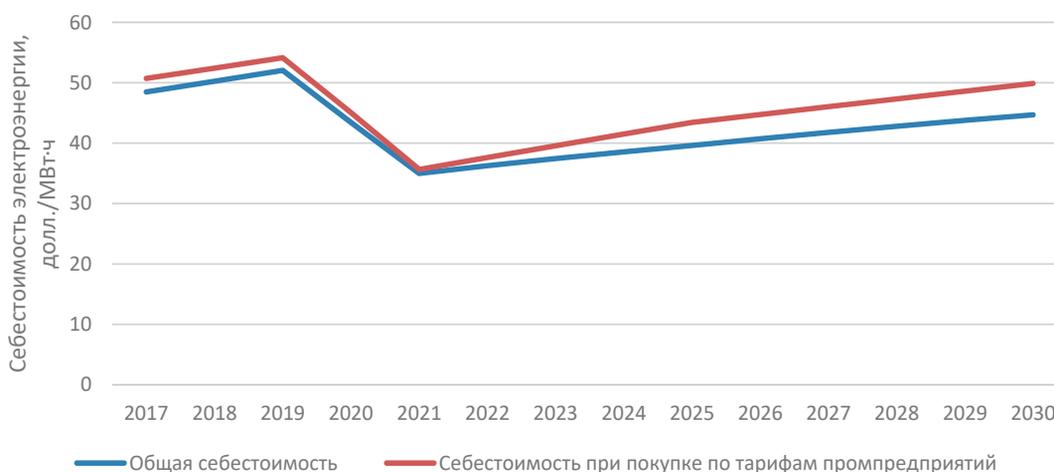


Рис. 137. Изменение себестоимости электроэнергии

На графике рис. 137 показаны два сценария. Первый сценарий (общая себестоимость) рассчитывается как средневзвешенная себестоимость, покрывающая все затраты на производство электроэнергии в энергосистеме. Второй сценарий — себестоимость электроэнергии, которая обеспечивает компенсацию всех затрат на производство электроэнергии от энергоисточников, не использующих ВИЭ, и дополнительные затраты на приобретение электроэнергии от ВИЭ по тарифу, равному тарифам для коммерческих организаций. Себестоимость электроэнергии к 2030 г. составит 8,2 долл./МВт·ч.

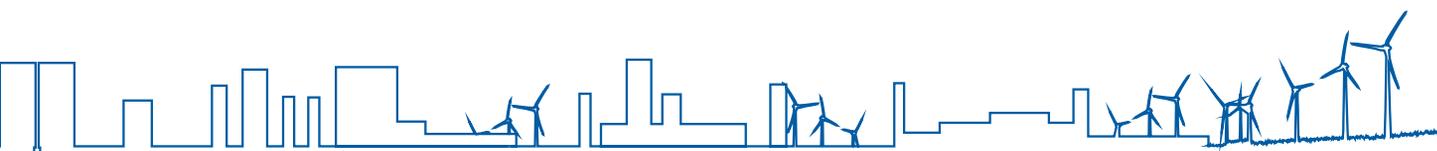


17.5. ВЫВОДЫ

Во всех сценариях активного развития ВИЭ основными видами энергии являются солнечная и ветровая в соотношении близком к 50 % : 50 %. Они имеют более низкую себестоимость, но данный параметр не является единственным определяющим.

Развитие ВИЭ экономически нецелесообразно до 2022 г. В 2021 г. ожидается наиболее напряженный энергетический баланс, что связано с низким относительно предыдущих прогнозов объемом потребления, высокой долей ТЭЦ в балансе мощностей и вводом АЭС. Начиная с 2022 г. в связи с ростом потребления потенциал для внедрения ВИЭ начинает увеличиваться. Ориентировочно с этого же года станет экономически целесообразно использовать аккумуляторные батареи для суточного регулирования нагрузки. Это позволит в большей степени интегрировать ВИЭ в энергосистему. При этом общая себестоимость генерации при росте ВИЭ сокращается.

Оптимальный объем ввода ВИЭ до 2030 г. составляет около 2000 МВт ВЭУ и 2000 МВт СЭС. Данная цель может корректироваться в зависимости от фактического роста электропотребления.



18. УРОВЕНЬ МАКСИМАЛЬНО ВОЗМОЖНОГО И ЭКОНОМИЧЕСКИ ЦЕЛЕСООБРАЗНОГО ВОВЛЕЧЕНИЯ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ, В ТОМ ЧИСЛЕ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ, С УЧЕТОМ СБАЛАНСИРОВАННОГО РАЗВИТИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ НЕ МЕНЕЕ ЧЕМ ПО ТРЕМ ВАРИАНТАМ

При анализе возможностей вовлечения в электроэнергетический баланс возобновляемых источников энергии основное внимание уделяется двум факторам:

- возможности замещения конденсационной выработки электроэнергии;
- техническим аспектам надежности (возможностям обеспечения резервирования и балансирования) и экономическому обоснованию этих возможностей.

На рис. 138 представлен график нагрузки энергосистемы в рабочий день отопительного периода после ввода АЭС.

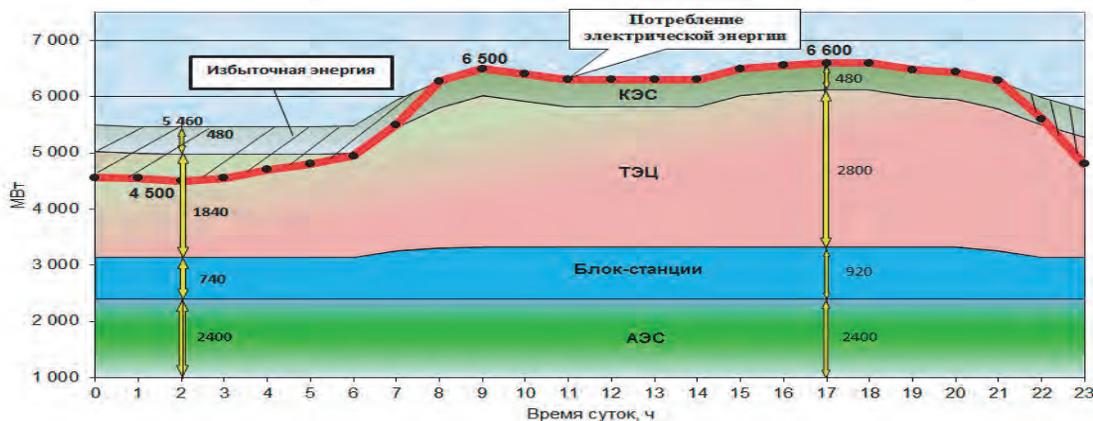


Рис. 138. График нагрузки энергосистемы. Отопительный период (рабочий день)

В силу технической невозможности регулирования АЭС работает в стационарном режиме постоянно и не участвует в регулировании графика нагрузки. Вся электроэнергия, выработанная АЭС, должна быть использована потребителем.

Как правило, блок-станции осуществляют электроснабжение промышленных предприятий, принадлежащих тому же владельцу. Таким образом, фактическая возможность влиять на эту выработку электроэнергии отсутствует.



Наиболее экономичным режимом использования углеводородного топлива является теплофикационная выработка. Переводить ТЭЦ в режим котельной стратегически, тактически и экономически крайне нецелесообразно. Следовательно, вся электроэнергия, вырабатываемая на теплофикационном цикле, также является базой графика нагрузки и не подлежит сокращению.

Следовательно, возможность вовлечения в энергетический баланс электроэнергии, выработанной из ВИЭ, технологически ограничивается возможностью замещения конденсационной выработки электроэнергии.

Сведения о прогнозируемых объемах выработки электрической энергии с разбивкой по типам генерирующих источников представлены в таблице 27



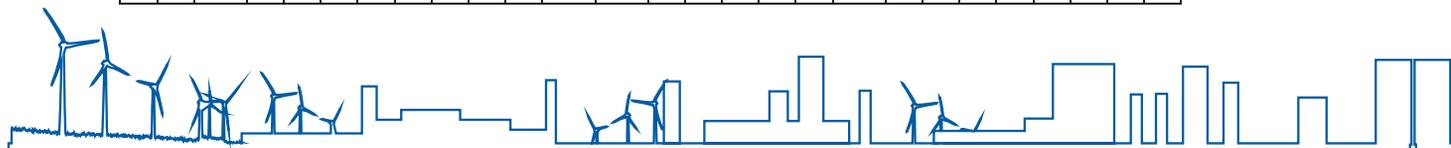
Таблица 27. Прогнозируемые объемы выработки электрической энергии

Показатель	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
БазМин												
Импорт, тыс. МВт·ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
АЭС, тыс. МВт·ч	0	9 649	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297
КЭС, тыс. МВт·ч	18 280	10 004	3 401	3 270	3 139	3 288	3 437	3 546	3 655	3 764	3 873	3 982
ТЭЦ, тыс. МВт·ч	17 889	17 532	16 688	16 696	16 704	16 713	16 721	16 758	16 795	16 832	16 869	16 906
ВИЭ, тыс. МВт·ч в т.ч.	1 165	1 280	857	982	1 107	1 231	1 356	1 486	1 616	1 745	1 875	2 005
ВЭУ, тыс. МВт·ч	328	373	238	308	379	450	521	588	655	723	790	857
СЭС, тыс. МВт·ч	249	285	213	234	254	275	295	313	330	348	366	383
Биогаз, тыс. МВт·ч	220	259	163	192	221	251	280	308	336	364	392	420
ГЭС, тыс. МВт·ч	321	309	210	218	226	233	241	248	254	261	267	274
Биотопливо, тыс. МВт·ч	47	53	34	30	26	22	19	29	40	50	61	71
АКБ, тыс. МВт·ч	0	0	0	9	18	26	35	82	129	176	223	270
Мусор, тыс. МВт·ч	0	0	0	280	560	560	560	560	560	560	560	560
Потребление, тыс. МВт·ч	37 334	38 465	40 243	40 534	40 825	41 115	41 406	41 729	42 052	42 374	42 697	43 020
Доля ВИЭ в общей выработке электроэнер- гии, %	3,1	3,3	2,1	2,4	2,7	3,0	3,3	3,6	3,8	4,1	4,4	4,7
Доля ВИЭ в технологически возможной выработке электроэнергии, %	6,0	11,3	20,1	23,1	26,1	27,2	28,3	29,5	30,7	31,7	32,6	33,5
БазМакс												
Импорт, тыс. МВт·ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
АЭС, тыс. МВт·ч	0	9 649	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297
КЭС, тыс. МВт·ч	18 280	10 004	3 401	2 887	2 373	2 139	1 906	1 731	1 555	1 380	1 205	1 030
ТЭЦ, тыс. МВт·ч	17 889	17 532	16 688	16 696	16 704	16 713	16 721	16 758	16 795	16 832	16 869	16 906
ВИЭ, тыс. МВт·ч в т.ч.	1 165	1 280	857	1 356	1 855	2 354	2 853	3 185	3 518	3 850	4 183	4 515
ВЭУ, тыс. МВт·ч	328	373	238	526	815	1 103	1 392	1 544	1 697	1 849	2 002	2 154
СЭС, тыс. МВт·ч	249	285	213	396	579	762	945	1 103	1 261	1 419	1 577	1 735
Биогаз, тыс. МВт·ч	220	259	163	174	185	197	208	216	224	232	239	247
ГЭС, тыс. МВт·ч	321	309	210	224	238	252	265	278	290	303	315	328



Показатель	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Биоотливо, тыс. МВт·ч	28	27	17	17	17	17	17	16	15	14	13	12
АКБ, тыс. МВт·ч	0	0	0	17	35	52	70	198	327	455	584	712
Мусор, тыс. МВт·ч	0	0	0	280	560	560	560	560	560	560	560	560
Потребление, тыс. МВт·ч	37 334	38 465	40 243	40 534	40 825	41 116	41 406	41 729	42 052	42 375	42 698	43 020
Доля ВИЭ в общей выработке электроэнергии, %	3,1	3,3	2,1	3,3	4,5	5,7	6,9	7,6	8,4	9,1	9,8	10,5
Доля ВИЭ в технологически возможной выработке электроэнергии, %	6,0	11,3	20,1	32,0	43,9	52,4	60,0	64,8	69,3	73,6	77,6	81,4
БазОпт												
Импорт, тыс. МВт·ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
АЭС, тыс. МВт·ч	0	9 649	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297
КЭС, тыс. МВт·ч	18 280	10 004	3 401	2 934	2 467	2 281	2 094	1 861	1 628	1 394	1 161	928
ТЭЦ, тыс. МВт·ч	17 889	17 532	16 688	16 696	16 704	16 713	16 721	16 758	16 795	16 832	16 869	16 906
ВИЭ, тыс. МВт·ч в т.ч.	1 165	1 280	857	1 313	1 769	2 225	2 681	3 008	3 336	3 663	3 990	4 318
ВЭУ, тыс. МВт·ч	328	373	238	480	722	964	1 206	1 351	1 496	1 640	1 785	1 930
СЭС, тыс. МВт·ч	249	285	213	396	579	762	945	1 103	1 261	1 419	1 577	1 735
Биогаз, тыс. МВт·ч	220	259	163	177	191	206	220	230	240	250	260	269
ГЭС, тыс. МВт·ч	321	309	210	224	238	252	265	278	290	303	315	328
Биоотливо, тыс. МВт·ч	47	53	34	36	39	42	45	47	49	51	53	55
АКБ, тыс. МВт·ч	0	0	0	13	27	40	53	245	436	628	820	1 011
Мусор, тыс. МВт·ч	0	0	0	280	560	560	560	560	560	560	560	560
Потребление, тыс. МВт·ч	37 334	38 465	40 243	40 533	40 824	41 116	41 406	41 729	42 052	42 374	42 697	43 020
Доля ВИЭ в общей выработке электроэнергии, %	3,1	3,3	2,1	3,2	4,3	5,4	6,5	7,2	7,9	8,6	9,3	10,0
Доля ВИЭ в технологически возможной выработке электроэнергии, %	6,0	11,3	20,1	30,9	41,8	49,4	56,1	61,8	67,2	72,4	77,5	82,3
ПесМин												
Импорт, тыс. МВт·ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
АЭС, тыс. МВт·ч	0	9 649	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297
КЭС, тыс. МВт·ч	18 280	9 506	2 985	2 729	2 474	2 498	2 523	2 496	2 469	2 442	2 414	2 387

