



ЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

УДК 621.311.212
DOI: 10.25206/1813-8225-2023-187-68-76
EDN: ILBPNT

Б. В. ЛУКУТИН
М. М. ПОПОВ

Национальный исследовательский
Томский политехнический
университет,
г. Томск

ПОВЫШЕНИЕ ТЕХНИКО- ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕРТОРНОЙ МИКРОГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ДЕРИВАЦИОННОГО ТИПА

В данной статье приводится сравнительный анализ технико-экономической эффективности инверторной микроГЭС деривационного типа с накопителем электроэнергии и микроГЭС автобалластного типа. Авторы обосновывают возможность экономии капитальных затрат на строительство инверторной микроГЭС с использованием интеллектуального управления её энергетическим балансом по сравнению с обычными микрогидроэлектростанциями с автобалластной стабилизацией напряжения.

Для оптимального управления генерирующим и преобразующим энергетическим оборудованием автономной системы электроснабжения предложены структура инверторной микроГЭС и алгоритм управления её энергетическим оборудованием по критериям оптимального выбора и стабилизации режима работы гидрогенератора при условии обеспечения электроэнергией потребителя и рационального рабочего режима аккумуляторных накопителей электроэнергии в соответствии с возмущающим воздействием — суточным графиком нагрузки.

Обоснована возможность использования для балластного регулирования гидрогенератора двух типов управляемых балластных нагрузок: зарядного тока аккумуляторного накопителя электроэнергии и традиционного резистивного балласта.

Рассмотрены вопросы выбора рациональной генерируемой мощности инверторного гидрогенератора достаточной для обеспечения с помощью аккумуляторного накопителя электроэнергии потребности нагрузки, что позволяет уменьшать длину напорного трубопровода, установленную мощность гидрогенератора и, соответственно, капитальные затраты по сравнению с микроГЭС автобалластного типа.

Таким образом, статья представляет собой анализ возможностей повышения технико-экономической эффективности инверторной микроГЭС деривационного типа при помощи использования аккумуляторного накопителя электроэнергии в качестве управляемого балласта и предлагаемых интеллектуальных алгоритмов управления её режимами работы.

Статья может быть полезна специалистам, занимающимся созданием и эксплуатацией микрогидроэлектростанций.

Ключевые слова: инверторная микроГЭС деривационного типа, эффективность, аккумуляторные накопители электроэнергии, алгоритм управления, график электрической нагрузки.

Введение. В России по существующей классификации к классу микрогидроэлектростанций (микроГЭС) относят электростанции с установленной мощностью до 100 кВт. МикроГЭС в отличие от крупных гидроэлектростанций имеют ряд положительных особенностей: не требуют больших капитальных вложений на сооружение и эксплуатацию, минимально воздействуют на окружающую среду, не нуждаются в высококвалифицированном обслуживании.

Схемы построения и способы стабилизации генерируемого напряжения современных микроГЭС описаны в литературе [1], где рассмотрены вопросы улучшения качества генерируемой электрической энергии в энергоустановках балластного и инверторного типов.

Для большинства микроГЭС используется деривационная схема, в которой часть речного стока отводится в напорный трубопровод гидротурбины, а затем сбрасывается обратно в реку, не требуя строительства плотин. Мощность гидротурбины с напорным трубопроводом не зависит от водного режима реки, если её минимальный сток превышает количество воды, поступающей в трубопровод. Диаметр трубопровода и перепад высот между его верхней и нижней точкой определяют расчётную мощность станции. Деривационная схема существенно сокращает сроки и затраты на строительство ГЭС, а также минимизирует отрицательное воздействие на окружающую среду.

Стабилизация величины и частоты генерируемого напряжения микроГЭС осуществляется автобалластной системой, обеспечивающей стабилизацию электромеханического баланса гидрогенератора с постоянной энергией рабочего потока воды [2, 3].

Комплектность поставки деривационной микроГЭС с автобалластным регулированием обычно включает: гидротурбина, генератор, блок балластной нагрузки, устройство автоматического регулирования, запорная арматура [4].

В стоимости микроГЭС, кроме комплектной поставки оборудования микроГЭС, следует учитывать стоимость напорного трубопровода, длина которого зависит от необходимого рабочего напора воды и перепада высот русла водотока на участке установки гидроагрегата. Например, для создания рабочего напора 10 метров на участках водотока с разными уклонами русла требуются трубопроводы существенно различающиеся по длине (рис. 1).

В частности, для функционирования гидроагрегата фирмы ИНСЭТ МикроГЭС-10Пр с номинальной мощностью 10 кВт [4] необходим трубопровод диаметром 300 мм, обеспечивающий рабочий напор воды 10 метров. Стоимость 1 метра стальной трубы диаметром 300 мм составляет около 21 тысячи рублей [5]. Стоимость напорного трубопровода различной длины, в соответствии с различными углами наклона участка водотока, показана на рис. 2. Таким образом, при стоимости комплектной поставки микроГЭС 850 тысяч рублей, трубопровод может быть наиболее дорогим элементом микроГЭС.

