



ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА НАПРЯЖЕНИЙ ДЛЯ СХЕМ ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ МАЛЫХ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ НА ПРИМЕРЕ КАЛИНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ

Р.О. Архипов, студент гр. 18-ЭЭм, arkipov.e36@gmail.com
М.С. Харитонов, к.т.н., доцент, maksim.haritonov@klgtu.ru
ФГБОУ ВО «Калининградский государственный
технический университет»

Рассмотрены общие вопросы проектирования схем выдачи мощности объектов малой гидроэнергетики. На примере Калининградской области дан анализ различных вариантов присоединения гидроэлектростанций (ГЭС) к энергосистеме. На основе показателей надежности сопоставлены варианты схем с различными классами номинальных напряжений.

гидроэлектростанция, малая гидроэнергетика, схема выдачи мощности, электрические сети, электроэнергетическая система, показатели надежности

Развитие возобновляемых источников энергии, в частности малой гидроэнергетики, является одним из путей обеспечения генерации за счет местных энергетических ресурсов и повышения энергобезопасности, что соответствует целевым задачам энергетической стратегии России [1]. Отличительными особенностями малых гидроэлектростанций (ГЭС) являются предельная установленная мощность в 25 МВт и отсутствие крупных гидротехнических сооружений. Экономически целесообразный к освоению потенциал малой гидроэнергетики в России оценивается в 200 млрд. кВтч [2], что с учетом вышесказанного создаёт благоприятные условия для ее развития. В настоящее время на территории России функционирует около 110 малых ГЭС преимущественно приплотинного и деривационного исполнения [3]. Калининградская область ввиду развитой речной сети также является благоприятным регионом для продвижения малой гидроэнергетики. В настоящее время в регионе функционируют Правдинская ГЭС-3 (1,14 МВт) и Озерская ГЭС (0,5 МВт) (рис. 1).

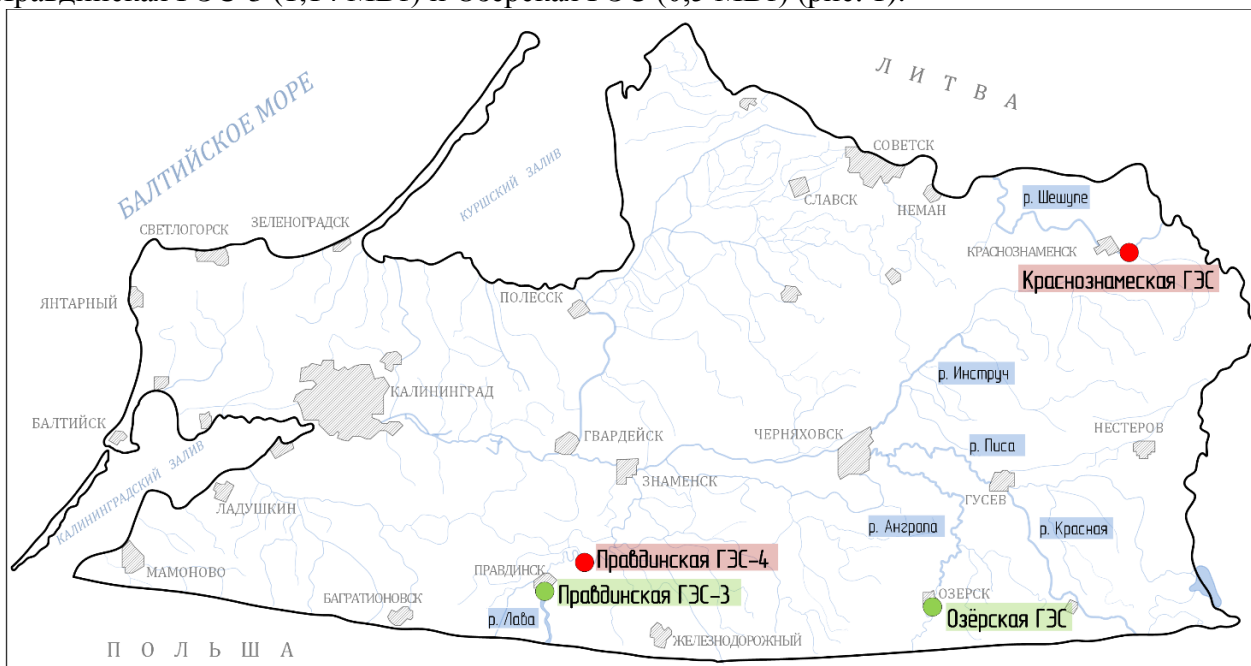


Рисунок 1 – Расположение действующих (зеленый) и выведенных из эксплуатации (красный) малых ГЭС на территории Калининградской области

Необходимость выбора и обоснования схемы выдачи мощности возникает при сооружении и реконструкции существующих малых ГЭС. Анализ опыта проектирования показывает, что основными задачами разработки схемы выдачи мощности являются: выбор номинальных напряжений; числа, направления и пропускной способности воздушных ЛЭП; распределение генерирующей мощности между распределителями (РУ) разных напряжений [4]. Как правило, схема выдачи мощности малых ГЭС не вносит значительных изменений в структуру энергосистемы, а её конфигурация преимущественно определяется существующей электросетевой инфраструктурой в районе расположения станции. При этом с учетом жесткой привязки площадки расположения к месту с необходимым гидропотенциалом отсутствует возможность смещения ГЭС в район с наилучшей конфигурацией сетей.