Показатель	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ТЭЦ, тыс. МВт·ч	17 889	17 511	16 578	16 567	16 556	16 545	16 534	16 558	16 582	16 607	16 631	16 655
ВИЭ, тыс. МВт·ч в т.ч.	1 154	1 264	802	914	1 026	1 138	1 250	1 345	1 440	1 534	1 629	1 724
ВЭУ, тыс. МВт·ч	325	369	221	287	353	419	485	540	596	651	706	762
СЭС, тыс. МВт·ч	248	282	202	224	245	267	289	308	327	346	365	385
Биогаз, тыс. МВт·ч	218	256	151	165	180	195	210	223	236	248	261	274
ГЭС, тыс. МВт·ч	318	304	197	202	207	212	217	220	224	228	232	235
Биотопливо, тыс. МВт·ч	46	53	31	36	40	45	49	53	57	61	65	68
АКБ, тыс. МВт·ч	0	0	0	5	11	16	21	80	139	199	258	317
Мусор, тыс. МВт·ч	0	0	0	280	560	560	560	560	560	560	560	560
Потребление, тыс. МВт·ч	37 324	37 930	39 662	39 793	39 924	40 054	40 185	40 336	40 487	40 638	40 790	40 941
Доля ВИЭ в общей выработке электроэнергетики, %	3,1	3,3	2,0	2,3	2,6	2,8	3,1	3,3	3,6	3,8	4,0	4,2
Доля ВИЭ в технологически возможной выработке электроэнергии, %	5,9	11,7	21,2	25,1	29,3	31,3	33,1	35,0	36,8	38,6	40,3	41,9
ПесМакс												
Импорт, тыс. МВт·ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
АЭС, тыс. МВт·ч	0	9 649	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297
КЭС, тыс. МВт·ч	18 280	9 506	2 985	2 402	1 818	1 515	1 212	1 092	972	852	732	612
ТЭЦ, тыс. МВт·ч	17 889	17 511	16 578	16 567	16 556	16 545	16 534	16 558	16 582	16 607	16 631	16 655
ВИЭ, тыс. МВт·ч в т.ч.	1 154	1 264	802	1 247	1 692	2 137	2 582	2 808	3 034	3 259	3 485	3 711
ВЭУ, тыс. МВт·ч	325	369	221	452	682	912	1 142	1 208	1 274	1 339	1 405	1 471
СЭС, тыс. МВт·ч	248	282	202	401	599	798	997	1 147	1 296	1 446	1 595	1 745
Биогаз, тыс. МВт·ч	218	256	151	155	160	165	170	171	173	174	176	177
ГЭС, тыс. МВт·ч	318	304	197	208	218	228	238	247	256	264	273	282
Биотопливо, тыс. МВт·ч	46	53	31	32	33	34	35	35	35	36	36	36
АКБ, тыс. МВт·ч	0	0	0	0	0	0	0	21	42	63	84	105
Мусор, тыс. МВт·ч	0	0	0	280	560	560	560	560	560	560	560	560
Потребление, тыс. МВт·ч	37 324	37 930	39 662	39 793	39 924	40 054	40 185	40 336	40 487	40 638	40 790	40 941



Показатель	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Доля ВИЭ в общей выработке электроэнергии, %	3,1	3,3	2,0	3,1	4,2	5,3	6,4	7,0	7,5	8,0	8,5	9,1
Доля ВИЭ в технологически возможной выработке электроэнергии, %	5,9	11,7	21,2	34,2	48,2	58,5	68,1	72,0	75,7	79,3	82,6	85,8
Исходн												
Импорт, тыс. МВт·ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
АЭС, тыс. МВт·ч	0	9 649	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297
КЭС, тыс. МВт·ч	18 280	9 506	2 985	2 566	2 146	2 007	1 868	1 672	1 476	1 281	1 085	889
ТЭЦ, тыс. МВт·ч	17 889	17 511	16 578	16 567	16 556	16 545	16 534	16 558	16 582	16 607	16 631	16 655
ВИЭ, тыс. МВт·ч в т.ч.	1 154	1 264	802	1 074	1 347	1 619	1 892	2 078	2 265	2 451	2 638	2 824
ВЭУ, тыс. МВт·ч	325	369	221	391	561	731	900	1 005	1 109	1 214	1 318	1 423
СЭС, тыс. МВт·ч	248	282	202	275	349	423	497	559	622	685	748	811
Биогаз, тыс. МВт·ч	218	256	151	166	182	197	213	222	231	239	248	257
ГЭС, тыс. МВт·ч	318	304	197	208	218	228	238	247	256	264	273	282
Биоотливо, тыс. МВт·ч	46	53	31	34	37	40	43	45	47	49	50	52
АКБ, тыс. МВт·ч	0	0	0	9	17	26	35	171	307	443	579	715
Мусор, тыс. МВт·ч	0	0	0	280	560	560	560	560	560	560	560	560
Потребление, тыс. МВт·ч	37 324	37 930	39 662	39 793	39 924	40 054	40 185	40 336	40 487	40 638	40 790	40 941
Доля ВИЭ в общей выработке электроэнергии, %	3,1	3,3	2,0	2,7	3,4	4,0	4,7	5,2	5,6	6,0	6,5	6,9
Доля ВИЭ в технологически возможной выработке электроэнергии, %	5,9	11,7	21,2	29,5	38,6	44,7	50,3	55,4	60,5	65,7	70,9	76,1
ОптМин												
Импорт, тыс. МВт·ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
АЭС, тыс. МВт·ч	0	9 649	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297
КЭС, тыс. МВт·ч	18 280	10 631	3 957	3 979	4 001	4 302	4 604	4 938	5 273	5 607	5 942	6 276
ТЭЦ, тыс. МВт·ч	17 889	17 554	16 811	16 834	16 858	16 881	16 905	16 948	16 992	17 035	17 078	17 122
ВИЭ, тыс. МВт·ч в т.ч.	1 179	1 301	923	1 080	1 238	1 396	1 554	1 701	1 847	1 994	2 141	2 288
ВЭУ, тыс. МВт·ч	332	380	257	339	422	504	586	666	747	828	908	989
СЭС, тыс. МВт·ч	252	288	228	251	274	297	320	338	357	376	395	414

Показатель	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Биогаз, тыс. МВт·ч	223	264	176	213	249	285	322	357	392	427	462	497
ГЭС, тыс. МВт·ч	325	315	225	236	247	258	269	276	283	290	297	304
Биогазливо, тыс. МВт·ч	47	54	36	42	47	53	58	63	68	74	79	84
АКБ, тыс. МВт·ч	0	0	0	22	44	66	88	115	142	169	196	223
Мусор, тыс. МВт·ч	0	0	0	280	560	560	560	560	560	560	560	560
Потребление, тыс. МВт·ч	37 348	39 135	40 988	41 493	41 997	42 502	43 007	43 559	44 111	44 662	45 214	45 766
Доля ВИЭ в общей выработке электроэнергетики, %	3,2	3,3	2,3	2,6	2,9	3,3	3,6	3,9	4,2	4,5	4,7	5,0
Доля ВИЭ в технологически возможной выработке электроэнергии, %	6,1	10,9	18,9	21,4	23,6	24,5	25,2	25,6	25,9	26,2	26,5	26,7
ОптМакс												
Импорт, тыс. МВт·ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
АЭС, тыс. МВт·ч	0	9 649	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297
КЭС, тыс. МВт·ч	18 280	10 631	3 957	3 542	3 126	2 991	2 855	2 653	2 451	2 248	2 046	1 844
ТЭЦ, тыс. МВт·ч	17 889	17 554	16 811	16 834	16 858	16 881	16 905	16 948	16 992	17 035	17 078	17 122
ВИЭ, тыс. МВт·ч в т.ч.	1 179	1 301	923	1 514	2 106	2 697	3 289	3 748	4 207	4 667	5 126	5 585
ВЭУ, тыс. МВт·ч	332	380	257	605	952	1 299	1 646	1 890	2 133	2 377	2 620	2 864
СЭС, тыс. МВт·ч	252	288	228	432	636	840	1 044	1 227	1 409	1 592	1 775	1 957
Биогаз, тыс. МВт·ч	223	264	176	195	214	233	252	268	284	301	317	333
ГЭС, тыс. МВт·ч	325	315	225	242	260	278	296	309	323	337	350	364
Биогазливо, тыс. МВт·ч	47	54	36	40	44	48	51	54	58	61	64	67
АКБ, тыс. МВт·ч	0	0	0	25	51	76	101	132	164	196	228	260
Мусор, тыс. МВт·ч	0	0	0	280	560	560	560	560	560	560	560	560
Потребление, тыс. МВт·ч	37 348	39 135	40 988	41 493	41 997	42 502	43 007	43 559	44 111	44 662	45 214	45 766
Доля ВИЭ в общей выработке электроэнергетики, %	3	3	2	4	5	6	8	9	10	10	11	12
Доля ВИЭ в технологически возможной выработке электроэнергии, %	6,1	10,9	18,9	29,9	40,2	47,4	53,5	58,6	63,2	67,5	71,5	75,2
ОптОпт												
Импорт, тыс. МВт·ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



Показатель	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
АЭС, тыс. МВт·ч	0	9 649	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297
КЭС, тыс. МВт·ч	18 280	10 631	3 957	3 462	2 967	2 752	2 537	2 282	2 027	1 772	1 517	1 262
ТЭЦ, тыс. МВт·ч	17 889	17 554	16 811	16 834	16 858	16 881	16 905	16 948	16 992	17 035	17 078	17 122
ВИЭ, тыс. МВт·ч в т.ч.	1 179	1 301	923	1 597	2 271	2 946	3 620	4 123	4 625	5 127	5 630	6 132
ВЭУ, тыс. МВт·ч	332	380	257	588	919	1 250	1 580	1 787	1 993	2 200	2 406	2 613
СЭС, тыс. МВт·ч	252	288	228	535	843	1 151	1 458	1 725	1 992	2 259	2 526	2 793
Биогаз, тыс. МВт·ч	223	264	176	192	207	222	238	250	263	276	289	302
ГЭС, тыс. МВт·ч	325	315	225	242	260	278	296	309	323	337	350	364
Биотопливо, тыс. МВт·ч	47	54	36	39	42	45	48	51	53	56	58	61
АКБ, тыс. МВт·ч	0	0	0	22	44	66	88	349	610	871	1 132	1 393
Мусор, тыс. МВт·ч	0	0	0	280	560	560	560	560	560	560	560	560
Потребление, тыс. МВт·ч	37 348	39 135	40 988	41 493	41 997	42 502	43 007	43 559	44 111	44 662	45 214	45 766
Доля ВИЭ в общей выработке электроэнергии, %	3	3	2	4	5	7	8	9	10	11	12	13
Доля ВИЭ в технологически возможной выработке электроэнергии, %	6,1	10,9	18,9	31,6	43,4	51,7	58,8	64,4	69,5	74,3	78,8	82,9

В рассматриваемых сценариях развития баланса энергосистемы объем выработки электроэнергии из ВИЭ установлен на уровне 5 и 15% от общей выработки.

Как следует из данных, представленных в Таблица 27, доля выработки АЭС и ТЭЦ в общем балансе составляет 79,6–87,8 %. Таким образом, выработка электроэнергии из ВИЭ составляет 26,7–85,8 % из технически доступного потенциала (рис. 139).

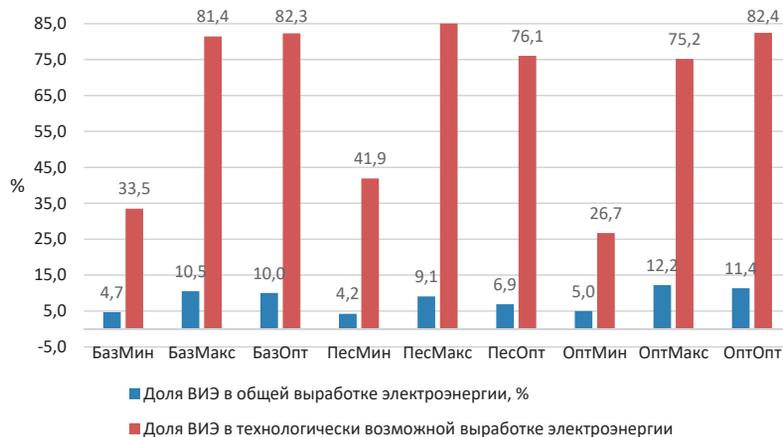


Рис. 139. Доля выработки электроэнергии из ВИЭ

Замещение конденсационной выработки электроэнергии из переменных ВИЭ должно обеспечиваться соответствующими возможностями резервирования и балансирования.

Увеличение резерва мощности сверх экономически и технически обоснованной величины в масштабах страны приводит к излишним затратам потребителей (в конечном итоге потребитель платит за все), а недостаточный уровень резерва наносит большой ущерб потребителям от перерывов электроснабжения. Обеспечение надежности электроснабжения является экономической проблемой. Надежность должна быть не максимальной, а оптимальной [46].

На рис. 140 схематично представлен принцип определения оптимального уровня резерва.

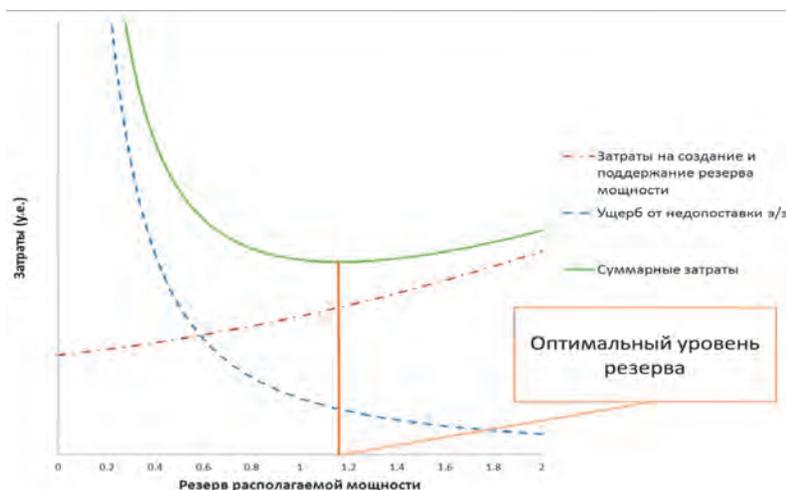


Рис. 140. Принцип определения оптимального уровня резерва



Стоимость резерва — это материальное ожидание недостатка выручки резервной мощности на рынке электроэнергии. Если мощность ничего «не зарабатывает» на рынке, то стоимость резерва — это приведенные к одному году избегаемые условно-постоянные затраты.

Маржинальная стоимость резерва равна производной от стоимости резерва.

Маржинальный ущерб от недопоставки электрической энергии равен производной от стоимости ущерба, которая в свою очередь равна произведению ущерба от недопоставки единицы электроэнергии на среднее число часов дефицита мощности.

Как показано на рис. 140, в точке оптимума маржинальная стоимость резерва равна маргинальному ущербу от недоотпуска электроэнергии у потребителей.

Сведения о возможностях ОЭС обеспечить резервирование генерирующих источников ВИЭ по рассматриваемым сценариям приведены в разделе 20.3.

Как показано в таблица 30, 33, энергосистема не обладает достаточным количеством мощностей, обеспечивающих резервирование при тех сценариях развития, которые предполагают долю выработки электроэнергии из ВИЭ в размере 15 % от общей выработки.

Что касается сценариев с долей выработки электроэнергии из ВИЭ в размере 5 % в общем балансе, то возможности резервирования генерирующих источников ограничиваются мощностями энергосистемы, находящимися на консервации.

С учетом возможности вывода на консервацию Лукомльской ГРЭС (8 блоков по 300 МВт), достаточная мощность для резервирования генерирующих источников ВИЭ отсутствует и в этом случае. Если же Лукомльская ГРЭС остается в эксплуатации либо консервируется только часть ее блоков (2, 3 и 6 для сценариев ПесМин, БазМин и ОптМин соответственно), то энергосистема может обеспечить требуемый уровень резервирования.



19. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМОВ ЕЖЕГОДНОГО ЗАМЕЩЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО ТОПЛИВА ИЗ ТОПЛИВНОГО БАЛАНСА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ЗА СЧЕТ ВОВЛЕЧЕНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ, В ТОМ ЧИСЛЕ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ, ПО РАЗРАБОТАННЫМ СЦЕНАРИЯМ

При определении объемов замещения углеводородного топлива из топливного баланса энергосистемы за счет вовлечения возобновляемых источников энергии учитывался удельный расход топлива на отпуск электроэнергии замыкающей электростанцией в ОЭС — Лукомльской ГРЭС — за 2018 г.: 284,1 г у. т./кВт·ч.

Результаты расчета представлены в таблица 28 и на рис. 141, 142, динамика отношения замещения углеводородных топлив к их потребленным объемам — в таблица 29 и на рис. 143, 144.

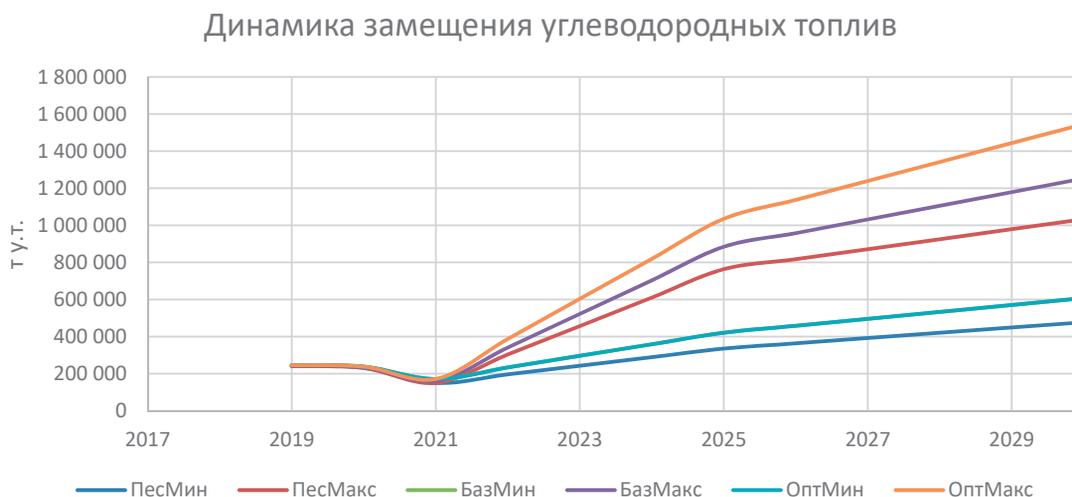


Рис. 141. Динамика замещения углеводородных топлив ВИЭ



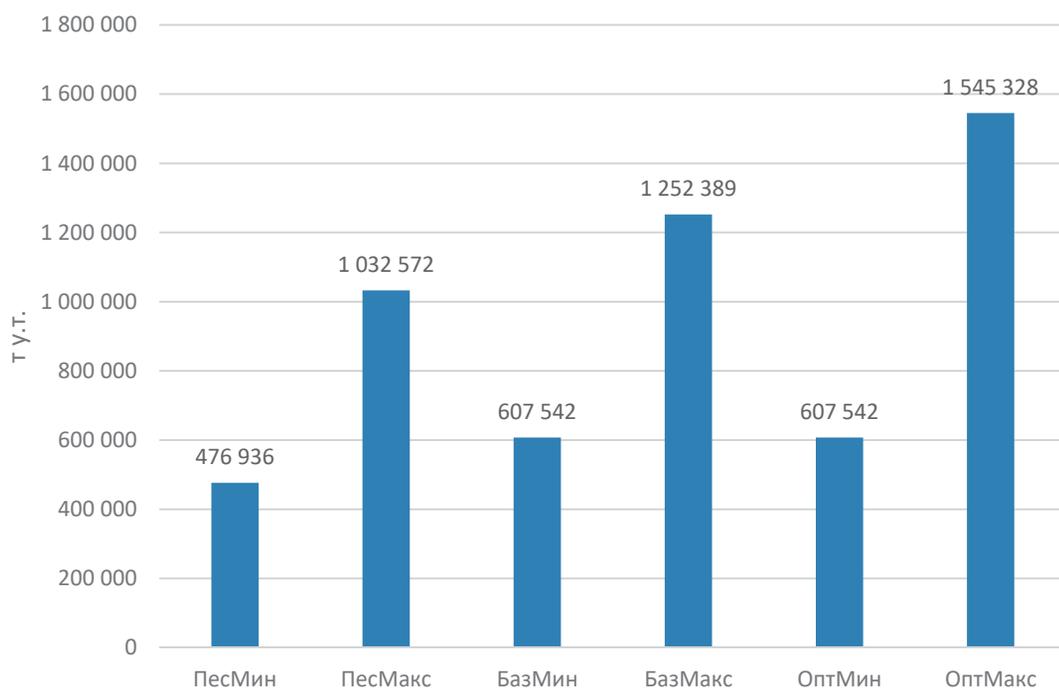


Рис. 142. Замещение углеводородных топлив ВИЭ в 2030 г.

Динамика отношения замещения углеводородных топлив к их потребленным объемам

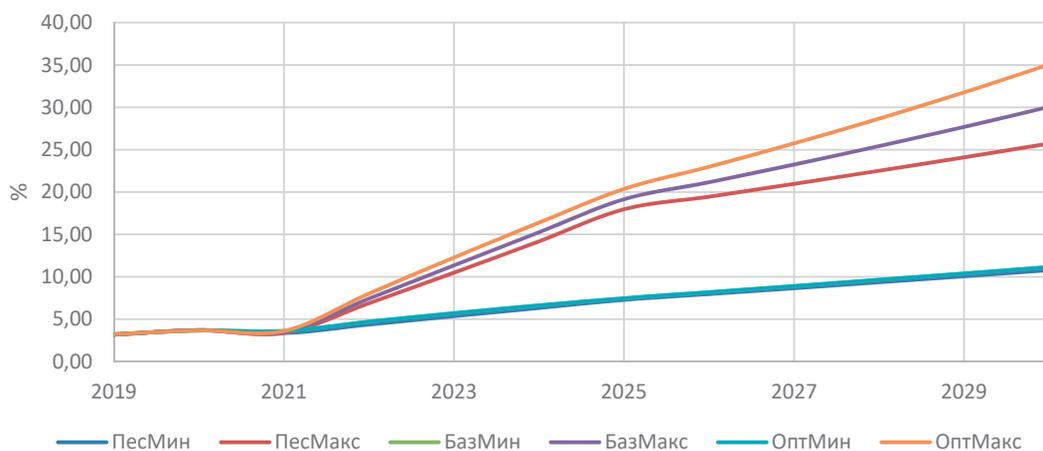


Рис. 143. Динамика отношения замещения углеводородных топлив к их потребленным объемам

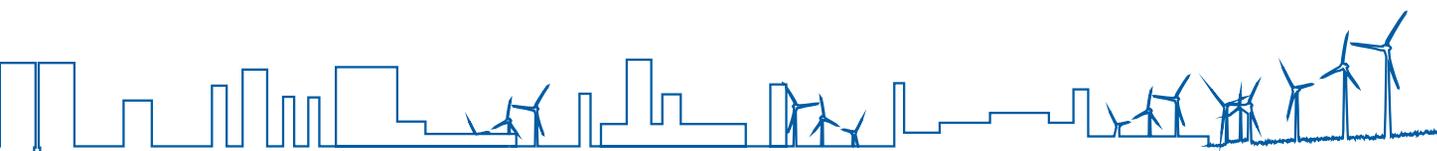


Таблица 28. Динамика замещения углеводородных топлив ВИЭ

Сценарий	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ПесМин	847	811	527	690	853	1 016	1 179	1 279	1 379	1 479	1 579	1 679
ПесМакс	847	811	527	1 066	1 606	2 146	2 686	2 876	3 065	3 255	3 445	3 635
БазМин	864	836	602	821	1 041	1 261	1 480	1 612	1 744	1 875	2 007	2 138
БазМакс	854	822	561	1 199	1 836	2 474	3 111	3 370	3 630	3 889	4 149	4 408
ОптМин	864	836	602	821	1 041	1 261	1 480	1 612	1 744	1 875	2 007	2 138
ОптМакс	864	836	602	1 361	2 121	2 881	3 641	4 001	4 360	4 720	5 080	5 439
ПесМин	240 669	230 401	149 630	195 928	242 226	288 523	334 821	363 244	391 667	420 090	448 513	476 936
ПесМакс	240 669	230 401	149 630	302 987	456 343	609 699	763 056	816 959	870 862	924 765	978 668	1 032 572
БазМин	245 472	237 606	170 903	233 308	295 713	358 117	420 522	457 926	495 330	532 734	570 138	607 542
БазМакс	242 702	233 451	159 378	340 494	521 611	702 727	883 844	957 553	1 031 262	1 104 971	1 178 680	1 252 389
ОптМин	245 472	237 606	170 903	233 308	295 713	358 117	420 522	457 926	495 330	532 734	570 138	607 542
ОптМакс	245 472	237 606	170 903	386 791	602 679	818 567	1 034 454	1 136 629	1 238 804	1 340 979	1 443 153	1 545 328

Таблица 29. Динамика отношения замещения углеводородных топлив к их потребленным объемам, %

Сценарий	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ПесМин	2,7	3,2	2,9	3,8	4,6	5,5	6,3	6,9	7,5	8,1	8,7	9,4
ПесМакс	2,7	3,2	2,9	6,0	9,1	12,3	15,6	16,9	18,2	19,6	21,0	22,4
БазМин	2,8	3,2	3,1	4,1	5,0	5,8	6,5	7,1	7,7	8,4	9,0	9,7
БазМакс	2,8	3,2	3,0	6,4	9,9	13,3	16,7	18,4	20,2	22,1	24,1	26,1
ОптМин	2,8	3,2	3,1	4,1	5,0	5,8	6,5	7,1	7,7	8,4	9,0	9,7
ОптМакс	2,8	3,2	3,1	7,0	10,7	14,2	17,7	20,0	22,4	24,9	27,6	30,5



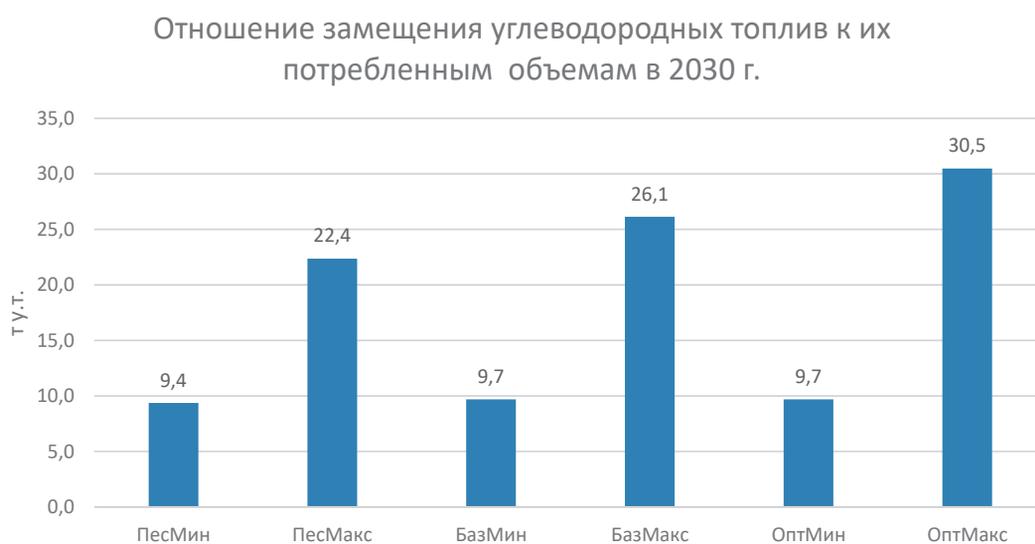


Рис. 144. Отношение замещения углеводородных топлив к их потребленным объемам в 2030 г

20. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМОВ РЕЗЕРВИРУЮЩИХ И БАЛАНСИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ ДЛЯ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ВИЭ ПО РАЗРАБОТАННЫМ ВАРИАНТАМ

20.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Единый диспетчерский резерв мощности рассматривается как совокупность резервов различных назначений и подразделяется лишь по степени маневренности.

Маневренность оборудования характеризуется техническим минимумом нагрузки агрегата, временем пуска агрегата в эксплуатацию из холодного состояния, скоростью набора/сброса нагрузки.

По степени маневренности выделяются холодный, горячий и вращающийся резервы мощности.

Холодным называется резерв, сосредоточенный на ТЭС в виде потушенных парогенераторов и непрогретых турбин. Данный вид резерва требует длительного времени для приведения оборудования в рабочее состояние, т. е. растопки парогенераторов, прогрева турбоагрегатов, набора оборотов ротора турбины до номинальной величины 1500 или 3000 об./мин, набора нагрузки (как правило, для ТЭС скорость набора и сброса нагрузки не должна превышать 3–5 МВт/мин). Холодный резерв имеет самую низкую маневренность, для его реализации требуется от 4 до 8 часов.

Холодный резерв сосредоточен, как правило, на низкоэкономичных агрегатах ТЭС, которые по причине неудовлетворительных технико-экономических показателей не используются в графике нагрузки в данный период.

Горячий резерв размещается на неработающих, но растопленных парогенераторах и разогретых турбоагрегатах, на которых поддерживаются номинальные параметры. Данный вид резерва требует дополнительного расхода топлива на содержание агрегатов в режиме холостого хода, при этом его маневренность значительно выше по сравнению с холодным резервом и измеряется минутами или десятками минут.

Вращающийся резерв — это резерв в виде работающих и частично недогруженных агрегатов, на которых время загрузки до полной мощности измеряется минутами. Это самый маневренный резерв мощности.

С позиции затрат времени на ввод агрегатов в работу выделяется оперативный диспетчерский резерв мощности, размещаемый на агрегатах, находящихся во вращающемся и горячем резерве, в состав которого входят:

- резерв 1-й очереди (мгновенный) — предназначен для мгновенной компенсации небаланса мощности энергосистемы и сосредоточен на агрегатах, находящихся во вращающемся резерве или на ГЭС;
- резерв 2-й очереди — размещается на оборудовании, которое может обеспечить увеличение мощности системы через 1–3 минуты после появления дефицита мощности. Как правило, это горячий резерв мощности, сосредоточенный на ТЭС, резерв мощности на ГЭС, ГТУ или дизельных электростанциях;



– резерв 3-й очереди — сосредоточен на оборудовании, которое может принять нагрузку через 10 минут и более после возникновения дефицита.

Регулирование частоты в энергосистеме — процесс поддержания частоты переменного тока в энергосистеме в допустимых пределах. Частота является одним из важнейших показателей качества электрической энергии и важнейшим параметром режима энергосистемы. Частота в энергосистеме определяется балансом вырабатываемой и потребляемой активной мощности. При нарушении баланса мощности частота изменяется. Если частота в энергосистеме снижается, то необходимо увеличить вырабатываемую на электростанциях активную мощность для восстановления нормального значения частоты.

В соответствии с ГОСТ 32144-2013 частота должна находиться в пределах $50,0 \pm 0,2$ Гц не менее 95 % времени суток, не выходя за предельно допустимые $50,0 \pm 0,4$ Гц.

