

УДК 620.92

СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ РЕГУЛИРОВОЧНОГО ДИАПАЗОНА ОЭС ЮГА

И.И. Бердышев, студент гр. Э-06м-22, 2 курс магистратуры; В.Д. Битней, студент гр. Э-02ам-22, 2 курс магистратуры; Д.М. Габдушев, студент гр. Э-03м-22, 2 курс магистратуры; Е.Ю. Голохвастов, студент гр. Э-02ам-22, 2 курс магистратуры;

ФГБОУ ВО Национальный исследовательский университет «МЭИ»,
г. Москва

Габдушев Руслан Жамангараевич, к.т.н., доцент, доцент кафедры Теоретические основы теплотехники и гидромеханика

ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»,
г. Самара

Аннотация: ОЭС Юга является наиболее перспективным районом для развития возобновляемых источников энергии (ВИЭ) из-за наличия в регионе высокого уровня ветро- и гелиоэнергетических ресурсов. По этой причине данная ОЭС имеет наибольшую долю ВИЭ среди остальных. Выдача мощности солнечных и ветряных электростанций непостоянна, что создаёт проблемы с обеспечением баланса активной мощности в системе. В данной статье рассматриваются возможные способы решения данной проблемы: гидроаккумулирующие электростанции и водородные технологии, показана их эффективность.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, гидроаккумулирующие электростанции, электролиз, топливные элементы, регулирование активной мощности

Введение

Спрос на электроэнергию изменяется в течении суток. Генерация активной мощности возобновляемых источников энергии, таких как солнечная и ветровая генерация, зависит от таких непрогнозируемых параметров как скорость ветра и инсоляция, что приводит к невозможности обеспечения требуемого уровня генерации электроэнергии в любой промежуток времени. В этом контексте наличие в энергосистеме маневренных электростанций становится критически важным для балансирования колебаний мощности в энергосистеме и обеспечения нормативно допустимого уровня частоты.

В связи с наличием многих достоинств у гидроэлектростанций (ГЭС) с точки зрения функционирования энергосистемы (маневренность, регулировочная способность) АО «СО ЕЭС» (далее – Системный оператор) выступает за увеличение количества ГЭС в стране [1]. В программе развития ПАО «Рус-

Гидро» одним из основных направлений является ввод новых ГЭС, способствующих оптимизации функционирования энергосистемы России [2]. О перспективах и необходимости развития гидроэнергетики в Сибири, Востоке и Камчатском крае также освещается в работе [3].

Гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) играют важную роль в декарбонизации энергетики и обеспечении стабильной работы энергосистемы. О необходимости ввода новых регулировочных мощностей в России говорится в работе [4]. Одной из ключевых особенностей ГАЭС является их способность накапливать энергию в периоды снижения спроса на электроэнергию и перераспределять ее в периоды «пиковых нагрузок». Это обеспечивает необходимую гибкость в работе энергосистемы и позволяет компенсировать вариабельность выработки мощности солнечной и ветровой генерации.

Альтернативным способом повышения регулирующей способности энергосистемы является использование водорода. Перспективной является схема, состоящая из СЭС или ВЭС, подключенной изолированно на электролизер, вырабатывающий водород. Он собирается в хранилище и при необходимости преобразуется с помощью топливного элемента в электроэнергию.

Анализ ОЭС Юга

Наиболее интенсивный рост электропотребления наблюдается на территории ОЭС Юга и ОЭС Центра. Согласно отчетам АО «СО ЕЭС» на текущий момент 70% всех мощностей ВИЭ в России расположено в ОЭС Юга. Распределение процентного соотношения установленной мощности ВИЭ по ОЭС ЕЭС России приведено на рис. 1.