В ряде случаев, когда развитие электросетевой инфраструктуры происходит с учетом сооружения малых ГЭС, возможно размещение линий и подстанций питающей сети 110 кВ в непосредственной близости от станций, что практически однозначно определяет схему выдачи мощности. Примером подобного подхода является Правдинская ГЭС-3, размещенная совместно с узловой подстанцией О-34 «Правдинск» (рис. 2). Выдача мощности станции (генераторное напряжение – 6 кВ) осуществляется через трехобмоточные трансформаторы в районные сети 15 кВ и питающую сеть 110 кВ.



Рисунок 2 – Схема выдачи мощности Правдинской ГЭС-3 в увязке с электрическими сетями района

В более общем случае выбор номинальных напряжений определяется величиной передаваемой мощности и дальностью передачи (табл. 1) [5]. Анализ данных таблицы показывает, что для выдачи мощности малых ГЭС могут применяться напряжения в диапазоне от 10 до 110 кВ (станции мощностью менее 1 МВт относятся к категории микро-ГЭС). Окончательное решение о выборе напряжения должно приниматься на основе соответствующего технико-экономического обоснования [6]. Однако следует учитывать, что выдача мощности в распределительные сети, снабжающие местных потребителей, в наибольшей степени соответствует концепции распределенной энергетики, которая согласно Энергетической стратегии России к 2030 г. должна составить не менее 15% всей генерации [1].

Таблица 1 – Критерии выбора номинальных напряжений электрических сетей

Номинальное напряжение, кВ	Наибольшая передаваемая мощность, МВт	Наибольшее расстояние передачи, км
0,4	0,05 – 0,15	0,5 – 1,0
10	2 – 3	10 – 15
35	5 – 10	30 – 50
110	25 – 50	50 – 150
220	100 – 200	150 – 250

Проблемы выбора напряжений для схем выдачи мощности малых ГЭС можно рассмотреть на примере выведенной из эксплуатации Правдинской ГЭС-4. Этот вопрос является актуальным, поскольку Программой перспективного развития [7] предусмотрена возможность восстановления данной ГЭС с установкой генераторов мощностью 3,5 МВт.

Анализ технического состояния электрической части станции показывает, что в настоящее время связь с электрическими сетями отсутствует. Ранее выдача мощности осуществлялась на напряжении 15 кВ в районную распределительную сеть. Однако в непосредственной близости от ГЭС (около 4 км при трассировке вдоль дорог) располагается трасса ЛЭП 110 кВ (рис. 3). В связи с этим при выборе номинального напряжения целесообразно рассмотреть два конкурирующих варианта.