Утвержденные Электроэнергетическим советом СНГ в 2007 г. «Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков» устанавливают более жесткие нормы и более высокие требования к качеству регулирования частоты и перетоков активной мощности энергосистемами. В частности, должно обеспечиваться удержание текущей частоты в пределах $50 \pm 0,05$ Гц (нормальный уровень) и в пределах $50 \pm 0,2$ Гц (допустимый уровень) с восстановлением нормального уровня частоты и заданных суммарных внешних перетоков мощности областей регулирования за время не более 15 минут для согласования отклонений частоты с планируемыми запасами пропускной способности транзитных сетей ЕЭС в нормальных условиях.

20.2. НОРМАТИВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И МЕТОДИКА РАСЧЕТА

Определение уровня нормативного резерва производится в соответствии с СТБ 09110.20.584-08 для «Инструкция по определению и поддержанию нормативного резерва мощности в ОЭС Беларуси» [47]. Эта инструкция устанавливает порядок расчета величин и размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты, перетоков активной мощности и оказания взаимопомощи энергосистемам других государств в аварийных режимах.

Под небалансом мощности энергосистемы понимается временно возникающее нарушение баланса мощности энергосистемы, вызывающее отклонение частоты от номинального значения и/или суммарного внешнего перетока данной энергосистемы от заданного суммарного внешнего перетока. В данной инструкции определяются нормативы оперативного резерва, который, в свою очередь, делится на аварийный, нагрузочный и резерв взаимопомощи.

Оперативный резерв — величина мощности, предназначенной для компенсации небаланса между генерацией и потреблением мощности, вызванного отказами оборудования, изменением сальдо перетоков, непредвиденным увеличением нагрузки, а также ее случайными колебаниями.

Аварийный резерв предназначен для компенсации потери мощности, вызванной отказами оборудования электростанций или электрических сетей.

Нагрузочный резерв служит для компенсации покрытия непредвиденного увеличения нагрузки, включая ее случайные колебания.

Резерв взаимопомощи создается для оказания помощи энергосистемам других стран в соответствии с действующими документами. Оперативным резервом мощности обеспечивается: первичное регулирование частоты, вторичное и третичное регулирование режима, компенсация небалансов мощности за рассматриваемые сутки (или несколько суток) работы системы.

Под первичным регулированием частоты (первичным регулированием) понимается процесс мобилизации первичной регулирующей мощности электро-



станций и энергосистем при возникновении небаланса мощности, заканчивающийся установлением квазистатического баланса мощности при новом значении частоты. Первичное регулирование частоты разделяется на общее и нормированное. Первичное регулирование осуществляется автоматически на электростанциях под воздействием систем первичного регулирования.

Под общим первичным регулированием частоты понимается первичное регулирование, осуществляемое в меру имеющихся возможностей всеми электростанциями, в зависимости от характеристик регуляторов скорости турбин, заданных техническими правилами, при поддержке системами регулирования производительности котлов и реакторов в соответствии с действующими нормативами и имеет цель сохранить электроснабжение потребителей и функционирование электростанций при аварийном отклонении частоты.

Под нормированным первичным регулированием частоты понимается часть первичного регулирования, осуществляемая выделенными электростанциями (энергоблоками) нормированного первичного регулирования. При этом обеспечено их эффективное использование в соответствии с заданными характеристиками (параметрами) первичного регулирования.

Под вторичным регулированием понимается процесс изменения активной мощности специально выделенных для этой цели электростанций для компенсации возникшего небаланса мощности, ликвидации перегрузки транзитных связей, для восстановления частоты и заданных внешних перетоков, и, как следствие, восстановление резервов первичной регулирующей мощности, потраченной при действии первичного регулирования. Вторичное регулирование осуществляется, как правило, автоматически, а в период отсутствия автоматизированных систем регулирования — оперативно (вручную).

Под третичным регулированием понимается изменение мощности специально выделенных электростанций третичного регулирования в целях восстановления вторичного резерва по мере его исчерпания. Третичное регулирование может осуществляться вручную или автоматически с помощью систем АРЧМ.

Под резервом первичного регулирования (первичным резервом) понимается максимальное значение первичной регулируемой мощности, которое может выдать турбоагрегат, электростанция при понижении (резерв на загрузку) либо повышении (резерв на разгрузку) частоты. Резерв первичного регулирования расходуется при отклонении частоты и вновь восстанавливается при ее возврате к номинальному значению. Таким образом, первичным резервом обеспечивается как общее, так и нормированное первичное регулирование. Далее по тексту первичный резерв рассматривается как резерв, используемый на нормированное первичное регулирование.

Под резервом вторичного регулирования (вторичным резервом) понимается максимально возможное изменение мощности электростанций вторичного регулирования в данной энергосистеме или в зоне регулирования под действием системы АРЧМ и (или) по командам диспетчера на загрузку или разгрузку электростанций. Мобилизация вторичного резерва мощности должна начинаться не позднее чем через 30 секунд (при использовании АРЧМ) и заканчиваться не позднее чем через 15 минут после возникновения небаланса мощности.

Под резервом третичного регулирования (третичным резервом) понимается максимально возможное изменение мощности электростанций третичного регулирования в данной энергосистеме на загрузку или разгрузку. Мобильность третичного резерва должна быть не более 30 минут от момента выдачи команды диспетчером до полного восстановления резерва вторичного регулирования.

Суммарный первичный, вторичный и третичный резерв называется включенный оперативный (горячий) резерв.



Невключенный оперативный (холодный) резерв — мощность, определяемая как разность между рабочей мощностью и включенной мощностью энергосистемы на данный момент времени. Он предназначен для компенсации небалансов мощности системы за рассматриваемые сутки (или несколько суток).

Величина включенного резерва активной мощности определяется тремя составляющими:

$$R_{\text{вк}} = R_1 + R_2 + R_3,$$

где R_1 — резерв первичного регулирования (первичный резерв);

R_2 — резерв вторичного регулирования (вторичный резерв);

R_3 — резерв третичного регулирования (третичный резерв).

Первичный резерв активной мощности предназначен для удержания отклонения частоты в допустимых пределах при возникновении небалансов мощности.

При выборе объема первичного резерва основным фактором является аварийный расчетный небаланс мощности вследствие аварийных отключений энергетического оборудования, линий электропередач, узлов энергопотребления, который может привести к аварийному отклонению частоты, опасному для АЭС, либо к срабатыванию АЧР и/или других устройств противоаварийной автоматики, действующих на отключение потребителей.

При изолированной работе ОЭС Беларуси наибольший расчетный небаланс мощности необходимо принять равным установленной мощности наиболее крупного энергоблока ($P_{\text{нагр}}$). Соответственно, необходимый первичный резерв ОЭС Беларуси в этом случае составит:

$$R_1 = P_{\text{нагр}}$$

В настоящее время $P_{\text{нагр}} = 425$ МВт, следовательно, при изолированной работе ОЭС Беларуси первичный резерв должен быть $R_1 = 425$ МВт. При вводе в работу более мощного энергоблока значение первичного резерва должно возрасти. Так, мощность одного энергоблока АЭС составляет 1200 МВт, и первичный резерв должен составлять 1200 МВт.

В силу того, что Беларусь занимает небольшую территорию, мощность генерации за счет переменных ВИЭ для определения величины первичного резерва целесообразно суммировать и рассматривать как единый блок.

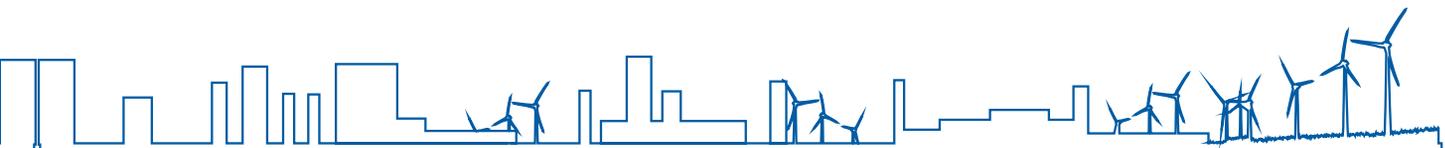
Первичный резерв должен размещаться на выделенных для этой цели электростанциях нормированного первичного регулирования.

Вторичный резерв активной мощности предназначен для:

- поддержания перетоков мощности по межгосударственным и внутренним связям и сечениям в допустимых диапазонах;
- поддержания частоты в допустимых пределах;
- обеспечения возможности восстановления первичного резерва мощности.

Вторичный резерв мощности используется для эффективного вторичного регулирования, ликвидации перегрузок на электросетевом оборудовании и оказания взаимопомощи другим энергосистемам.

В результате действия системы вторичного регулирования суммарные перетоки активной мощности в сечениях ОЭС Беларуси должны поддерживаться в допустимых пределах при номинальной частоте. При этом внутренние нарушения баланса мощности должны устраняться в ОЭС Беларуси за время не более 15 минут.



Величина необходимого вторичного резерва определяется величинами тех возмущений (небалансов мощности), которые должны компенсировать вторичное регулирование. К числу таких возмущений относятся:

- нерегулярные колебания активной мощности, обусловленные случайным характером нагрузки;
- погрешность регулирования баланса мощности в часы переменной части графика нагрузки, обусловленная расхождением во времени прогнозного и фактического графика нагрузки;
- расчетный небаланс мощности.

Величина минимального вторичного резерва активной мощности определяется как:

$$R_2 = \sqrt{aP_M + b^2} - b,$$

где P_M — планируемый максимум нагрузки ОЭС Беларуси в МВт; $a = 10$ МВт и $b = 150$ МВт — эмпирически подобранные коэффициенты, значения которых рекомендованы Правилами УСТЕ и Методикой определения величины и размещения резервов активной мощности в энергообъединении стран СНГ и Балтии.

Величина R_2 должна предусматривать как повышение мощности (резерв на загрузку), так и снижение мощности (резерв на разгрузку) на агрегатах электростанций, на которых размещается вторичный резерв.

Далее R_2 сравнивается с:

1. величиной установленной мощности самого крупного энергоблока в ОЭС Беларуси (R_{agr}).

2. величиной максимального дефицита активной мощности (перегрузки на электросетевом оборудовании) из-за отключения межгосударственной линии электропередачи ($\Delta P_{перmax}$).

Общая величина вторичного резерва определяется как наибольшая по модулю, т. е.:

$$R_2 \geq R_{agr} \text{ и } R_2 \geq \Delta P_{перmax} / K_v,$$

где K_v — коэффициент влияния изменения мощности электростанций, участвующих во вторичном регулировании, на переток по перегруженному сечению.

Коэффициент K_v определяется проведением расчетов режимов или экспериментально по выражению:

$$K_v = \frac{\Delta P_{пер}}{\sum_{i=1}^n \Delta P_{гi}},$$

где $\Delta P_{пер}$ — изменение перетока по перегруженному сечению;

$\Delta P_{гi}$ — изменение генерирующей мощности i -й электростанции, $i = 1, \dots, n$;

n — количество электростанций, участвующих в изменении перетока.

При изолированной работе ОЭС Беларуси в часы переменной части графика нагрузок величина вторичного резерва мощности определяется по формуле:

$$R_2 = 6\sqrt{P_M},$$

при выполнении ограничений $R_2 \geq R_{agr}$ и $R_2 \geq \Delta P_{перmax} / K_v$.

В остальное время суток вторичный резерв допускается иметь вдвое меньше, но не менее мощности наибольшего энергоблока.



Вторичный резерв следует размещать на маневренных тепловых электростанциях, способных по требованию диспетчера изменить мощность (в пределах заданного вторичного резерва) в течение не более 15 минут. При этом величина минимального вторичного резерва поддерживается на недогруженных агрегатах электростанций, остальная часть R_2 может быть задействована на энергоблоках электростанций, допускающих кратковременную их перегрузку в аварийных режимах энергосистемы.

Третичный резерв активной мощности предназначен для поддержания заданных величин вторичных резервов и для восстановления этого резерва в случае его использования в процессе регулирования частоты и перетоков.

Третичный резерв должен быть достаточным для обеспечения эффективного функционирования вторичного регулирования в заданном объеме и при требуемом качестве регулирования частоты и перетоков.

Третичный резерв рекомендуется использовать при уменьшении величины вторичного резерва на загрузку или разгрузку свыше 10 % от объема вторичного резерва. При этом использование третичного резерва должно начинаться с временным упреждением, с тем, чтобы восстановление вторичного резерва началось ранее его исчерпания.

Величина третичного резерва активной мощности определяется как:

$$R_3 = \sqrt{aP_M + b^2} - b - R_{ВП},$$

где $R_{ВП}$ — резерв взаимопомощи других ОЭС, МВт.

В качестве третичного («минутного») резерва для восстановления регулировочных возможностей вторичного регулирования в ОЭС Беларуси может использоваться:

- загрузка (разгрузка) газомазутных агрегатов;
- пуск/останов агрегатов газотурбинных установок;
- загрузка/разгрузка энергоблоков АЭС;
- отключение/включение потребителей – регуляторов.

Третичный резерв или его часть может не находиться в ОЭС Беларуси, а быть в соседней ОЭС (если это оговорено контрактом) и вводиться по просьбе диспетчера ОДУ (пуск резервных гидрогенераторов и газотурбинных установок, перевод в генераторный режим агрегатов гидроаккумулирующих электростанций, изменения согласованного сальдо перетоков и др.).

К оперативному резерву относится не только включенный резерв, имеющийся на вращающихся агрегатах, время мобилизации которого не превосходит нескольких минут, но и невключенный резерв, время ввода которого составляет несколько часов.

Невключенный резерв предназначен для восстановления вторичного и третичного резервов мощности при их исчерпании в аварийных ситуациях ОЭС Беларуси, связанных с аварийным отключением генерирующего оборудования или межсистемных линий электропередач, а также в режимах с непредвиденным и значительным ростом нагрузки.

Величина невключенного резерва активной мощности определяется как:

$$R_{НВ} = P - P_p - P_k - P_M - R_{ВК} + P_{ИМП} - P_{ЭКСП};$$

$$R_{НВ} \geq R_2,$$

где P — располагаемая мощность ОЭС Беларуси;
 P_r — мощность, находящаяся в ремонте;
 P_k — мощность, находящаяся на консервации;
 $R_{вк}$ — включенный резерв мощности;
 $R_{имп}$ — мощность импорта в часы планируемого максимума нагрузки;
 $R_{эксп}$ — мощность экспорта в часы планируемого максимума нагрузки
 (в данной величине не учитывается мощность экспорта от выделенных энергоблоков и электростанций).

Невключенный резерв размещается на отключенных агрегатах ТЭС и АЭС и вводится в работу по указанию диспетчера ОДУ за время от 1–3 до 24 часов и более (включая досрочный вывод агрегатов из ремонта).



20.3. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ И ИХ АНАЛИЗ

Расчеты по определению объемов резервирующих мощностей для генерирующих источников, использующих ВИЭ, выполнены по методике, изложенной в п. 20.2.

При проведении расчетов мощности импорта, экспорта и резерв взаимопомощи других ОЭС принимались равными нулю. Расчет проводился для эксплуатации ОЭС в островном режиме.

Располагаемая мощность СЭС и ВЭС учитывалась на основании прогнозных показателей, определенных ранее [17.2].