Снизить затраты на деривационный трубопровод, кроме очевидного способа — выбора подхо-

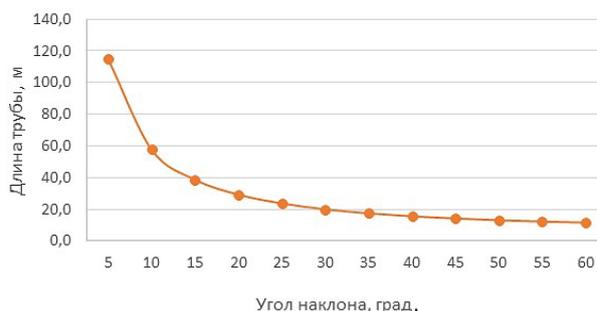


Рис. 1. Зависимость длины напорного трубопровода от угла наклона русла при заданном напоре воды на гидротурбине 10 метров

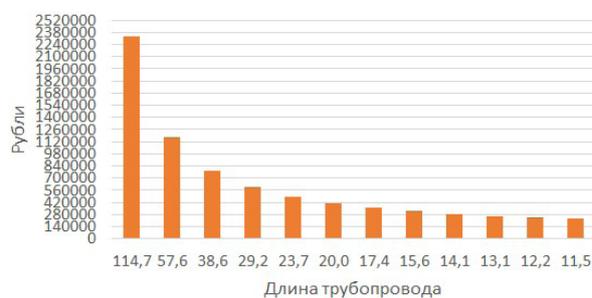


Рис. 2. Зависимость цены напорного трубопровода от его длины

дящего участка русла, возможно выравниванием графика электропотребления, что позволит снизить необходимую мощность микроГЭС и, соответственно, сократить затраты на генерирующее и гидротехническое оборудование.

Известные достоинства микроГЭС с балластным регулированием не исключают некоторых недостатков, прежде всего ограниченные возможности достижения высокого качества выходного напряжения. Широкое использование в микроГЭС нерегулируемых гидротурбин и электромашинных генераторов с постоянными магнитами или короткозамкнутым ротором определяет наиболее приемлемый вариант стабилизирующей системы — одноканальная токовая балластная система. Такие микроГЭС с пропеллерными гидротурбинами могут обеспечить уровень стабилизации напряжения по величине $\pm 9 - 12 \%$, по частоте $\pm 1,8 - 5 \%$. Такие показатели достигаются при работе на пассивную нагрузку с коэффициентом мощности $0,8 - 1$ [3].

Кроме того, нестабильность графиков электропотребления снижает коэффициент использования установленной мощности гидрогенератора, которая выбирается по пиковому электропотреблению. Утилизация энергии, рассеиваемой на балластных нагрузках, в целом улучшает энергоэффективность микроГЭС, но вопрос количества и качества электроэнергии на балластных нагрузках существенно ограничивает возможности её полезного использования.

Постановка задачи. Технико-экономические характеристики микроГЭС могут быть улучшены

за счёт использования в её составе силовых преобразовательных устройств — инверторов и аккумуляторных накопителей электрической энергии с контроллерами заряда-разряда. Инверторная микроГЭС позволяет управлять энергетическим балансом автономного энергетического комплекса, стабилизируя мощность гидрогенерации при неравномерном графике суточного электропотребления. В этом случае обеспечивается стабильная работа гидрогенератора на мощности меньшей пикового электропотребления нагрузкой, что позволяет уменьшить установленную мощность микроГЭС по сравнению со станцией с балластным регулированием, мощность которой выбирается по пиковой нагрузке потребителя. Покрытие пиковой мощности в инверторной микроГЭС осуществляется предварительно накопленной энергией в аккумуляторах за период времени, когда выбранный уровень генерации превышает текущее электропотребление. Снижение установленной мощности инверторной микроГЭС приводит к снижению стоимости её оборудования и повышению коэффициента использования установленной мощности за счёт включения в энергетический баланс обменной мощности аккумуляторного накопителя электроэнергии. Однако для инверторной микроГЭС к стоимости её базового оборудования следует добавить стоимость инвертора и аккумуляторов.

Экономическая целесообразность построения инверторной микроГЭС достигается, если снижение установленной мощности станции за счёт выравнивания мощности генерации и, соответственно, уменьшение её стоимости превысит дополнительные затраты на инвертор и батарею аккумуляторов.

Кроме улучшения технико-экономических характеристик инверторных микроГЭС по сравнению с балластными, снимается проблема качества выходного напряжения, обеспечиваемого современными инверторами.

Вопросы оптимизации структуры и параметров объектов малой энергетики с участием возобновляемых источников актуальны и требуют детальных исследований [6].

Целью настоящей работы является разработка структурной схемы инверторной микроГЭС с аккумуляторным накопителем электроэнергии, выполняющим, кроме аккумуляции электроэнергии, функции управляемого балласта и алгоритма функционирования автономной системы электроснабжения на её основе, а также оценка экономической эффективности предложенной инверторной микроГЭС по сравнению с микроГЭС автобалластного типа.