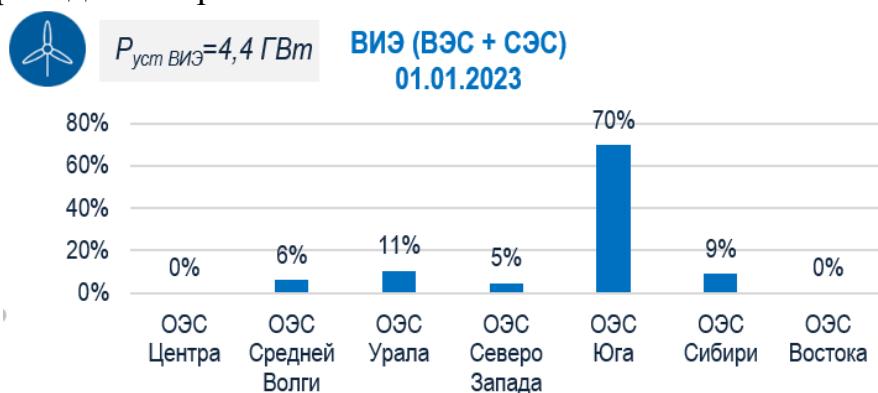


Рис. 1. Распределение процентного соотношения ВИЭ по ОЭС ЕЭС России, %

Значительный прирост ВИЭ приводит к снижению допустимого регулировочного диапазона ТЭС в ОЭС Юга (рис. 2), в следствии чего в ОЭС Юга наблюдается дефицит мощности регулирования. Регулирование баланса мощности ОЭС производится за счет генерации из смежных ОЭС.



Рис. 2. Остаточный ресурс регулирования ТЭС в ОЭС Юга, %

Дефицит мощности регулирования в ОЭС Юга усиливается за счет особенностей ОЭС Юга:

– Неравномерность стока рек Северного Кавказа (Дон, Кубань, Тerek, Сулак) при сравнительно низком объеме запаса воды в водохранилищах значительно влияет на баланс производства электроэнергии в различные временные периоды, приводя к дефициту электроэнергии зимой и профициту летом.

– ОЭС Юга характеризуется наибольшей долей коммунально-бытовой нагрузки в структуре электропотребления по сравнению с другими общероссийскими энергосистемами. Это вызывает резкие скачки в потреблении электроэнергии при изменениях температуры.

– ОЭС Юга является одной из двух дефицитных энергосистем по установленной мощности.

В соответствии с Генеральной схемой [Ошибка! Источник ссылки не найден.] ОЭС Юга и Северо-Запада имеют не покрываемый дефицит к 2035 году (рис. 3). При этом согласно отчетам СО ЕЭС [Ошибка! Источник ссылки не найден.-Ошибка! Источник ссылки не найден.] и Схеме и программе развития региональных энергосистем в ОЭС Северо-Запада гидроэнергетический потенциал уже сейчас освоен на 97%, а в ОЭС Юга на – 41%.

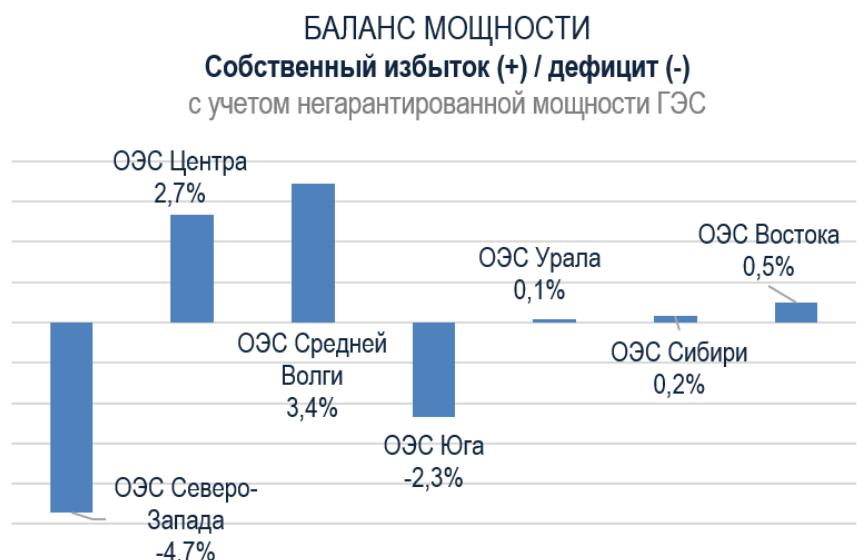


Рис. 3. Баланс мощности к 2035 г по ОЭС ЭЭС России с учетом негарантированной мощности ГЭС, %

Необходимость постройки ГАЭС в Юге

В соответствии с [5] в ОЭС Юга возникнет собственный дефицит с учетом негарантированной мощности гидроэлектростанций - 534,4 МВт. Для решения данной проблемы в данной статье предлагается постройка Лабинской ГАЭС.