Мощность системы, введенная в ремонт, принята в размере 1000 МВт для всех вариантов расчетов.

Расчеты проведены для значений мощности системы, находящейся на консервации от 0 до 2100 МВт с шагом 300 МВт.

Результаты расчетов требуемых резервирующих мощностей для генерирующих источников ВИЭ к 2030 г. представлены в таблица 30, 31.



Таблица 30. Результаты расчетов требуемых резервирующих мощностей для генерирующих источников ВИЭ к 2030 г.

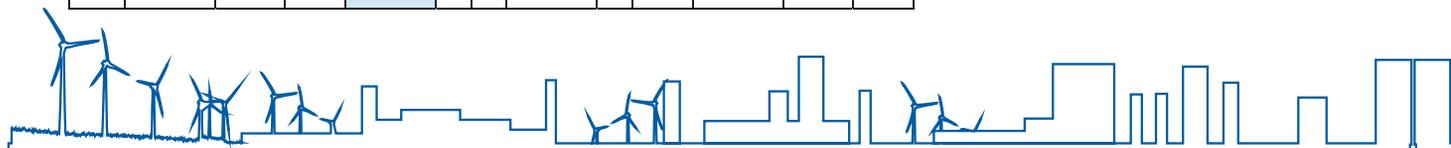
Наименование	Обозначение	Ед.изм.	БазМин	БазМакс	ПесМин	Пес-Макс	ОптМин	ОптМакс	БазОпт	ПесОпт	ОптОпт
Исходные данные:											
Располагаемая мощность системы	P	МВт	12340	12340	12340	12340	12340	12340	12340	12340	12340
Максимум нагрузки системы	P _н	МВт	6866	6866	6458	6458	7371	7371	7371	7371	7371
Мощность системы, выведенная в ремонт	P _р	МВт	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Установленная мощность ВЭУ и СЭС, в т. ч.:	P _{плн}	МВт	950	4500	940	4450	1050	5000	5000	5000	5000
СЭС		МВт	400	2000	400	2000	450	2500	2500	2500	2500
ВЭУ		МВт	550	2500	540	2450	600	2500	2500	2500	2500
Установленная мощность наиболее крупного энергоблока	P _{нагр}	МВт	1200	4500	1200	4450	1200	5000	4000	2500	5500
Коэффициент влияния	K _в		0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
Эмпирически подобранные коэффициенты	a	МВт	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	b	МВт	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Допустимая величина перегрузки блочных электростанций	P _{пер}	МВт	133	133	133	133	133	133	133	133	133

Наименование	Обозначение	Ед.изм.	БазМин	БазМакс	ПесМин	Пес-Макс	ОптМин	ОптМакс	БазОпт	ПесОпт	ОптОпт
Резерв взаимопомощи других ОЭС	$R_{вп}$	МВт	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Мощность импорта	$R_{имп}$	МВт	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Мощность экспорта	$R_{эксп}$	МВт	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Вариантные расчеты:											
Мощность системы, находящаяся на консервации	R_k	МВт	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Первичный резерв	R_1	МВт	1200	4500	1200	4450	1200	5000	4000	2500	5500
Вторичный резерв	R_2	МВт	497	497	482	482	515	515	515	515	515
в том числе на недогруженных агрегатах	$R_{2,нд}$	МВт	364	364	349	349	382	382	382	382	382
Третичный резерв	R_3	МВт	152	152	145	145	160	160	160	160	160
Включенный резерв мощности	$R_{вк}$	МВт	1849	5149	1827	5077	1875	5675	4675	3175	6175
в том числе на недогруженных агрегатах	$R_{вк,нд}$	МВт	1716	5016	1694	4944	1742	5542	4542	3042	6042
Невключенный резерв мощности	$R_{нв}$	МВт	2758	-542	3188	-62	2227	-1573	-573	927	-2073
Соблюдение условия $R_{нв} \geq R_2$			Да	Нет	Да	Нет	Да	Нет	Нет	Да	Нет
Мощность системы, находящаяся на консервации	R_k	МВт	300	300	300	300	300	300	300	300	300



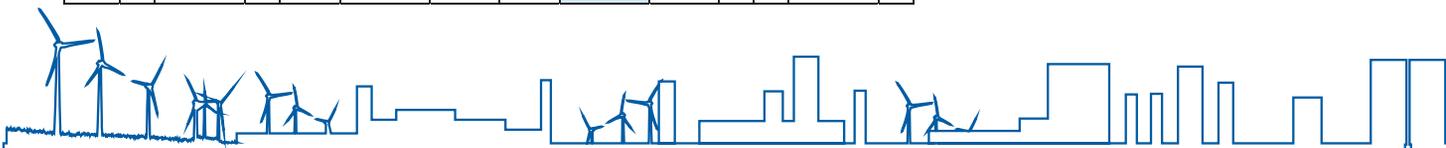
Наименование	Обозначение	Ед.изм.	БазМин	БазМакс	ПесМин	Пес-Макс	ОптМин	ОптМакс	БазОпт	ПесОпт	ОптОпт
Первичный резерв	R_1	МВт	1200	4500	1200	4450	1200	5000	4000	2500	5500
Вторичный резерв	R_2	МВт	497	497	482	482	515	515	515	515	515
в том числе на недогруженных агрегатах	$R_{2,нд}$	МВт	364	364	349	349	382	382	382	382	382
Третичный резерв	R_3	МВт	152	152	145	145	160	160	160	160	160
Включенный резерв мощности	$R_{вк}$	МВт	1849	5149	1827	5077	1875	5675	4675	3175	6175
в том числе на недогруженных агрегатах	$R_{вк,нд}$	МВт	1716	5016	1694	4944	1742	5542	4542	3042	6042
Невключенный резерв мощности	$R_{нв}$	МВт	2458	-842	2888	-362	1927	-1873	-873	627	-2373
Соблюдение условия $R_{нв} \geq R_2$			Да	Нет	Да	Нет	Да	Нет	Нет	Да	Нет
Мощность системы, находящаяся на консервации	P_k	МВт	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Первичный резерв	R_1	МВт	1200	4500	1200	4450	1200	5000	4000	2500	5500
Вторичный резерв	R_2	МВт	497	497	482	482	515	515	515	515	515
в том числе на недогруженных агрегатах	$R_{2,нд}$	МВт	364	364	349	349	382	382	382	382	382
Третичный резерв	R_3	МВт	152	152	145	145	160	160	160	160	160
Включенный резерв мощности	$R_{вк}$	МВт	1849	5149	1827	5077	1875	5675	4675	3175	6175

Наименование	Обозначение	Ед.изм.	БазМин	БазМакс	ПесМин	Пес-Макс	ОптМин	ОптМакс	БазОпт	ПесОпт	ОптОпт
в том числе на недогруженных агрегатах	$R_{вкнд}$	МВт	1716	5016	1694	4944	1742	5542	4542	3042	6042
Невключенный резерв мощности	$R_{нв}$	МВт	2158	-1142	2588	-662	1627	-2173	-1173	327	-2673
Соблюдение условия $R_{нв} \geq R_2$			Да	Нет	Да	Нет	Да	Нет	Нет	Нет	Нет
Мощность системы, находящаяся на консервации	R_k	МВт	900	900	900	900	900	900	900	900	900
Первичный резерв	R_1	МВт	1200	4500	1200	4450	1200	5000	4000	2500	5500
Вторичный резерв	R_2	МВт	497	497	482	482	515	515	515	515	515
в том числе на недогруженных агрегатах	$R_{2,нд}$	МВт	364	364	349	349	382	382	382	382	382
Третичный резерв	R_3	МВт	152	152	145	145	160	160	160	160	160
Включенный резерв мощности	$R_{вк}$	МВт	1849	5149	1827	5077	1875	5675	4675	3175	6175
в том числе на недогруженных агрегатах	$R_{вкнд}$	МВт	1716	5016	1694	4944	1742	5542	4542	3042	6042
Невключенный резерв мощности	$R_{нв}$	МВт	1858	-1442	2288	-962	1327	-2473	-1473	27	-2973
Соблюдение условия $R_{нв} \geq R_2$			Да	Нет	Да	Нет	Да	Нет	Нет	Нет	Нет



Наименование	Обозначение	Ед.изм.	БазМин	БазМакс	ПесМин	Пес-Макс	ОптМин	ОптМакс	БазОпт	ПесОпт	ОптОпт
Мощность системы, находящаяся на консервации	P_k	МВт	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
При изолированной работе ОЭС Беларуси:											
Первичный резерв	R_1	МВт	1200	4500	1200	4450	1200	5000	4000	2500	5500
Вторичный резерв	R_2	МВт	497	497	482	482	515	515	515	515	515
в том числе на недогруженных агрегатах	$R_{2,нд}$	МВт	364	364	349	349	382	382	382	382	382
Третичный резерв	R_3	МВт	152	152	145	145	160	160	160	160	160
Включенный резерв мощности	$R_{вк}$	МВт	1849	5149	1827	5077	1875	5675	4675	3175	6175
в том числе на недогруженных агрегатах	$R_{вк,нд}$	МВт	1716	5016	1694	4944	1742	5542	4542	3042	6042
Невключенный резерв мощности	$R_{нв}$	МВт	1558	-1742	1988	-1262	1027	-2773	-1773	-273	-3273
Соблюдение условия $R_{нв} \geq R_2$			Да	Нет	Да	Нет	Да	Нет	Нет	Нет	Нет
Мощность системы, находящаяся на консервации	P_k	МВт	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
При изолированной работе ОЭС Беларуси:											
Первичный резерв	R_1	МВт	1200	4500	1200	4450	1200	5000	4000	2500	5500

Наименование	Обозначение	Ед.изм.	БазМин	БазМакс	ПесМин	Пес-Макс	ОптМин	ОптМакс	БазОпт	ПесОпт	ОптОпт
Вторичный резерв	R ₂	МВт	497	497	482	482	515	515	515	515	515
в том числе на недотруженных агрегатах	R _{2,нд}	МВт	364	364	349	349	382	382	382	382	382
Третичный резерв	R ₃	МВт	152	152	145	145	160	160	160	160	160
Включенный резерв мощности	R _{вк}	МВт	1849	5149	1827	5077	1875	5675	4675	3175	6175
в том числе на недотруженных агрегатах	R _{вк,нд}	МВт	1716	5016	1694	4944	1742	5542	4542	3042	6042
Невключенный резерв мощности	R _{нв}	МВт	1258	-2042	1688	-1562	727	-3073	-2073	-573	-3573
Соблюдение условия $R_{нв} \geq R_2$			Да	Нет	Да	Нет	Да	Нет	Нет	Нет	Нет
Мощность системы, находящаяся на консервации	P _к	МВт	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800
При изолированной работе ОЭС Беларуси:											
Первичный резерв	R ₁	МВт	1200	4500	1200	4450	1200	5000	4000	2500	5500
Вторичный резерв	R ₂	МВт	497	497	482	482	515	515	515	515	515
в том числе на недотруженных агрегатах	R _{2,нд}	МВт	364	364	349	349	382	382	382	382	382
Третичный резерв	R ₃	МВт	152	152	145	145	160	160	160	160	160



Наименование	Обозначение	Ед.изм.	БазМин	БазМакс	ПесМин	Пес-Макс	ОптМин	ОптМакс	БазОпт	ПесОпт	ОптОпт
Включенный резерв мощности	$R_{вк}$	МВт	1849	5149	1827	5077	1875	5675	4675	3175	6175
в том числе на недогруженных агрегатах	$R_{вк,нд}$	МВт	1716	5016	1694	4944	1742	5542	4542	3042	6042
Невключенный резерв мощности	$R_{нв}$	МВт	958	-2342	1388	-1862	427	-3373	-2373	-873	-3873
Соблюдение условия $R_{нв} \geq R_2$			Да	Нет	Да	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет
Мощность системы, находящаяся на консервации	P_k	МВт	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100
При изолированной работе ОЭС Беларуси:											
Первичный резерв	R_1	МВт	1200	4500	1200	4450	1200	5000	4000	2500	5500
Вторичный резерв	R_2	МВт	497	497	482	482	515	515	515	515	515
в том числе на недогруженных агрегатах	$R_{2,нд}$	МВт	364	364	349	349	382	382	382	382	382
Третичный резерв	R_3	МВт	152	152	145	145	160	160	160	160	160
Включенный резерв мощности	$R_{вк}$	МВт	1849	5149	1827	5077	1875	5675	4675	3175	6175
в том числе на недогруженных агрегатах	$R_{вк,нд}$	МВт	1716	5016	1694	4944	1742	5542	4542	3042	6042
Невключенный резерв мощности	$R_{нв}$	МВт	658	-2642	1088	-2162	127	-3673	-2673	-1173	-4173
Соблюдение условия $R_{нв} \geq R_2$			Да	Нет	Да	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет

Таблица 31. Обеспечение резервирующих мощностей для генерирующих источников ВИЭ к 2030 г.

Мощность системы, находящаяся на консервации, МВт	БазМин	БазМакс	ПесМин	ПесМакс	ОптМин	ОптМакс	БазОпт	ПесОпт	ОптОпт
0	Да	Нет	Да	Нет	Да	Нет	Нет	Да	Нет
300	Да	Нет	Да	Нет	Да	Нет	Нет	Да	Нет
600	Да	Нет	Да	Нет	Да	Нет	Нет	Нет	Нет
900	Да	Нет	Да	Нет	Да	Нет	Нет	Нет	Нет
1200	Да	Нет	Да	Нет	Да	Нет	Нет	Нет	Нет
1500	Да	Нет	Да	Нет	Да	Нет	Нет	Нет	Нет
1800	Да	Нет	Да	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет

Как следует из представленных данных, при сценариях, предусматривающих долю электроэнергии из ВИЭ в размере 15 % в общем балансе ее производства (БазМакс, ПесМакс, ОптМакс), энергосистема не может обеспечить требуемый объем резервирования. Также энергосистема не может обеспечить требуемый уровень резервирования для оптимальных сценариев БазОпт и ОптОпт. Для сценария ПесОпт обеспечение резервирования возможно при мощности, выведенной на консервацию, 300 МВт и менее.

Для сценариев, предусматривающих вовлечение электроэнергии из ВИЭ в общий баланс выработки в размере 5 % — БазМин, ПесМин, ОптМин, — обеспечение резервирующими мощностями выполняется, за исключением сценария ОптМин, для которого обеспечение резервирующими мощностями зависит от объема мощностей, находящихся на консервации. С технической точки зрения энергосистема обеспечивает резервирование для этих сценариев.



21. ПРИВЛЕЧЕНИЕ БЛОК-СТАНЦИЙ ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ ГРАФИКА НАГРУЗКИ И РЕЗЕРВИРОВАНИЯ МОЩНОСТИ ОЭС

Вопрос регулирования графика нагрузки белорусской энергосистемы после ввода в эксплуатацию АЭС является одним из наиболее актуальных для отечественной энергетики.

Как уже было указано ранее, суммарная мощность резервов, необходимых после ввода АЭС (горячего, холодного, ремонтного, технологических ограничений), определяется единичной мощностью энергоблока 1200 МВт и составляет порядка 3300 МВт. Предусматривается обеспечить этот резерв за счет поддержания в работоспособном состоянии и использования частично отработавших свой срок блоков на Лукомльской ГРЭС, а также других мощностей на действующих ТЭС. Также для решения этой задачи предполагается строительство пиково-резервных источников общей мощностью 800 МВт.