Формирование интеллектуального алгоритма функционирования системы электроснабжения на основе микроГЭС со статическим преобразователем частоты и электрохимическими накопителями электроэнергии основывается на уравнении баланса мощностей:

$$P_n = P_{гр} - P_o - P_s + P_p, \quad (1)$$

где P_n , $P_{гр}$, P_o , P_s , P_p — это соответственно мощность нагрузки, мощность гидротурбины микроГЭС, мощность балластной нагрузки, мощности заряда или разряда аккумуляторной батареи. Следует заметить, что генерируемая гидротурбиной мощность поддерживается на оптимальном уровне с помощью обменной мощности аккумуляторов и балласта. Для этого аккумуляторы должны запастись электроэнер-

гию гидрогенератора в часы, когда она превышает электропотребление нагрузки, и отдавать её потребителю в часы пиковой нагрузки, дополняя неизменный уровень генерации (и потребления) до необходимого максимума.

Оптимизировать энергетический баланс (1) целесообразно с помощью компьютерного моделирования изменяющихся и взаимосвязанных, в соответствии с текущей нагрузкой, энергетических характеристик компонентов автономной системы электроснабжения с инверторной микроГЭС.

Реальные графики электропотребления носят стохастический характер, что определяет необходимость использования общепринятых типовых суточных графиков для различных типов потребителей, предполагающих дискретное почасовое изменение потребляемой мощности. Для типичной нагрузки — изолированного посёлка принимаем типовой график электропотребления сельского дома [7]. Соответственно, изменения энергетического баланса системы электроснабжения в течение характерных суток представляются временной последовательностью статических режимов с интервалом дискретизации 1 час. Статический характер электропотребления определяет использование статических моделей энергетических характеристик компонентов инверторной микроГЭС.

Мощность, развиваемая гидротурбиной, определяется из выражения:

$$P_T = \gamma \frac{Q \cdot H}{\Omega} \eta_T \quad (2)$$

где γ — вес единицы объема воды; Q — расход воды; H — рабочий напор; Ω — угловая частота вращения; η_T — полный КПД турбины.

Развиваемая мощность и частота вращения гидротурбины определяют расчетную мощность генератора, его массу, габариты и стоимость. В общем случае эти параметры связаны соотношением:

$$\frac{D^2 I_\delta \Omega}{P} = \sigma \frac{1}{A \cdot B_\delta}, \quad (3)$$

где D — внутренний диаметр статора электрической машины; I_δ — расчетная длина воздушного зазора; P — расчетная полная мощность; Ω — частота вращения; A — линейная нагрузка; B_δ — магнитная индукция в воздушном зазоре; σ — коэффициент пропорциональности [8]. Выходная электрическая мощность микроГЭС отличается от мощности гидротурбины на величину КПД гидрогенератора

$$P_{гр} = \gamma \frac{Q \cdot H}{\Omega} \eta_T \eta_r. \quad (4)$$

В рассматриваемом случае гидрогенератор инверторной микроГЭС работает в одном статическом режиме в течение суток независимо от графика нагрузки благодаря напорному трубопроводу и стабилизации генерируемой мощности балластными нагрузками: системой аккумуляции электроэнергии и резистивным балластом. При указанных условиях для исследования энергетических балансов автономной системы электроснабжения возможно полагать постоянными параметры в уравнениях (1–4) и использовать энергетические характеристики промышленного образца микроГЭС, например, фирмы ИНСЭТ. Такой под-

ход позволяет достаточно просто оценивать взаимосвязь между параметрами рабочего потока воды гидротурбины: рабочего напора H , расхода воды Q и электрической мощностью гидрогенератора. Следует отметить, что данные производителя получены экспериментальным путём, что определяет достоверность получаемых на их основе результатов исследований.

Для построения системы накопления электроэнергии целесообразно использование литий-ионных аккумуляторов, имеющих на сегодня лучшие технико-экономические характеристики [9]. Для расчёта изменений запаса электроэнергии в аккумуляторах необходимо вычислять интеграл обменной мощности по времени: $\int_0^{\infty} P dt = dW$. В нашем случае изменение заряда аккумуляторов происходит каждый час суток на величину доступной энергии, определяемой как разность между стабилизируемым уровнем генерации и величиной потребления в соответствии с суточным графиком нагрузки. Ограничением по мощности заряда служат эксплуатационные рекомендации по величине длительного зарядного тока, которые определяют максимальный зарядный ток как $3C$, где C — ёмкость аккумулятора в Ампер-часах [10]. Другим ограничением является глубина разряда, определяемая типом аккумуляторов. Для литий-феррумных аккумуляторов она ограничивается величиной 70–80 % относительно номинального значения ёмкости [11].

Структурная схема предлагаемой инверторной микроГЭС приведена на рис. 3. Данная схема позволяет выделить основные функциональные элементы микроГЭС и сформулировать условия для их взаимодействия.

Электромашинный генератор Γ с нерегулируемым магнитным потоком возбуждения приводится во вращение гидротурбиной T . Электроэнергия переменного тока генератора выпрямляется с помощью преобразователя AC/DC и вновь инвертируется в электроэнергию переменного тока со стабильными параметрами преобразователем DC/AC. Таким образом нагрузка H обеспечивается качественной электроэнергией, соответствующей выходным параметрам преобразователя.

Энергетический баланс автономной системы электроснабжения с микрогидроэлектростанцией обеспечивается балластной системой регулирования с двумя видами балластных нагрузок: аккумуляторными батареями и балластными резисторами. Соответственно, накапливая доступную электроэнергию в электрохимических аккумуляторах, представляется возможность её использования в часы пикового электропотребления в отличие от балластных резисторов, преобразующих электроэнергию в конечный вид энергии — тепло.