Проект Лабинской ГАЭС был разработан Институтом «Ленгидропроект» в 2005 г. и предполагал строительство ГАЭС с установленной мощностью 600 МВт. В связи с нехваткой финансирования в годы создания проекта строительство не было начато и реализовано.

Лабинская ГАЭС, согласно проекту, представляет собой высоконапорную ГАЭС. Сооружения включают в себя искусственный верхний бассейн, реверсивный водоприемник, напорные трубопроводы, здание ГАЭС, плотину нижнего бассейна на р. Лаба. Предварительное место строительства по проекту в 4,5 километрах выше по течению р. Лаба от станицы Зассовская.

По проекту верхний аккумулирующий бассейн ГАЭС должен быть образован насыпной дамбой, нижний бассейн - плотиной на р. Лаба. Плотина грунтовая, смешанной конструкции. Мощность ГАЭС обеспечивается шестью обратимыми гидроагрегатами с радиально-осевыми насос-турбинами и двигателями-генераторами мощностью по 100/110 МВт в турбинном и насосном режимах соответственно. Выдача электроэнергии в энергосистему предполагается производить с КРУЭ 500 кВ. Для подключения ГАЭС к ЕЭС Юга требуется строительство двухцепной линии электропередачи 500 кВ ($3 \times AC-300/48$) длиной 70 км до ПС Центральная города Майкоп.

Основной задачей ГАЭС является оптимизация суточной неравномерности графика потребления в ОЭС Юга. По мимо этого, за счет высокой маневренности ГАЭС, агрегаты которой имеют возможность изменения мощности в течение нескольких минут, у Системного оператора появится возможность использовать ее для оперативного реагирования на различные возмущения в энергосистеме. ГАЭС может использоваться Системным оператором как оперативный быстрореактивный резерв мощности, участвовать в автоматическом регулировании частоты и мощности, а также решать задачу повышения качества энергоснабжения путем потребления избыточной реактивной мощности.

Ввод ветряных и солнечных электростанций повысил востребованность в накопителях энергии для регулирования и обеспечения надежной работы энергосистемы, прежде всего ГАЭС. Учитывая проблему накопившейся диспропорции ВИЭ в ОЭС Юга использование ГАЭС позволяет аккумулировать электроэнергию в объемах, необходимых для регулирования режима работы энергосистемы, в том числе создавая условия функционирования ВИЭ с нестабильной генерацией путем замещения негарантированной мощности, тем самым решая проблему диспропорции ВИЭ на Юге России.

Потенциал использования водорода в ОЭС Юга

Прогнозируется, что водород, используемый сегодня в основном в химической и нефтехимической промышленности, в перспективе способен стать новым энергоносителем, замещающим углеводородные энергоносители, и сформировать "водородную экономику". Российская Федерация обладает значительным потенциалом производства водорода. Согласно действующей Энергетической стратегии России, целевые показатели объемов экспорта водорода должны составлять не менее 2 млн т в 2035 г. [8].

О сложностях с покрытием баланса мощности в ОЭС Юга известно давно. Масштабные вводы ВИЭ не решают проблему дефицита мощности. Ввод даже существенных объемов новых объектов ВИЭ не оказывает значимого влияния на обеспечение надежности поскольку у СЭС отсутствует гарантированная мощность, для ВЭС расчет на основе вероятностного подхода показывает, что можно рассчитывать на уровень загрузки порядка нескольких процентов от их установленной мощности [9].

Рост доли ВЭС и СЭС в энергобалансе потребует ежедневных пусков/остановов генерирующего оборудования в часы суточного максимума солнечной активности. В зимнее время для компенсации неравномерности производства электроэнергии ВЭС потребуются многочисленные пуски/остановы генерирующего оборудования в течение месяца [10].

Интеграция ВИЭ с помощью накопителя на литий ионных батареях, например, не решает проблему. Среднее время разряда литий-ионной батареи составляет 3-4 часа. По истечении этого времени ВИЭ требует такого же резерва, что и без накопителя.

Использование процесса получения водорода в результате электролиза может быть интересно с точки зрения обеспечения надежности и эффективности функционирования электроэнергетической системы. Потребление электроэнергии электролизерами может реагировать на изменение баланса производства и потребления электроэнергии в энергосистеме в результате малой предсказуемости выработки ВЭС и СЭС. В данном случае водород становится источником хранения возобновляемой электроэнергии и как накопитель энергии конкурирует с другими типами накопителей [11].