В данном разделе рассматривается возможность использовать для регулирования нагрузки энергосистемы и резервирования распределенную газовую генерацию промышленных потребителей (блок-станции).

По состоянию на 01.01.2018 г. в Республике Беларусь функционирует 619,1 МВт установленной мощности газопоршневых и газотурбинных установок, выработка которых в 2018 г. составила 3280 млн. кВт·ч.

КИУМ генерирующих установок определяется следующим образом.

Максимально возможная выработка блок-станций рассчитывается по формуле:

$$V_M = M_{\text{п}} \cdot 8760, \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

где $M_{\text{п}}$ — фактическая установленная мощность блок-станций, МВт·ч.

$$V_M = 619,1 \cdot 8760 = 5423,7 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

КИУМ определяется по выражению:

$$\text{КИУМ} = V_{\text{п}} / V_M \cdot 100, \%$$

где $V_{\text{п}}$ — фактическая выработка электроэнергии, МВт·ч.

$$\text{КИУМ} = 3280 / 5423,7 \cdot 100 = 60,4\%.$$

Таким образом, фактическая загрузка блок-станций составляет немногим более половины от максимально возможной.

Следует отметить, что при этом только 469,1 млн. кВт·ч (14,3 % от общей выработки электрической энергии блок-станциями) направляется (реализуется) в сеть РУП-облэнерго, а остальное потребляется на собственные нужды или передается транзитом собственным филиалам или сторонним потребителям.

Свободная мощность определяется по формуле:

$$M_{\text{с}} = M_{\text{п}} \cdot (1 - \text{КИУМ} / 100), \text{ МВт}.$$

С учетом проведенных выше расчетов:

$$M_c = 619,1 \cdot (1 - 60,4/100) = 245,2 \text{ МВт.}$$

Простаивающая мощность рассчитывается по формуле:

$$M = M_c \cdot (1 - K_{огр}), \text{ МВт,}$$

где $K_{огр}$ — ограничения свободной мощности, принимаются 0,2.

$$M = 245,2 \cdot (1 - 0,2) = 196,1 \text{ МВт.}$$

Таким образом, простаивающая мощность блок-станций составит:

Анализ загрузки установленного оборудования за 2016–2018 гг., приведенный на рис. 143, показывает, что в среднем 201,8 МВт являются простаивающими мощностями.



Рис. 145. Использование установленной мощности блок-станциями, МВт

Таким образом, порядка 200 МВт установленных мощностей блок-станций являются простаивающими и технически доступны для использования в качестве резервных.

Кроме того, необходимо учитывать, что после ввода АЭС владельцам действующих блок-станций необходимо ежедневно разгружать (останавливать) установки на 6 часов ночного минимума (с 24:00 до 06:00) для комфортной эксплуатации АЭС в составе энергосистемы, прохождения ночного минимума и мобильного перехода к утреннему максимуму при наборе нагрузки системой, что указывает на наличие еще большего технически доступного резерва электрогенерирующих мощностей в ночное время.

Владельцы действующих блок-станций предоставляют как горячий, так и холодный резервы при помощи выхода на номинальный режим работы установок по запросу диспетчера РУП «ОДУ».

Экономические и юридические механизмы реализации регулирования графика нагрузки энергосистемы и резервирования блок-станциями в республике в настоящее время отсутствуют.



В зарубежной практике, как правило, реализуется механизм оказания генерирующим источником услуг резервирования и балансирования. Следует отметить, что данные услуги на момент подготовки отчета не предусматривались проектом закона «Об электроэнергетике».

Примером механизма реализации резервирования и регулирования графика нагрузки энергосистемы блок-станциями является проведение среди владельцев блок-станций на ежегодной основе конкурсных торгов (аукционов) на поддержание горячего быстродействующего резерва в размере 200 МВт. В качестве начальной цены может быть установлена величина условно-постоянных затрат на уровне 25 тыс. долл. США в год за 1 МВт установленной мощности, соответствующая затратам, закладываемым в строительство пиково-резервных источников ГПО «Белэнерго».

С учетом уже созданной инфраструктуры на блок-станциях, действующего персонала, наличия резервного топлива и частично выплаченной амортизации по оборудованию данный механизм будет выгоден на народно-хозяйственном уровне и востребован производителями, и со стороны ГПО «Белэнерго» не нужны значительные капитальные вложения, которые оцениваются в размере 160 млн долл. США.

Таким образом, экономически целесообразный потенциал вовлечения блок-станций в регулирование нагрузки энергосистемы и резервирование также оценивается в размере 200 МВт.

Следует учитывать, что технически доступный потенциал, т. е. то количество блок-станций, владельцы которых будут согласны принять участие в резервировании, пока невозможно оценить достоверно. Необходимо заключить договоры, в которых будут четко указаны права и обязанности генерирующих источников, участвующих в резервировании.

22. УРОВЕНЬ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ

В рамках реализации Парижского соглашения по климату Республика Беларусь приняла на себя обязательство обеспечить к 2030 г. сокращение выбросов парниковых газов не менее чем на 28 % от уровня выбросов 1990 г. без учета выбросов и стоков парниковых газов в секторе ЗИЗЛХ и без каких-либо дополнительных условий (обязательство не предполагает использование механизмов международного углеродного рынка и привлечение иностранных финансовых ресурсов для внедрения наилучших доступных технологий).

При выполнении работы необходимо учесть уровень выбросов парниковых газов не более 74 млн. тонн в эквиваленте CO₂ (в т. ч. в секторе преобразования в электрическую и тепловую энергию — 30 млн. тонн в эквиваленте CO₂).

Сведения о прогнозируемом уровне выбросов парниковых газов по всем рассматриваемым сценариям представлены в таблице 32 и на рис. 146, 147.



Рис. 146. Динамика выбросов парниковых газов в электроэнергетике по рассматриваемым сценариям, млн. т в эквиваленте CO₂

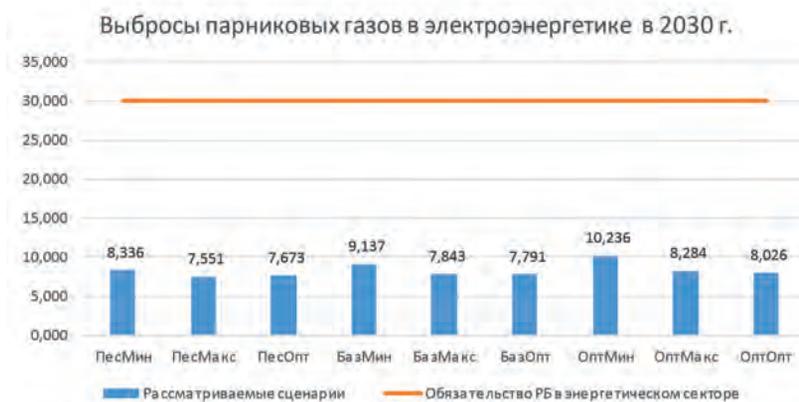


Рис. 147. Прогнозируемые выбросы парниковых газов в электроэнергетике по рассматриваемым сценариям в 2030 г., млн. т в эквиваленте CO₂

Как следует из представленных данных, при всех рассмотренных сценариях развития Белорусской энергосистемы уровень выбросов парниковых газов значительно ниже предельного уровня.



Таблица 3.2. Прогнозируемый уровень выбросов парниковых газов, млн. т в эквиваленте CO₂

Сценарий	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ПесМин	15,588	11,550	8,305	8,315	8,325	8,336	8,346	8,344	8,342	8,340	8,338	8,336
ПесМакс	15,588	11,550	8,305	8,171	8,037	7,903	7,770	7,726	7,682	7,639	7,595	7,551
ПесОпт	15,588	11,550	8,305	8,243	8,181	8,120	8,058	7,981	7,904	7,827	7,750	7,673
БазМин	15,588	11,779	8,531	8,604	8,676	8,749	8,822	8,885	8,948	9,011	9,074	9,137
БазМакс	15,588	11,779	8,531	8,435	8,340	8,244	8,149	8,088	8,026	7,965	7,904	7,843
БазОпт	15,588	11,779	8,531	8,456	8,382	8,307	8,232	8,144	8,056	7,967	7,879	7,791
ОптМин	15,588	12,066	8,824	8,971	9,118	9,264	9,411	9,576	9,741	9,906	10,071	10,236
ОптМакс	15,588	12,066	8,824	8,778	8,732	8,685	8,639	8,568	8,497	8,426	8,355	8,284
ОптОпт	15,588	12,066	8,824	8,743	8,662	8,581	8,500	8,405	8,310	8,216	8,121	8,026



23. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО СЦЕНАРИЯ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ БЕЛАРУСИ НА ОСНОВЕ РАЗРАБОТАННЫХ СЦЕНАРИЕВ

При определении оптимального сценария развития энергосистемы необходимо определиться с целевой функцией оптимизации.

Из определения оптимальной энергосистемы — это такая структура установленной мощности, при которой энергосистема может обеспечивать заданный уровень надежности энергоснабжения при минимальной себестоимости генерации электроэнергии.

При рассмотрении каждого сценария рассчитывался необходимый резерв мощностей, и обеспечение надежности энергоснабжения учитывалось при разработке прогнозной структуры генерации. Таким образом, основным параметром, по которому определяется оптимальность развития энергосистемы, является минимизация себестоимости производства электрической энергии.

Из сравнения себестоимости генерации электроэнергии видно, что для пессимистического и базового сценария себестоимость генерации при активном развитии ВИЭ выше, чем при минимальном развитии. Для оптимистического сценария максимальный сценарий ввода ВИЭ показал более низкую себестоимость генерации электроэнергии вследствие того, что диапазон работы ВИЭ увеличивается за счет роста потребления электроэнергии. При этом рост спроса увеличивает использование менее экономичных блоков на газе, конкуренцию с которыми выигрывает ВИЭ в связке с АКБ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе постановки задачи данной работы был выполнен анализ состояния ТЭК и энергосистемы Беларуси, рассмотрены основные тенденции развития энергосистемы, особенности работы ВИЭ в энергосистеме, графики нагрузки и их заполнение.

Доминирующее положение в структуре генерирующих мощностей занимают тепловые электростанции. Их доля в структуре установленной мощности в 2010 г. составляла 99,8 %, однако на протяжении последних лет она незначительно снижалась до 98,2 % в 2017 г. В первую очередь это произошло за счет ввода в эксплуатацию мощностей ГЭС. Кроме того, заметным стал рост мощностей солнечной энергетики, особенно в 2017 г. В ближайшем будущем ожидается снижение темпа наращивания мощностей ВИЭ из-за введенных квот.

Выработка электрической энергии в белорусской энергосистеме составила в 2017 г. 34,7 млрд. кВт·ч., при этом КИУМ был на уровне 39,2 %.

В последние годы опережающими темпами растет выработка электрической энергии на так называемых установках автономных производителей, к которым относятся собственные электрогенераторы, ТЭЦ необщего пользования, мини-ТЭЦ и другие установки для комбинированного производства тепловой и электрической энергии организаций, производящих электрическую энергию для собственных нужд. Их влияние на структуру генерации существенно и в ближайшее время будет только усиливаться. Причиной роста независимой генерации явилось стремление организаций снизить себестоимость продукции за счет снижения стоимости электроэнергии при выработке ее на собственных энергоисточниках.

При сохранении спроса на относительно постоянном уровне генерация ТЭЦ также меняется слабо, за исключением 2014 г., когда ТЭЦ нарастили выработку на фоне сокращения импорта электроэнергии.

Глобальным изменением в энергосистеме будет ввод в эксплуатацию АЭС. Это означает повышение единичной мощности блока, установленного на ТЭЦ-5, с 450 МВт до 1170 МВт. Установленная мощность каждого блока АЭС превышает 10 % общей установленной мощности энергосистемы. Особенностью ядерных энергоблоков являются их крайне низкие маневренные возможности. Атомные реакторы плохо управляются в режимах постоянного изменения мощности, и при этом повышается вероятность нарушения герметичности ТВЭЛов и других конструктивных элементов реактора. Как с точки зрения экономики, так и с точки зрения безопасности АЭС должна работать на номинальной мощности на протяжении всего года, за исключением периода планово-предупредительного ремонта и перегрузки топлива.

Особенности работы солнечных и ветряных станций заключаются в том, что они не используют топлива, а значит у них нет ограничений на долю в структуре энергосистемы. Но при этом выработка электроэнергии на данных видах установок не может управляться диспетчером. Данный аспект является существенным ограничением при работе ВИЭ в энергосистеме, так как фактически любая установленная мощность ВИЭ в энергосистеме должна иметь резерв в виде генерирующих мощностей энергоблоков на традиционных видах топлива.

При анализе графиков нагрузки энергосистемы и их заполнения показано, что малые ТЭЦ и блок-станции всегда расположены в базовой части. Затем нагрузку получают ТЭЦ по тепловому графику, а поддержание баланса мощности обеспечивается за счет КЭС. При этом уже сегодня в ночной период приходится разгружать ТЭЦ ниже теплового графика, а значит, эффективность производства в этот период на ТЭЦ ниже, чем на КЭС. В межотопительный период доля ТЭЦ сокращается пропорционально снижению спроса на тепловую энергию. Основную нагрузку в этот период несут КЭС, а при необходимости дефицит энергии компенсируется импортом.



Основным отличием электрической энергии от других видов продукции является то, что произведенная электрическая энергия не может быть отправлена на склад в ожидании спроса на нее. Вследствие этого процесс планирования в электроэнергетике может быть сведен к решению следующих задач:

- выбор мощности для гарантии требуемого уровня надежности обеспечения электрической энергией;
- определение оптимального времени ввода выбранного оборудования в эксплуатацию;
- выбор лучшей комбинации среди различных доступных в настоящее время и в будущем технологий и видов топлива.

Поскольку разработка оптимальной стратегии развития электрогенерирующей системы охватывает длительный временной интервал, необходимо учитывать определенные системные эффекты. Как выше было отмечено, доля ТЭЦ в белорусской энергосистеме значительна. При этом низкие маневренные возможности основных КЭС не позволяют останавливать их ежедневно. Останавливать блоки Лукомльской и Березовской ГРЭС каждую ночь невозможно по причине быстрого износа блоков.

В процессе выполнения работы на базе анализа особенностей математической модели прогнозирования в энергетике определены требования к программному обеспечению — модели энергосистемы с большой долей ВИЭ. На основе критериального сравнения моделей MESSAGE, WASP и LEAP показано, что наиболее подходящей моделью для данного исследования является LEAP.

Определены специфические особенности моделирования энергосистемы с большой долей ВИЭ, разработан перечень исходных данных для моделирования.

Сформированы индикативные показатели трех основных сценариев развития баланса энергосистемы Беларуси к 2030 г., разработаны варианты моделирования сценариев, которые представлены в табл. 33.