Аккумуляторная батарея связана с шиной постоянного тока через двунаправленный DC/DC преобразователь. Управление режимами работы DC/DC преобразователя аккумуляторной батареи и контроллера балласта КБ осуществляется системой управления СУ в соответствии с данными датчика мощности нагрузки P_n по отношению к уставке мощности генератора, подлежащей стабилизации, а также состояния аккумуляторов и учёта ограничений на величину зарядного тока аккумуляторов.

Работа системы электроснабжения в установленном режиме позволяет стабилизировать потребление энергии от турбогенератора на выбранном уровне: в случае превышения потребления энергии происходит компенсация за счет накопленной энер-

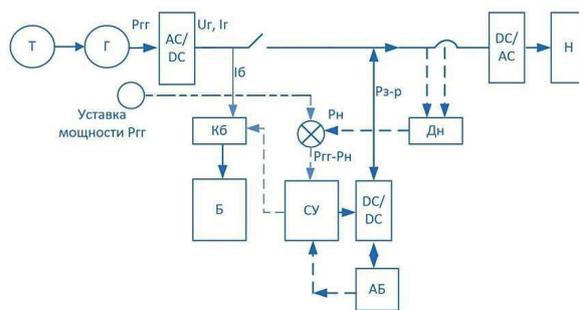


Рис. 3. Структурная схема инверторной микроГЭС

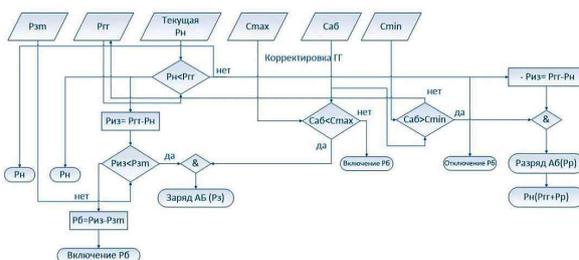


Рис. 4. Логическая структура алгоритма функционирования инверторной микроГЭС

гии в аккумуляторной батарее, в случае недогрузки турбогенератора происходит заряд аккумуляторной батареи и, при необходимости, включение в работу балластной нагрузки. Обеспечение постоянства развиваемой мощности и частоты вращения гидрогенератора позволяет использовать общепромышленные генераторы, предназначенные для работы с постоянными оборотами, ограничивает диапазон изменения выходного напряжения генератора, что облегчает построение выпрямительно-инверторной части гидроэнергетического источника электропитания.

Ключ K в нормальном режиме замкнут. В разомкнутом состоянии ключа имеется возможность некоторое время питать нагрузку от батареи аккумуляторов АБ.

Алгоритм расчётов рабочих режимов системы электропитания представлен на рис. 4. Исходными данными для алгоритма являются принятая мощность стабилизации гидрогенератора P_{rr} и текущая почасовая мощность электрических нагрузок на начальный момент времени в соответствии с суточным графиком электропотребления P_n . Начальный момент времени может выбираться произвольно. Исходное состояние батареи аккумуляторов определяется величиной ёмкости $C_{аб}$, которая может задаваться произвольно. Параметры, ограничивающие режимы работы аккумуляторной батареи: максимальная мощность заряда $P_{зм}$, максимальный $C_{мах}$ и минимальный $C_{мин}$ уровень заряда в соответствии с рекомендациями для конкретных типов аккумуляторов.

К целевым функциям алгоритма относятся: определение минимально возможного уровня стабилизации мощности гидрогенератора, обеспечивающего гарантированное обеспечение электроэнергией нагрузки в соответствии с суточным графиком; формирование рациональных режимов функционирования системы аккумулирования электроэнергии с учётом её номинальной ёмкости; обеспечение приоритетного использования, в качестве балласт-

ной нагрузки гидрогенератора, зарядной мощности аккумуляторов; определение временных интервалов для включения резистивного балласта необходимой мощности.

Возмущающим воздействием, определяющим управляющие воздействия алгоритма, является суточный график электропотребления объекта электрификации.

Управляющими параметрами алгоритма являются управляемые балласты электрохимического и резистивного типов и корректируемая уставка уровня стабилизации мощности генерации гидрогенератора.

Различные цели управляющего алгоритма, учёт внутреннего состояния элементов регулируемой системы, а также возможностей принятия неоднозначных управляющих воздействий определяют представленный алгоритм как интеллектуальный.

Режимы функционирования алгоритма определяются соотношением мощности стабилизации гидрогенератора и текущей, для рассматриваемого часа суток, мощности нагрузки, а также состоянием заряда аккумуляторов.