Возможно применение следующей схемы работы ВИЭ в ОЭС Юга: ВЭС и СЭС отключаются от энергосистемы, изолируются на автономную работу и работают только на электролизеры, которые производят водород и кислород, водород сжижается и используется на электростанциях с водородными топливными элементами. На выходе топливного элемента постоянный ток, поэтому необходим инвертор, преобразующий постоянный ток в переменный ток, и синхронизация этой станции с энергосистемой.

Еще одним перспективным способом применения водорода является обеспечение резерва первичного и вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности в энергосистеме. С резервами первого регулирования есть проблема, тепловые блоки обеспечивают очень медленный подъем мощности (5-7 МВт/мин). Для того чтобы мобилизовать достаточный объем

резервов нужно большое время для тепловых блоков. Запуск топливного элемента с нагрузкой 50% из холодного состояния при температуре 20 градусов составляет 5 секунд. Это значит, что 50 % мощности топливного элемента могут быть мобилизованы в течение 5 секунд при возникновении небаланса активной мощности в электроэнергетической системе и падении частоты. Это говорит о перспективности применения водорода для регулирования частоты и перетока активной мощности.

В настоящее время классические технологии производства тепловой и электрической энергии подошли к своему пределу по температуре энергоносителя, по единичной мощности. Достаточно перспективным видится производство электроэнергии на электростанциях с топливными элементами.

Оценка экономической эффективности Лабинской ГАЭС

Основой денежного дохода Лабинской ГАЭС является покупка электроэнергии в ночной спад по низкой цене (0,7 тыс.руб/МВт·ч) и продажа в утренний и вечерний пики по высокой цене (2,1 тыс.руб/МВт·ч), дополнительно ГАЭС получает деньги в виде платы за мощность (225,9 тыс.руб/МВт·мес) и системный эффект (0,23 тыс.руб./МВт·ч.) [12-13]. Процентная ставка на капитал Е принята равной 12 %. Величина удельных капитальных вложений на строительство принята равной 58,42 тыс.руб./кВт. [13]. В качестве расходов учитывались затраты на собственные нужды, ремонт, обслуживание и амортизацию. Расчетный срок окупаемости составил 38,6 года, что является приемлемой цифрой, поскольку ГАЭС является поставщиком многих общесистемных услуг.

Технико-экономические показатели Лабинской ГАЭС представлены в табл. 1, где CAPEX – капитальные затраты, R – ставка дисконтирования, DPP – окупаемость с учетом ставки дисконтирования, NPV – дисконтированный доход, PI – индекс рентабельности. График окупаемости проекта отображен на рис. 4.

Табл. 1. Результаты технико-экономического расчета

<i>CAPEX</i> , млрд. руб.	<i>DPP</i> , лет	<i>IRR</i> , %	<i>NPV</i> , млрд. руб.	<i>PI</i>
35,052	38,6	12	0,922	1,03