Таблица 33. Варианты моделирования сценариев

№ расчета	Сценарий	Производство электроэнергии, млрд. кВт·ч	Производство теплоэнергии, млн. Гкал	Отношение объема производства (добычи) первичной энергии из ВИЭ к валовому потреблению ТЭР, %	Производство электрической энергии из ВИЭ, млрд. кВт·ч
1	Оптимистический (по индикаторам НСУР-2030)	45,2	63,2	8	2,3
2					6,8
3				14	2,3
4					6,8
5	Базовый (по индикаторам Концепции энергетической безопасности)	42,1	59,8	8	2,1
6					6,3
7				14	2,1
8					6,3
9	Пессимистический	39,6	58,4	8	2,0
10					5,9
11				14	2,0
12					5,9

Модели разрабатывались по трем сценариям — базовому, оптимистическому и пессимистическому; каждый сценарий включал два подсценария, в которых доля ВИЭ составляла 5 и 15 % в общем объеме производства электроэнергии (см. табл. 35).

Согласно базовому сценарию, объем потребления электроэнергии в 2030 г. увеличится до 42,1 млрд. кВт·ч с 37,1 млрд. кВт·ч без учета возможного роста потребления на электродкотлы, а потребление тепловой энергии сократится с 60,7 млн. Гкал до уровня 59,8 млн. Гкал, при этом некоторая часть данной тепловой энергии может производиться на электродкотлах. Этот сценарий включает два подсценария — базовый (мин ВИЭ) с общим объемом производства электроэнергии на ВИЭ в объеме 2,1 млрд. кВт·ч и базовый (макс ВИЭ) в объеме 6,3 млрд. кВт·ч.

Согласно оптимистическому сценарию объем потребления электроэнергии в 2030 г. увеличится до 45,2 млрд. кВт·ч с 37,1 млрд. кВт·ч без учета возможного роста потребления на электродкотлы. Потребление тепловой энергии также увеличится с 60,7 млн. Гкал до уровня 63,2 млн. Гкал, при этом некоторая часть данной тепловой энергии может производиться на электродкотлах. Этот сценарий включает следующие два подсценария: оптимистический (мин ВИЭ) с общим объемом производства электроэнергии на ВИЭ в объеме 2,3 млрд. кВт·ч и оптимистический (макс ВИЭ) в объеме 6,8 млрд. кВт·ч.

Согласно пессимистическому сценарию объем потребления электроэнергии в 2030 г. увеличится до 39,6 млрд. кВт·ч с 37,1 млрд. кВт·ч без учета возможного роста потребления на электродкотлы. Потребление тепловой энергии сократится с 60,7 млн. Гкал до уровня 58,4 млн. Гкал, при этом некоторая часть данной тепловой энергии может производиться на электродкотлах. Этот сценарий включает следующие два подсценария: пессимистический (мин ВИЭ) с общим объемом производства электроэнергии на ВИЭ в объеме 2,0 млрд. кВт·ч и пессимистический (макс ВИЭ) в объеме 5,9 млрд. кВт·ч.

Порядок загрузки блоков при моделировании определен следующим образом.

Первым блоком для загрузки определены блоки АЭС. Так как поддержание постоянной мощности на АЭС является требованием безопасности эксплуатации, то она располагается в самом низу графика нагрузки.

Следом загружаются блоки ТЭЦ. Их порядок загрузки не важен, так как они будут гарантированно иметь спрос либо со стороны потребителей в рамках графика нагрузки, либо со стороны электродкотлов, мощности которых распределяются между ТЭЦ пропорционально ожидаемому сокращению нагрузки на них.

Далее загружаются ГЭС, так как гидроэлектростанции имеют ограничения не только по увеличению мощности при наличии спроса, но также и по снижению мощности.

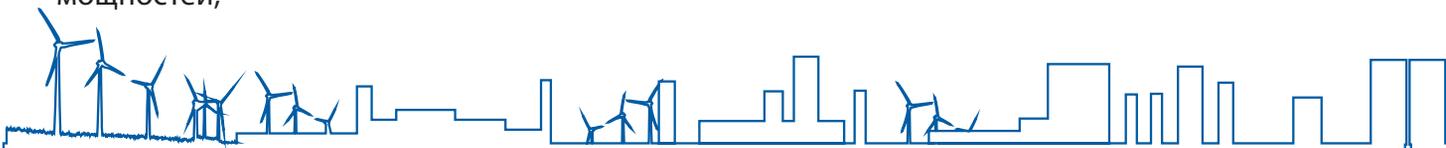
Следом загружаются блоки, не связанные требованиями надежности или теплового графика. Определение порядка нагрузки для каждого блока происходит по переменным затратам на работу энергоблоков.

Так как ВИЭ (солнечные и ветряные станции) не имеют топливной составляющей в переменных затратах, то они загружаются сразу после ГЭС.

Решение проблемы прохода периодов перепроизводства электроэнергии решено с помощью электродкотлов. При перепроизводстве электрической энергии частично она будет потребляться электродкотлами для производства тепловой энергии, что приведет к сокращению выработки тепловой, а следовательно, и электрической энергии на ТЭЦ.

Для разработанных сценариев определены:

– уровень максимально возможного и экономически целесообразного вовлечения в энергетический баланс возобновляемых источников энергии, в том числе ветроэнергетики, с учетом сбалансированного развития генерирующих мощностей;



- объемы ежегодного замещения углеводородного топлива из топливного баланса энергосистемы за счет вовлечения возобновляемых источников энергии;

- объемы резервирующих и балансирующих мощностей для функционирования генерирующих источников ВИЭ по разработанным вариантам;

- уровень выбросов парниковых газов.

Для каждого из заданных прогнозов потребления тепловой и электрической энергии был разработан оптимальный вариант развития энергосистемы. Оптимизация проводилась по минимизации общей себестоимости генерации электроэнергии.

Для базового сценария минимальная себестоимость генерации составляет 44,40 долл./МВт·ч при установленной мощности в 2000 МВт ВЭУ и 2000 МВт СЭС (при вводе 1500 МВт себестоимость находится на таком же уровне).

Для оптимистического сценария минимальная себестоимость производства электроэнергии составляет 45,0 долл./МВт·ч при строительстве к 2030 г. 3000 МВт солнечных станций и 2500 МВт ВЭУ.

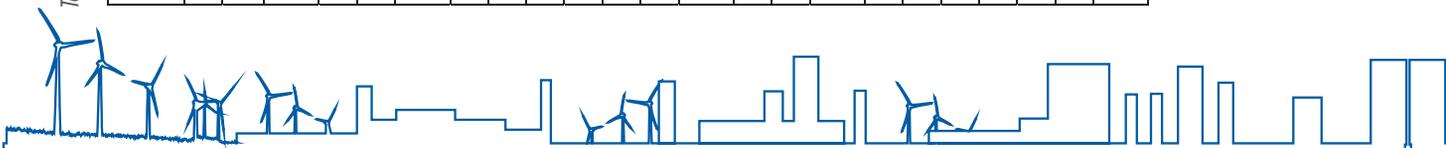
Для пессимистического сценария наименьшая себестоимость генерации составляет 44,1 долл./МВт·ч при строительстве 1500 МВт ВЭУ и 1000 МВт СЭС к 2030 г.

Балансы мощности энергосистемы по оптимальным сценариям представлены в таблице 34, топливные балансы — в таблице 35.



Таблица 34. Прогнозный баланс установленной мощности энергосистемы

Наименование показателя	Значения показателя по годам												
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Базовый сценарий													
Атомная электрическая станция	0	1 200	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400
Тепловые электрические станции, в т. ч.:	9 241	10 006	10 000	9 985	9 970	9 955	9 940	9 940	9 940	9 940	9 940	9 940	9 940
– КЭС	4 134	4 934	4 934	4 934	4 934	4 934	4 934	4 934	4 934	4 934	4 934	4 934	4 934
– ТЭЦ	5 106	5 071	5 065	5 050	5 035	5 020	5 005	5 005	5 005	5 005	5 005	5 005	5 005
Возобновляемые источники энергии, в т. ч.:	397	397	397	878	1 359	1 840	2 321	2 705	3 090	3 475	3 859	4 244	4 244
– ветроэнергетические установки	108	108	108	344	581	817	1 054	1 243	1 432	1 622	1 811	2 000	2 000
– солнечные электрические станции	153	153	153	384	615	846	1 077	1 261	1 446	1 631	1 815	2 000	2 000
Сжигание мусора	0	0	0	46	92	92	92	92	92	92	92	92	92
Всего:	9 638	11 603	12 797	13 309	13 821	14 287	14 753	15 137	15 522	15 907	16 291	16 676	16 676
Оптимистический сценарий													
Атомная электрическая станция	0	1 200	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400
Тепловые электрические станции, в т. ч.:	9 241	10 006	10 000	9 985	9 970	9 955	9 940	9 940	9 940	9 940	9 940	9 940	9 940
– КЭС	4 134	4 934	4 934	4 934	4 934	4 934	4 934	4 934	4 934	4 934	4 934	4 934	4 934
– ТЭЦ	5 106	5 071	5 065	5 050	5 035	5 020	5 005	5 005	5 005	5 005	5 005	5 005	5 005
Возобновляемые источники энергии, в т. ч.:	397	397	397	1 066	1 734	2 402	3 071	3 605	4 140	4 675	5 209	5 744	5 744
– ветроэнергетические установки	108	108	108	407	706	1 005	1 304	1 543	1 782	2 022	2 261	2 500	2 500
– солнечные электрические станции	153	153	153	509	865	1 221	1 577	1 861	2 146	2 431	2 715	3 000	3 000
Сжигание мусора	0	0	0	46	92	92	92	92	92	92	92	92	92
Всего:	9 638	11 603	12 797	13 497	14 196	14 849	15 503	16 037	16 572	17 107	17 641	18 176	18 176
Пессимистический сценарий													
Атомная электрическая станция	0	1 200	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400
Тепловые электрические станции, в т. ч.:	9 241	10 006	10 000	9 985	9 970	9 955	9 940	9 940	9 940	9 940	9 940	9 940	9 940

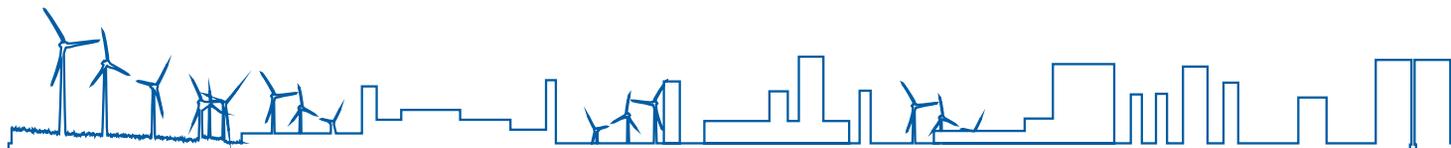


Наименование показателя	Значения показателя по годам											
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
— КЭС	4 134	4 934	4 934	4 934	4 934	4 934	4 934	4 934	4 934	4 934	4 934	4 934
— ТЭЦ	5 106	5 071	5 065	5 050	5 035	5 020	5 005	5 005	5 005	5 005	5 005	5 005
Возобновляемые источники энергии, в т. ч.:	397	397	397	691	984	1 277	1 571	1 805	2 040	2 275	2 509	2 744
— ветроэнергетические установки	108	108	108	282	456	630	804	943	1 082	1 222	1 361	1 500
— солнечные электрические станции	153	153	153	259	365	471	577	661	746	831	915	1 000
Сжигание мусора	0	0	0	46	92	92	92	92	92	92	92	92
Всего:	9 638	11 603	12 797	13 122	13 446	13 724	14 003	14 237	14 472	14 707	14 941	15 176

Таблица 35. Прогнозный баланс производства электрической энергии (млн. кВт·ч)

Наименование показателя	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Базовый сценарий												
Производство электрической энергии — всего	37 334	38 465	40 243	40 533	40 824	41 116	41 406	41 729	42 052	42 374	42 697	43 020
в том числе:												
— атомная электростанция	0	9 649	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297
— тепловые электростанции (КЭС)	18 280	10 004	3 401	2 934	2 467	2 281	2 094	1 861	1 628	1 394	1 161	928
— тепловые электростанции (ТЭЦ)	17 889	17 532	16 688	16 696	16 704	16 713	16 721	16 758	16 795	16 832	16 869	16 906
— возобновляемые источники энергии:	1 165	1 280	857	1 313	1 769	2 225	2 681	3 008	3 336	3 663	3 990	4 318
в том числе:												
— ветроэлектростанции	328	373	238	480	722	964	1 206	1 351	1 496	1 640	1 785	1 930
— солнечные электростанции	249	285	213	396	579	762	945	1 103	1 261	1 419	1 577	1 735
— биогаз	220	259	163	177	191	206	220	230	240	250	260	269
— гидроэлектростанции	321	309	210	224	238	252	265	278	290	303	315	328
— биотопливо	47	53	34	36	39	42	45	47	49	51	53	55
Чистый импорт электрической энергии	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Наименование показателя	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
АКБ	0	0	0	13	27	40	53	245	436	628	820	1 011
Мусор	0	0	0	280	560	560	560	560	560	560	560	560
Потребление электрической энергии	37 334	38 465	40 243	40 533	40 824	41 116	41 406	41 729	42 052	42 374	42 697	43 020
Пессимистический сценарий												
Производство электрической энергии — всего	37 324	37 930	39 662	39 793	39 924	40 054	40 185	40 336	40 487	40 638	40 790	40 941
в том числе:												
— атомная электростанция	0	9 649	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297
— тепловые электростанции (КЭС)	18 280	9 506	2 985	2 566	2 146	2 007	1 868	1 672	1 476	1 281	1 085	889
— тепловые электростанции (ТЭЦ)	17 889	17 511	16 578	16 567	16 556	16 545	16 534	16 558	16 582	16 607	16 631	16 655
— возобновляемые источники энергии:	1154	1264	802	1074	1347	1619	1892	2078	2265	2451	2638	2824
в том числе:												
— ветроэлектростанции	325	369	221	391	561	731	900	1005	1109	1214	1318	1423
— солнечные электростанции	248	282	202	275	349	423	497	559	622	685	748	811
— биогаз	218	256	151	166	182	197	213	222	231	239	248	257
— гидроэлектростанции	318	304	197	208	218	228	238	247	256	264	273	282
— биотопливо	46	53	31	34	37	40	43	45	47	49	50	52
Чистый импорт электрической энергии	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
АКБ	0	0	0	9	17	26	35	171	307	443	579	715
Мусор	0	0	0	280	560	560	560	560	560	560	560	560
Потребление электрической энергии	37 324	37 930	39 662	39 793	39 924	40 054	40 185	40 336	40 487	40 638	40 790	40 941
Оптимистический сценарий												
Производство электрической энергии — всего	37 348	39 135	40 988	41 493	41 997	42 502	43 007	43 559	44 111	44 662	45 214	45 766
в том числе:												
— атомная электростанция	0	9 649	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297	19 297
— тепловые электростанции (КЭС)	18 280	10 631	3 957	3 462	2 967	2 752	2 537	2 282	2 027	1 772	1 517	1 262



Наименование показателя	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
– тепловые электростанции (ТЭЦ)	17 889	17 554	16 811	16 834	16 858	16 881	16 905	16 948	16 992	17 035	17 078	17 122
– возобновляемые источники энергии:	1 179	1 301	923	1 597	2 271	2 946	3 620	4 123	4 625	5 127	5 630	6 132
в том числе:												
– ветроэлектростанции	332	380	257	588	919	1 250	1 580	1 787	1 993	2 200	2 406	2 613
– солнечные электростанции	252	288	228	535	843	1 151	1 458	1 725	1 992	2 259	2 526	2 793
– биогаз	223	264	176	192	207	222	238	250	263	276	289	302
– гидроэлектростанции	325	315	225	242	260	278	296	309	323	337	350	364
– биотопливо	47	54	36	39	42	45	48	51	53	56	58	61
Чистый импорт электрической энергии	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
АКБ	0	0	0	22	44	66	88	349	610	871	1 132	1 393
Мусор	0	0	0	280	560	560	560	560	560	560	560	560
Потребление электрической энергии	37 348	39 135	40 988	41 493	41 997	42 502	43 007	43 559	44 111	44 662	45 214	45 766

Во всех сценариях активного развития ВИЭ основным видом энергии должна стать энергия ветра. Она имеет более низкую себестоимость, но данный параметр не является единственным определяющим. Так как ВЭУ имеют более равномерный и предсказуемый график выработки в силу инерционности движения воздушных масс, то это облегчает задачу резервирования для обеспечения надежности работы.