Если мощность нагрузки меньше, чем уставка гидрогенератора: $P_n < P_{гр}$, то необходимая мощность поступает в нагрузку, а разница мощностей $P_{из}$, если она не превышает предельную мощность заряда аккумуляторов $P_{из} < P_{зм}$ и состояние аккумуляторов $Sаб < Sмах$ позволяет принять зарядную мощность, направляется на заряд батареи аккумуляторов. Зарядная мощность аккумуляторов также выполняет роль балластной нагрузки, стабилизируя режим работы гидрогенератора на уровне мощности $P_{гр} = P_n + P_з$. Если аккумуляторы не в состоянии принять доступную мощность генератора, то часть её, превышающая зарядную, отправляется в тепловой балласт $P_{от}$, обеспечивающий стабилизацию тормозного момента генератора и, соответственно, частоты вращения и генерируемой мощности гидроагрегата: $P_{гр} = P_n + P_з + P_{от}$.

Если текущая мощность нагрузки превышает мощность стабилизации режима гидрогенератора, то генератор продолжает работать на мощности стабилизации $P_{гр}$, балласт отключается (если он был в работе), а DC/DC преобразователь аккумуляторной батареи, если её заряд больше минимально допустимого, переводит её в режим разряда, дополняя стабилизируемую мощность гидрогенератора $P_{гр}$ разрядной мощностью аккумуляторов P_p до необходимой для покрытия пиковой нагрузки P_n . Режим работы гидрогенератора при этом остаётся стабильным, определяемым мощностью генератора $P_{гр} = P_n - P_p$.

Если уровень заряда аккумуляторов снижается до уровня меньше допустимого, то производится корректировка в сторону повышения генерируемой мощности гидрогенератора. Величина корректировки оценивается в течение следующего суточного цикла работы инверторной микроГЭС.

Последовательный анализ состояния инверторной микроГЭС в соответствии с суточным графиком нагрузки позволяет установить необходимый уровень мощности стабилизации гидрогенератора и оптимизировать состав и режимы работы аккумуляторного накопителя с функцией электрохимического балласта.

Оценка эффективности проектов электроснабжения с возобновляемыми источниками энергии является сложным и многофакторным процессом, требующим учета энергетического потенциала природного ресурса в рассматриваемом месте раз-

Технические характеристики микроГЭС

Модель	МикроГЭС-10ПР	
Напор, м	2–4,5	4,5–10
Расход воды, м ³ /с	0,07–0,14	0,095–0,2
Вырабатываемая мощность, кВт	до 4,0	до 10
Диаметр рабочего колеса, мм	250	
Диаметр подводящего трубопровода, мм	300	

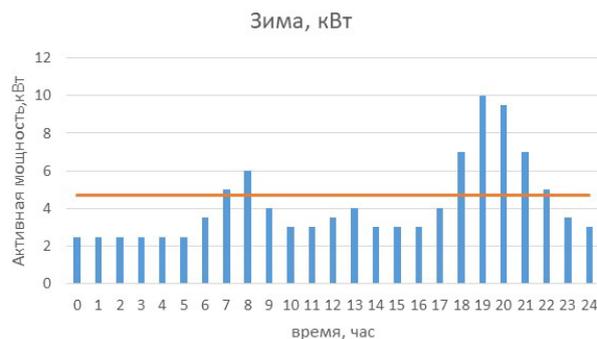


Рис. 5. Типовой график электрических нагрузок сельского дома и среднесуточное электропотребление

мещения, графиков электрических нагрузок автономных потребителей, установленных мощностей генерирующего, накопительного и преобразующего оборудования, экономических условий для реализации проекта электроснабжения.

Решение поставленных задач целесообразно путём компьютерного моделирования суточных энергетических балансов автономной системы электроснабжения на базе микроГЭС с почасовой дискретизацией процессов энергопреобразования. На рассматриваемом этапе исследования проводятся без учёта потерь электроэнергии при её преобразованиях и транспортировке, а также полагая стабильную мощностную характеристику гидротурбины с напорным трубопроводом.

Результаты численных экспериментов. В качестве примера для проведения численного эксперимента выбрана микроГЭС фирмы ИНСЭТ: МикроГЭС — 10ПР номинальной мощностью 10 кВт при рабочем напоре 10 м [4]. Технические характеристики микроГЭС приведены в табл. 1. Режим работы автономной микроГЭС определяется графиком нагрузок объекта электрификации. Типовой суточный график сельских бытовых потребителей в именованных единицах для рассматриваемого примера приведён на рис. 5. Пиковая мощность электропотребления принята 10 кВт, среднесуточная мощность — 4,69 кВт.

Учитывая общепринятое представление типовых суточных графиков электропотребления дискретными значениями с интервалом дискретизации 1 час [7] и пренебрежимо малое время отклика системы накопления электроэнергии 0,005–0,02 секунды [12], уравнения для расчёта суточных изменений энергии в аккумуляторном накопителе приобретают вид (5, 6).