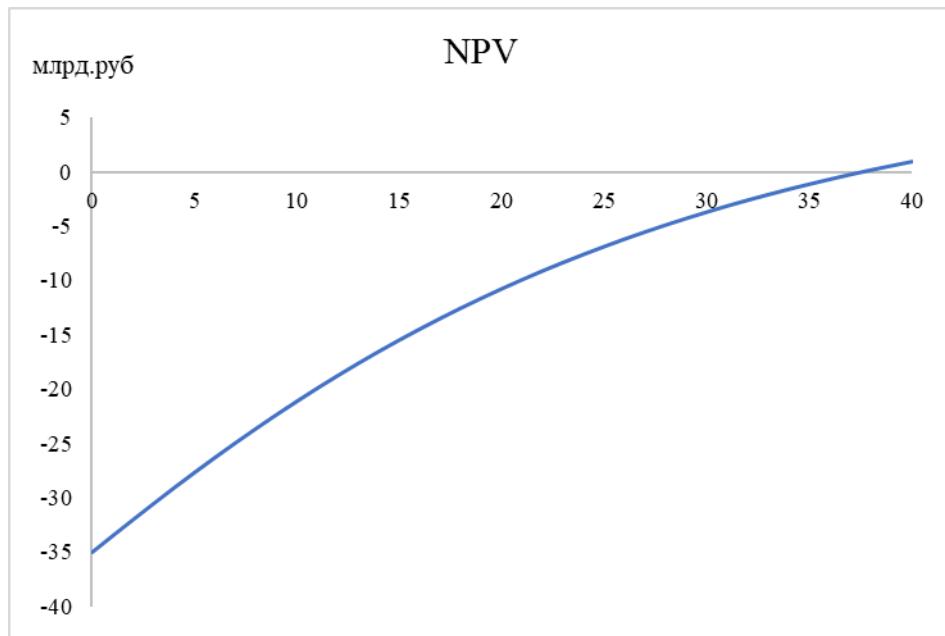


Рис. 4. График окупаемости Лабинской ГАЭС

Заключение

По результатам проведенной работы можно резюмировать следующее:

1. Постройка ГАЭС решает проблему дефицита регулировочной мощности в ОЭС Юга, а также позволяет разгрузить смежные ОЭС, которые участвовали в регулировании баланса мощности. Работа ГАЭС в пиковые режимы работы ОЭС сгладит неравномерность работы ВИЭ и повысит манёвренность энергосистемы для регулирования частоты и напряжения.

2. Учитывая значительную долю солнечных и ветряных электростанций в энергосистеме Юга, возможна реализация эффективной схемы производства водорода. Такой подход обеспечивает не только развитие перспективного направления производства "зеленого" водорода, указанного в стратегии научно-технологического развития Российской Федерации, но и гарантирует надежное и эффективное функционирование энергосистемы.

Список литературы:

1. Системный оператор: Необходимо придать импульс гидроэнергетическому строительству // Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» URL: <https://www.so-ups.ru/news/press-release/press-release-view/news/20372/> (дата обращения: 01.10.2023)
2. Богуш Б.Б., Хазиахметов Р.М., Бушуев В.В., Беллендир Е.Н., Подковальников С.В., Воропай Н.И., Ваксова Е.И., Чемоданов В.И. Основные положения Программы развития гидроэнергетики России до 2030 года и на перспективу до 2050 года. Энергетическая политика. – 2016. – № 1. – С. 3-19. – EDN WGMZKT
3. Бердышев И.И., Битней В.Д., Габдушев Д.М., Голохвастов Е.Ю., Чегодаев А.А., Ванин А.С. Исследование перспективы развития гидроэнергетики в Сибири, на Дальнем Востоке и Камчатке. Энергетическая политика. – 2023. – № 6(184). – С. 38-53. – EDN OOKZEG
4. Лушников О. Г. О потребностях энергосистемы в регулирующих мощностях // Возобновляемая энергетика XXI век: Энергетическая и экономическая эффективность. – 2018. – С. 126-135
5. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года от 09.06.2017
6. Отчеты о функционировании Единой энергетической системы URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc-ups/> (дата обращения: 01.10.2023)
7. Информационные обзоры АО «СО ЕЭС» URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/ups/ups-review/ups-review22/> (дата обращения: 01.10.2023)
8. Энергетическая стратегия на период до 2035 г.
9. Александр Ильенко: «Ограничение выработки СЭС и ВЭС является нормальной практикой». журнал «Переток.Ру», 13.10.2021. URL: <https://peretok.ru/opinion/24103/> (дата обращения: 01.10.2023)
10. С. С. Белобородов, Е. Г. Гашо, А. В. Ненашев. Возобновляемые источники энергии и водород в энергосистеме: проблемы и преимущества. Санкт-Петербург. Издательство «Наукоемкие технологии», 2022. – 154 р. – ISBN 978-5-907618-00-8. – EDN EHUTXF
11. Mainstreaming RES: Flexibility portfolios. Design of flexibility portfolios at Member State level to facilitate a cost-efficient integration of high shares of renewables // European Commission, Brussels - July 2017
12. АО "АТС". Суточные индексы и объемы PCB. URL: <https://www.atsenergo.ru/results/rsv/index?zone=1> (дата обращения: 01.10.2023)
13. Т. В. Малинина, А. С. Поташева, Р. Н. Шульгинов. Комплексная оценка эффективности функционирования ГАЭС на рынке электроэнергии Северо-Запада. Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. Экономические науки. – 2012. – № 2-2(144). – С. 82-85. – EDN PCAMKZ