АЭС работает в стационарном режиме постоянно и не участвует в регулировании графика нагрузки в силу отсутствия технической возможности регулирования мощности. Наиболее экономичным режимом использования углеводородного топлива является теплофикационная выработка. Переводить ТЭЦ в режим котельной стратегически, тактически и экономически крайне нецелесообразно. Следовательно, вся электроэнергия, вырабатываемая на теплофикационном цикле, также является базовой линией графика нагрузки и не подлежит сокращению. Таким образом, возможность вовлечения в энергетический баланс электроэнергии, выработанной из ВИЭ, технологически ограничивается возможностью замещения конденсационной выработки электроэнергии.

Доля выработки АЭС и ТЭЦ в общем балансе составляет 79,6–87,8% в зависимости от сценария. Таким образом, выработка электроэнергии из ВИЭ составляет 26,7–85,8% из технологически доступного потенциала, что составляет от 1 679 тыс. МВт·ч до 6 000 тыс. МВт·ч.

Для всех рассматриваемых сценариев определена возможность обеспечения энергосистемой нормативного резерва мощности.

В результате проведения расчетов выявлено, что для сценариев, предусматривающих долю электроэнергии из ВИЭ в размере 15% в общем балансе ее производства (БазМакс, ПесМакс, ОптМакс), энергосистема не может обеспечить требуемый объем резервирования. Также энергосистема не может обеспечить требуемый уровень резервирования для оптимальных сценариев при базовом и оптимистическом электропотреблении БазОпт и ОптОпт. Для сценария пессимистического уровня электропотребления ПесОпт обеспечение резервирования возможно при мощности, выведенной на консервацию, 300 МВт и менее.

Для сценариев, предусматривающих вовлечение электроэнергии из ВИЭ в общий баланс выработки в размере 5% (БазМин, ПесМин, ОптМин), резервирующие мощности обеспечиваются, за исключением сценария оптимистического энергопотребления ОптМин, для которого обеспечение резервирующими мощностями возможно при нахождении на консервации не более 1500 МВт генерирующих мощностей ОЭС.

Кроме того, в ходе работы также было выполнено следующее:

- определен максимально возможный уровень развития сложно регулируемых генерирующих источников, таких как ветроэнергетические установки и солнечные электростанции;

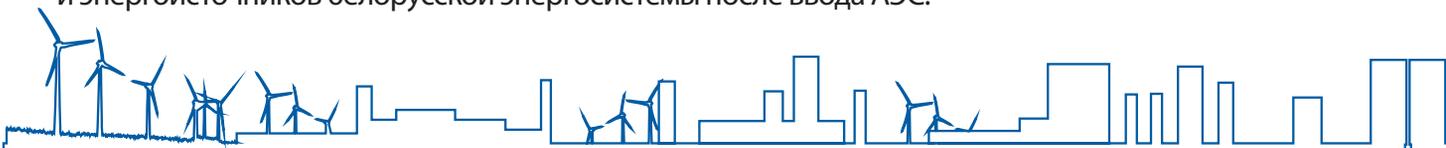
- рассмотрены возможности применения существующих и перспективных систем хранения электрической энергии для балансирования генерирующих источников ВИЭ в условиях эксплуатации энергосистемы Беларуси;

- проведен анализ мероприятий по функционированию энергосистемы после ввода в эксплуатацию атомной станции, реализуемых в рамках Комплексного плана развития электроэнергетической сферы до 2025 г. с учетом ввода Белорусской атомной электростанции;

- определен объем физически и морально устаревшего энергетического оборудования, которое должно быть выведено из эксплуатации, и целесообразность его замены на установки ВИЭ в условиях функционирования АЭС;

- рассчитан потенциал блок-станций для регулирования графика нагрузки.

Таким образом, результаты работы могут быть применены при планировании развития использования возобновляемых источников энергии после проведения дополнительных исследований в части учета режимных факторов работы оборудования и энергоисточников белорусской энергосистемы после ввода АЭС.



СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Республиканское унитарное предприятие электроэнергетики «ОДУ» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.odu.by>. Дата доступа: 17.10.2018.
2. Энергетический баланс: статистический сборник / Белорусский национальный статистический комитет / 2018 г.
3. Архив погоды [Электронный ресурс]. Режим доступа: www.rp5.by. Дата доступа: 17.10.2018.
4. Анализ применения законов распределения для выравнивания скоростей ветра [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://cyberleninka.ru>. Дата доступа: 17.10.2018.
5. Архив погоды [Электронный ресурс]. Режим доступа: www.rp5.by. Дата доступа: 17.10.2018.
6. Sinovel [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.sinovel.com>. Дата доступа: 17.10.2018.
7. GE Renewable Energy [Электронный ресурс] Режим доступа: www.ge.com. Дата доступа: 17.10.2018.
8. О возможностях использования альтернативных источников энергии / [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://cyberleninka.ru>. Дата доступа: 17.10.2018.
9. Ветрогенератор 1500 кВт [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://aes.by/catalog>. Дата доступа: 17.10.2018.
10. Johansson, E. The Potentials of Renewable Energy1 / E. Johansson, B. Thomas. Bonn: International Conference for Renewable Energies, 2004.
11. Quantifying a realistic, worldwide wind and solar electricity supply. Global Environmental Change / Yvonne Y. Deng, Martin Haigh, Willemijn Pouwels, Lou Ramaekers, Ruut Brandsma, Sven Schimschar, Jan Grozinger. March 2015. Vol 31, p. 239-252.
12. Международное энергетическое агентство [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://www.iea.org>. Дата доступа: 17.10.2018.
13. Solar Energy Data. International Renewable Agency IRENA. [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://www.irena.org>. Дата доступа: 17.10.2018.
14. Официальный сайт National Renewable Energy Laboratory. [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://www.nrel.gov/pv>. Дата доступа: 17.10.2018.



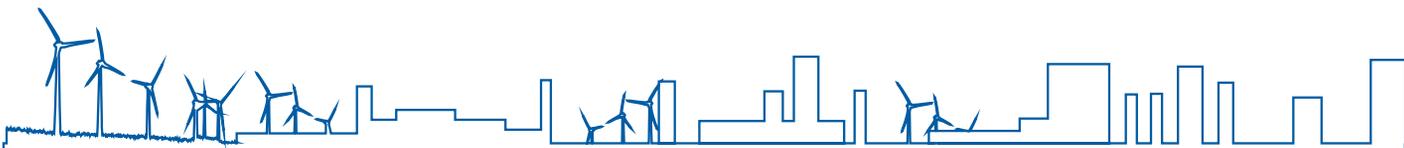
15. Daisuke, K. Research and Development Trends of Solar Cell for Highly Efficiency / Daisuke K., Hiroshi K. Quarterlyreview. July 2018, Т. 4.
16. Национальная стратегия по обращению с твердыми коммунальными отходами и вторичными материальными ресурсами в Республике Беларусь на период до 2035 года. Утв. Постановлением Совета Министров Республики Беларусь 28.07.2017 № 567.
17. Статистический сборник «Энергетический баланс»/ Белорусский национальный статистический комитет / 2017 г.
18. Шапошников, Д. Как технологии накопления энергии изменят мир / Д. Шапошников, А. Батраков. Журнал РБК [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://www.rbc.ru>. Дата доступа: 17.10.2018.
19. Строительство гидроаккумулирующих электростанций как эффективные компенсационные мероприятия / О. В. Волчек [и др.] Энергоэффективность, 2017 г.
20. Строительство гидроаккумулирующих электростанций как эффективные компенсационные мероприятия в Белорусской энергосистеме после ввода БелАЭС. ОДО «ЭНЭКА» / О. В. Волчек [и др.]. Энергоэффективность., 2017 г.
21. Отчет о НИР. Разработка мероприятий по режимной интеграции Белорусской АЭС в баланс энергосистемы. Этап 3 / РУП «БЕЛТЭИ». Минск, 2015 г. 114 стр.
22. Отчет о НИР. Разработка мероприятий по режимной интеграции Белорусской АЭС в баланс энергосистемы. Этап 1 / РУП «БЕЛТЭИ». Минск, 2014 г.. 90 стр.
23. Ольховский, Г. Г. Воздушно-аккумулирующие газотурбинные электростанции (ВАГТЭ) / Г. Г. Ольховский, В. А. Казарян, А. Я. Столярковский. Москва, 2011 г. 361 стр.
24. Energie aus der Tiefe // Energie (BDR), 1978. Bd.30, № 2, p.37- 40.
25. Zaugg, P. Brown Boveri Luftspeicher-Gas-turbinen / Zaugg, P. Hoffeins H.// Brown Boveri Mitt., 1977. Bd. 64. № 1. P. 34 – 39.
26. Farmer, R. NMK 290 Mw air storage plant an 5300 Btu heat rate / R. Farmer // Gas Turbine World, 1979, vol. 9. № 1. P. 32-34, 36, 38.
27. Utilities tout compressed air energy for peak power and fuel saving // Eng.News-Rrc., 1978. vol. 200. 20.
28. AIAA/EPRI Int. Conf. Undegraud Pump. Hydro and Compress/Air Energy Storage, San Francisco, Calif., 22-27 Sept. 1982. New York N.J., 1982. P. 109, 110 – 116, 121 – 128, 102 – 109, 49 – 59, 68 – 75, 60 – 67, 129 – 139, 150 – 155.
29. Gasparovic, N. Schubett B. Bertiebssichere und kosteu-gunstige Gasturbinen in Luftspeicherkraftwercen zur Spitzen-Lastdeckung / N. Gasparovic, B. Schubett //Electrizitatswirtschaft, 1978, Bd. 77, № 7, p. 222 – 228.



30. Berman, P. A. Compressed air energy storage turbomachinery / P. A. Berman //ASME Publ., 1978, GT-97,9.
31. Makansi, J. Advancing Energy Storage / J. Makansi //Turbomachinery Int., 2010, № 3, p. 20 – 22.
32. V. de Biasi. New solution for energy storage and smart grid load management// Gas Turbine World, March-April 2009. P. 22 – 26.
33. 150, 300, 400 MW Second Generation CAES Plant Concept Based on Various Combustion Turbines [Электронный ресурс].
Режим доступа: www.clca.columbia.edu. Дата доступа: 17.10.2018.
34. The Economics of Compressed Air Energy Storage under various Framework Conditions/ Radgen P., Calaminus B., Marquardt R., Necrassov A. Paper of Power Gen Europe, Amsterdam 8 – 10. June 2010. P. 18.
35. Газотурбинные установки с аккумулярованием сжатого воздуха (ВАГТУ). Теплоэнергетика. № 11. 1979 г. Стр. 70 – 75.
36. Удальцов, Ю. Рынок систем накопления электроэнергии в России / Ю. Удальцов, Д. Холкин. Москва, 2018.
37. Коровина, Н.В. Химические источники тока / Коровина Н. В., Скундина А. М. Москва: МЭИ, 2003.
38. Р. Далл»Ара Современные водородные энергетические системы / Р. Далл» Ара, Ю. Н. Коржненок [Электронный ресурс]
Режим доступа: <http://www.issp.ac.ru>. Дата доступа: 17.10.2018.
39. Кузнецов, В. Конденсаторы с двойным электрическим слоем (ионисторы): разработка и производство / Кузнецов В., Панькина О. 2005 г., Компоненты и технологии. Стр. 6.
40. Марьенков, С.А. Применение технологии накопления электрической энергии для увеличения надежности системы электроснабжения на базе возобновляемых источников электрической энергии / С.А. Марьенков // Международный научно-исследовательский журнал [Электронный ресурс].
Режим доступа: <https://research-journal.org>. Дата доступа: 17.10.2018.
41. Технологии хранения энергии: в ожидании прорыва [Электронный ресурс].
Режим доступа: <http://peretok.ru/>. Дата доступа: 17.10.2018.
42. Накопители энергии [Электронный ресурс].
Режим доступа: <https://energy.hse.ru>. Дата доступа: 17.10.2018.
43. Сидорович, В. Накопители энергии: итоги 2017 и краткосрочный прогноз / В. Сидорович [Электронный ресурс]. Режим доступа: repen.ru.
Дата доступа: 17.10.2018.
44. Обзор сектора электро- и теплоэнергетики / РУП «БЕЛТЭИ». Минск, 2018. 295 с.



45. Хохлов, А. Угольная генерация: новые вызовы и возможности. Московская школа управления Сколково / А. Хохлов, Ю. Мельников. [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://energy.skolkovo.ru>. Дата доступа: 25.02.2019.
46. Уровень и размещение резервов располагаемой мощности: обзор отечественной и международной практики и методология для ЕЭС России. НП «Совет рынка» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.np-sr.ru>. Дата доступа: 01.03.2019.
47. СТП 09110.20.584-08 Инструкция по определению и поддержанию нормативного резерва мощности в ОЭС Беларуси [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energodoc.by>. Дата доступа: 25.02.2019





Справочное издание

Молочко А. Ф.
Привалов А. С.
Сивак А. В.
Жученко Е. А.
Чернецов О. Д.
Макей А. Е.
Щербич В. И.
Привалова З. А.
Березанская А. В.
Лежепекова О. С.
Трофимова Т. Н.
Курсевич И. О.
Рабко Д. А.
Смагина А. Г.
Жолтикова Т. Ф.
Соколова Т. М.
Кирплюк Е. М.
Ивашко Е. В.
Рак В. А.

**РАЗРАБОТКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ
БЕЛАРУСИ С УЧЕТОМ РАЗВИТИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ,
В ТОМ ЧИСЛЕ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ**

Научно-технический отчет

Подписано в печать 01.10.2019 Формат 60 x 84 1/8. Бумага мелованная.

Печать цифровая.

Усл. печ. л. 4.20, Уч. изд. л. 3.70

Тираж 200 экз., Заказ 2361

Полиграфическое исполнение: Республиканское унитарное предприятие

«Издательство «Белорусский Дом печати»

Свидетельство о государственной регистрации изготовителя,

распространителя печатных изданий № 2/102 от 01.04.2014

Пр. Независимости 79/1, 220013, г. Минск, Республика Беларусь

ООО «Альфа-книга».

Свидетельство о государственной регистрации издателя,

изготовителя и распространителя печатных изданий

№ 1/480 от 30.09.2015.

Ул. Смолячкова, 9, оф. 327, 220005, г. Минск.