Для выбранного уровня мощности генерации микроГЭС на уровне $P_{гр} = 47\%$ от максимума пи-



Рис. 6. Диаграмма энергетического баланса автономной системы электроснабжения с инверторной микроГЭС

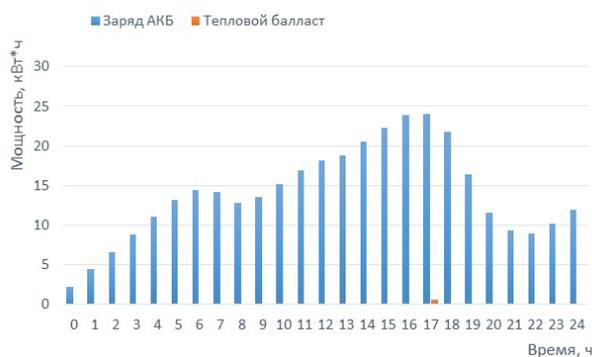


Рис. 7. График изменения энергии АКБ и ТЭН

ковой нагрузки 10 кВт энергия заряда и разряда аккумуляторов определяется по выражениям:

$$W_s = \sum_{i=0}^6 (P_{\text{пр}} - P_{\text{Ги}}) t_i + \sum_{i=9}^{17} (P_{\text{пр}} - P_{\text{Ги}}) t_i + \sum_{i=23}^{24} (P_{\text{пр}} - P_{\text{Ги}}) t_i, \quad (5)$$

$$W_p = \sum_{i=7}^8 (P_{\text{пр}} - P_{\text{Ги}}) t_i + \sum_{i=18}^{22} (P_{\text{пр}} - P_{\text{Ги}}) t_i, \quad (6)$$

$$W_s \geq W_p.$$

Результаты моделирования в графическом виде приведены на рис. 6. На рисунке приведены почасовые изменения суточного энергетического баланса автономной системы электроснабжения с инверторной микроГЭС, включающего мощности нагрузки, мощности заряда и разряда аккумуляторных батарей, мощность теплового резистивного балласта и мощность гидрогенератора. За базовую микроГЭС принят промышленный образец МикроГЭС-10Пр фирмы ИНСЭТ. Минимальный уровень стабилизации генерируемой мощности гидрогенератора определен в 47 % от вечернего максимума электропотребления, что немного превышает среднесуточную нагрузку микроГЭС. Как следует из рис. 6, такой уровень стабилизации мощности гидрогенератора, при максимальной ёмкости аккумуляторов накопителя 24 кВт·ч, полностью обеспечивает энергетические потребности нагрузки и рациональные режимы работы аккумуляторов. Использование резистивного балласта в рассматриваемых условиях не требуется. При других условиях — например, при повышении мощности стабилизации (при той же ёмкости аккумуляторов) потребуются включение в энергетический баланс автономной системы электроснабжения резистивного балласта в определённые часы суток. Пример такого режима работы приведён на рис. 7, где резистивный балласт необходимой мощности включается с 17 до

18 часов. Там же представлены почасовые суточные изменения величины запаса энергии аккумуляторов, начиная с нуля часов и исходного запаса электроэнергии 2 кВт·ч до следующего суточного цикла с новым исходным уровнем заряда 12 кВт·ч. Очевидно, следующий цикл работы аккумуляторного накопителя, при неизменном графике электропотребления, будет установившимся для последующих циклов. Минимальный остаточный заряд аккумуляторов при этом не снижается менее чем до 30 % относительно номинального.

Экономические преимущества предлагаемой микроГЭС могут оцениваться сравнением её капитальных затрат с базовой станцией. Стоимость оборудования МикроГЭС-10Пр составляет 850 тыс. рублей [4], а стоимость стального напорного трубопровода диаметром 300 мм и длиной 40 метров для обеспечения напора 10 м для местности с уклоном русла водотока в 15 градусов равна 786 тыс. рублей [5]. Если в состав оборудования микроГЭС включить инвертор с накопителем электроэнергии, то можно использовать данную микроГЭС, ориентируясь на среднесуточную мощность электропотребления в 4,7 кВт, что позволит уменьшить напор до 5 метров и сократить длину напорного трубопровода до 20 метров. На сэкономленную часть средств возможно приобретение аккумуляторных батарей и инвертора.

В качестве силового модуля выбран однофазный инвертор «Delta ES RT» [9] мощностью 4,5 кВт и стоимостью 62 000 рублей. Для формирования трёхфазной сети нагрузки необходимы 3 инвертора суммарной стоимостью 186 000 рублей.

При выборе аккумуляторов для накопительного устройства необходимо учитывать возможность их быстрой зарядки с использованием больших токов. Кроме того, аккумуляторы должны иметь высокую стойкость в циклическом режиме с учётом ограничений на глубину разряда.

Этим требованиям в значительной степени удовлетворяют литий-феррумные аккумуляторы [13]. Уровень разряда для литий-железо-фосфатных (LiFePO4) аккумуляторов может варьироваться в зависимости от производителя и конкретной модели аккумулятора. Однако, как правило, рекомендуемый минимальный уровень разряда для LiFePO4 аккумуляторов ограничивается примерно 30 % от номинальной ёмкости аккумулятора [11]. При этих условиях ёмкость аккумуляторов составляет 24 кВт·ч (рис. 7).

Для системы накопления электроэнергии в инверторной микроГЭС были выбраны аккумуляторы компании «Sunways» [11] ёмкостью 100 А·ч и напряжением 3,2 В. В целях увеличения ёмкости использовано соединение 10 ячеек параллельно, а для увеличения напряжения — 8 ячеек последовательно, тем самым увеличив батарейный блок до 80 единиц. Общая стоимость данного блока составила 478 800 рублей. Сравнив затраты на базовую микроГЭС автобалластного типа с напорным трубопроводом и затраты на предложенную микроГЭС инверторного типа, отметим экономию капитальных затрат на предлагаемую инверторную микрогидроэлектростанцию в рассмотренном варианте реализации — около 15,4 %.

Закключение. Экономия получена за счёт сокращения длины напорного трубопровода, что становится возможным, при неизменных параметрах электропотребления, с помощью выравнивания графика генерации гидрогенератора и исполь-

зовании аккумуляторного накопителя электроэнергии. Предложенная структура инверторной микроГЭС, объединённая интеллектуальным алгоритмом управления генерирующим, преобразующим и аккумулирующим оборудованием, позволяет автономной системе электроснабжения адаптироваться к изменениям графика электропотребления путём варьирования уровня стабилизации генерируемой мощности и глубины разряда аккумуляторов.

Система аккумулирования электроэнергии позволяет существенно повысить КПД преобразования энергии первичного энергоисточника — потока воды в электроэнергию, поступающую к потребителю.

Используя режим источника бесперебойного питания, система может снабжать потребителей электроэнергией при останове гидротурбины за счёт запасённой энергии аккумуляторных батарей.

Библиографический список

1. Малая и микрогидроэнергетика. URL: <https://www.microhydro.ru/> (дата обращения 20.01.2022).
2. Borkowski D., Wegiel T. Small hydropower plant with integrated turbine-generators working at variable speed // IEEE Transactions on Energy Conversion. 2013. Vol. 28 (2). P. 452–459. DOI: 10.1109/TEC.2013.2247605.
3. Лукутин Б. В., Обухов С. Г., Шандарова Е. Б. Автономное электроснабжение от микрогидроэлектростанций: моногр. Томск: STT, 2001. 120 с.
4. Микрогидроэлектростанция мощностью 10 кВт. URL: <https://inset.ru/produkcija/mges-10pr/> (дата обращения: 22.01.2022).
5. Металлопрокат, металл и сталь. URL: <https://metallas.ru> (дата обращения: 20.01.2022).
6. Обухов С. Г., Плотников И. А., Сарсикеев Е. Ж. Буферная система накопления электроэнергии для возобновляемой энергетики // Альтернативная энергетика и экология. 2012. № 9 (113). С. 137–141.
7. Типовые суточные графики. URL: <https://www.online-electric.ru/dbase/graph24.php> (дата обращения: 20.01.2022).
8. Проектирование электрических машин / Под ред. И. П. Копылова. Москва: Энергия, 1980. 496 с.
9. Промышленные источники бесперебойного питания. URL: <https://www.bespereboynik.ru> (дата обращения: 08.03.2022).
10. Popov M., Maniv O. Simulation of an autonomous power supply system based on lithium-iron-phosphate (LiFePO₄) // MATEC Web of Conferences. 2017. Vol. 141. DOI: 10.1051/mateconf/201714101060.
11. Литиевые аккумуляторные батареи. URL: <https://s-ways.ru/> (дата обращения: 08.03.2022).
12. Dybko M. A., Kuchak S. V., Bachurin P. A., Brovanov S. V., Kharitonov S. A. Load leveling for a diesel generator using an energy storage and instantaneous power theory // 2018 19th International Conference of Young Specialists on Micro/Nanotechnologies and Electron Devices (EDM). 2018. P. 567–573. DOI: 10.1109/EDM.2018.8434936.
13. Hassoun J., Bonaccorso F., Agostini M. [et al.]. An Advanced Lithium-Ion Battery Based on a Graphene Anode and a Lithium Iron Phosphate Cathode // ACS Publications. 2014. Vol. 14. P. 4901–4906. DOI: [dx.doi.org/10.1021/nl502429m](https://doi.org/10.1021/nl502429m).

ЛУКУТИН Борис Владимирович, доктор технических наук, профессор (Россия), профессор Отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета (ТПУ), г. Томск.

SPIN-код: 5558-7038

AuthorID (РИНЦ): 113093

ORCID: 0000-0002-5201-6886

AuthorID (SCOPUS): 56617283300

Адрес для переписки: lukutin48@mail.ru

ПОПОВ Михаил Михайлович, старший преподаватель Отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики ТПУ, г. Томск.

SPIN-код: 6156-9529

AuthorID (РИНЦ): 1029978

AuthorID (SCOPUS): 57201876269

Адрес для переписки: mix_mix13@tpu.ru

Для цитирования

Лукутин Б. В., Попов М. М. Повышение технико-экономической эффективности инверторной микрогидроэлектростанции деривационного типа // Омский научный вестник. 2023. № 3 (187). С. 68–76. DOI: 10.25206/1813-8225-2023-187-68-76.

Статья поступила в редакцию 20.03.2023 г.

© Б. В. Лукутин, М. М. Попов

IMPROVING THE TECHNICAL AND ECONOMIC EFFICIENCY OF A DERIVATION-TYPE INVERTER OF MICRO HYDRO POWER PLANT

This article presents a comparative analysis of the technical and economic efficiency of a derivation-type inverter micro hydro power plant with an energy storage system and an auto-ballasted micro hydro power plant. The authors justify the possibility of saving financial resources by reducing the length of the derivation-type micro hydro power plant's pressure pipeline with an energy storage system. To optimally control the generating and transforming equipment of an autonomous power supply system, a control algorithm is proposed based on criteria for limiting the range of hydrogenerator rotational frequencies and ensuring the rational operating mode of the electric energy storage batteries according to the load's power consumption schedule.

The possibility of using the charging current of the electric energy storage battery in combination with traditional resistive ballast to create a braking control moment for the hydrogenerator is justified.

The article considers issues related to regulating the rational generated power of the hydrogenerator by aligning the power consumption schedule using electric energy storage systems, which allows reducing the length of the pressure pipeline and, consequently, capital costs.

Thus, the article represents a comprehensive analysis of the technical and economic efficiency and optimal control of a derivation-type inverter micro hydro power plant with an energy storage system, which can be used in the design and operation of similar power supply systems.

Keywords: derivation-type micro hydro power plant, efficiency, energy storage systems, control algorithm, inverter, load curve.

References

1. Malaya i mikrohidroenergetika [Small-scale energy]. URL: <https://www.microhydro.ru/> (accessed: 20.01.2022). (In Russ.).
2. Borkowski D., Wegiel T. Small hydropower plant with integrated turbine-generators working at variable speed // IEEE Transactions on Energy Conversion. 2013. Vol. 28 (2). P. 452–459. DOI: 10.1109/TEC.2013.2247605. (In Engl.).
3. Lukutin B. V., Obukhov S. G., Shandarova E. B. Avtonomnoe elektrosnabzhenie ot mikrohidroelektrostantsiy [Autonomous power supply from micro-hydropower plants]. Tomsk, 2001. 120 p. (In Russ.).
4. Mikrohidroelektrostantsiya moshchnost'yu 10 kW [Micro-hydro power plant with 10 kW]. URL: <https://inset.ru/produkcija/mges-10pr/> (accessed: 22.01.2022). (In Russ.).
5. Metalloprokat, metal i stal' [Rolled metal, metal and steel]. URL: <https://metallas.ru> (accessed: 20.01.2022). (In Russ.).
6. Obukhov S. G., Plotnikov I. A., Sarsikeev E. Zh. Buffernaya sistema nakopleniya elektroenergii dlya vozobnovlyaemoi energetiki [The buffer system of electric energy storage for renewable energy] // Alternativnaya energetika i ekologiya. *Alternative Energy and Ecology*. 2012. No. 9 (113). P. 137–141. (In Russ.).
7. Tipovyye sutochnyye grafiki [Typical daily charts]. URL: <https://www.online-electric.ru/dbase/graph24.php> (accessed: 20.01.2022). (In Russ.).
8. Proyektirovaniye elektricheskikh mashin [Design of electrical machines] / Ed. by I. P. Kopylova. Moscow: Energiya, 1980. 496 p. (In Russ.).
9. Promyshlennyye istochniki bespereboynogo pitaniya [Industrial uninterruptible power supplies]. URL: <https://www.bespereboynik.ru> (accessed: 08.03.2022). (In Russ.).
10. Popov M., Maniv O. Simulation of an autonomous power supply system based on lithium-iron-phosphate (LiFePO₄) // MATEC Web of Conferences. 2017. Vol. 141. DOI: 10.1051/mateconf/201714101060. (In Engl.).
11. Litiyevyye akkumulyatornyye batarei [Lithium batteries]. URL: <https://s-ways.ru/> (accessed: 08.03.2022). (In Russ.).
12. Dybko M. A., Kuchak S. V., Bachurin P. A., Brovnanov S. V., Kharitonov S. A. Load leveling for a diesel generator using an energy storage and instantaneous power theory // 2018 19th International Conference of Young Specialists on Micro/Nanotechnologies and Electron Devices (EDM). 2018. P. 567–573. DOI: 10.1109/EDM.2018.8434936. (In Engl.).
13. Hassoun J., Bonaccorso F., Agostini M. [et al.]. An Advanced Lithium-Ion Battery Based on a Graphene Anode and a Lithium Iron Phosphate Cathode // ACS Publications. 2014. Vol. 14. P. 4901–4906. DOI: dx.doi.org/10.1021/nl502429m. (In Engl.).

LUKUTIN Boris Vladimirovich, Doctor of Technical Sciences, Professor of Electric Power Engineering and

Electrical Engineering Department, School of Energy and Power Engineering, Tomsk Polytechnic University (TPU), Tomsk.

SPIN-code: 5558-7038

AuthorID (RSCI): 113093

ORCID: 0000-0002-5201-6886

AuthorID (SCOPUS): 56617283300

Correspondence address: lukutin48@mail.ru

POPOV Mikhail Mikhailovich, Senior Lecturer of Electric Power Engineering and Electrical Engineering Department, School of Energy and Power Engineering, TPU, Tomsk.

SPIN-code: 6156-9529

AuthorID (RSCI): 1029978

AuthorID (SCOPUS): 57201876269

Correspondence address: mix_mix13@tpu.ru

For citations

Lukutin B. V., Popov M. M. Improving the technical and economic efficiency of a derivation-type inverter of micro hydro power plant // Omsk Scientific Bulletin. 2023. No. 3 (187). P. 68–76. DOI: 10.25206/1813-8225-2023-187-68-76.

Received March 20, 2023.

© **B. V. Lukutin, M. M. Popov**