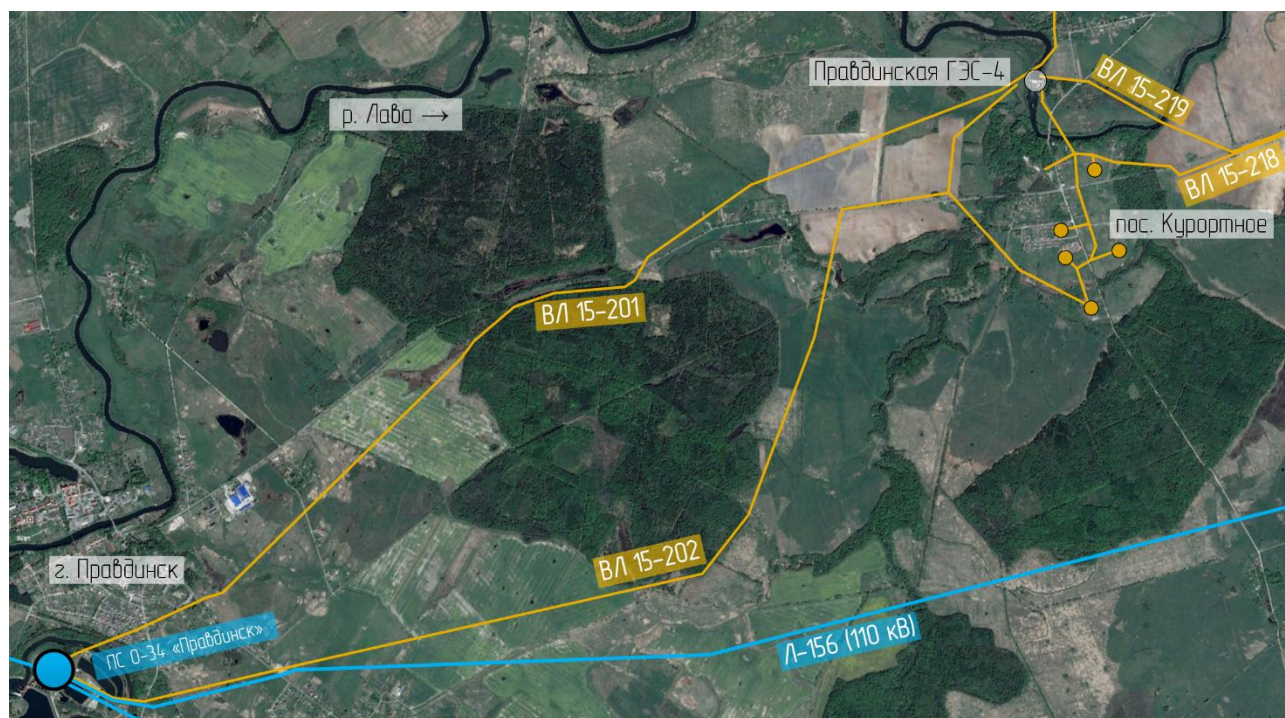


Рисунок 3 – Конфигурация электрических сетей в районе расположения Правдинской ГЭС-4

Ранее на ГЭС-4 были установлены два гидроагрегата, каждый из которых состоял из двух радиально-осевых турбин, повышающего конического редуктора и гидрогенератора. По результатам проведенного анализа гидрогенераторов и турбин [8] с учетом параметров гидротехнической части станции в качестве перспективного варианта возможно рассмотреть аналогичную структурную схему с установкой двух генераторов типа СГГ 1600-600.

Для варианта выдачи мощности на напряжении 110 кВ рассматривается присоединение отпайкой от линии питающей сети 110 кВ с использованием схемы объединённого блока с одним трансформатором и генераторными выключателями (рис. 4, а). Выдача мощности в распределительные сети напряжением 15 кВ возможна заводом четырех воздушных ЛЭП 15 кВ на закрытое РУ станции, выполненное по схеме с одной рабочей секционированной системой шин (рис. 4, б).

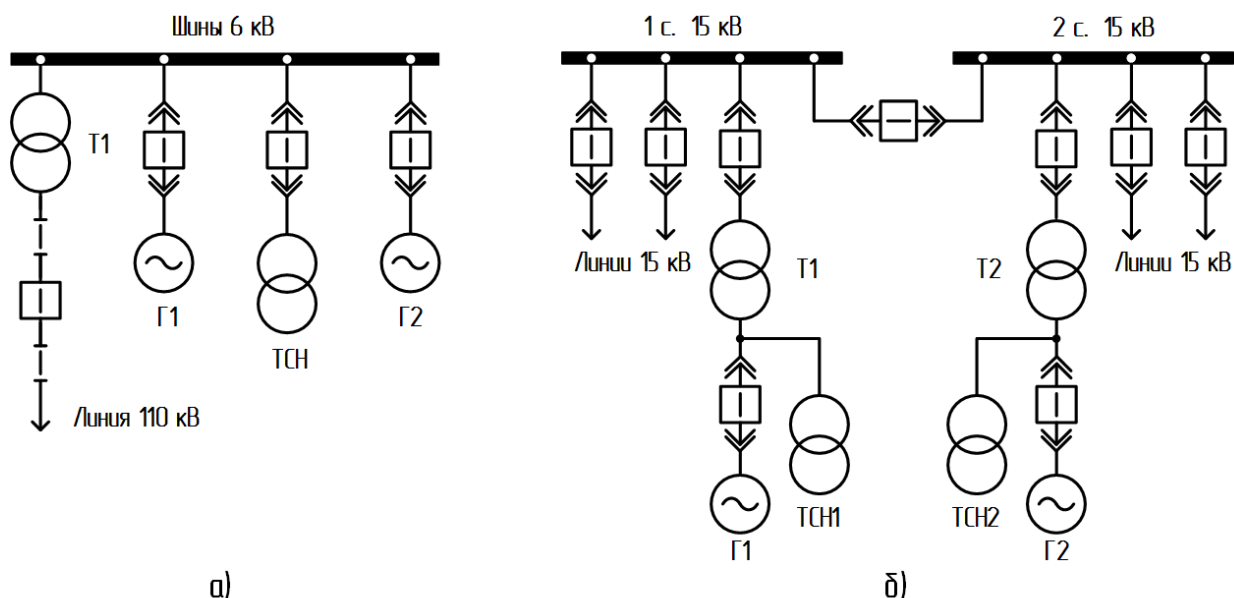


Рисунок 4 – Варианты схемы выдачи мощности Правдинской ГЭС-4

В качестве методологической основы для технико-экономического сопоставления двух вариантов схемы выдачи мощности выбран таблично-логический метод оценки надежности электрических схем [4]. В качестве учитываемых элементов приняты выключатели, ЛЭП и сборные шины РУ, отказы которых приводят к аварийному отключению расчетных элементов. Для каждой схемы были проанализированы нормальный и ремонтный режимы, характеризующиеся вероятностью нахождения расчетных элементов в плановом и восстановительном ремонтах (1). Собственные параметры потока отказов выключателей, отражающие повреждения в статическом состоянии и при оперативных переключениях, определены по выражению (2) на основе анализа статистических данных по надежности коммутационных аппаратов (табл. 2) [4, 9]. Результаты расчетов сведены в табл. 3.

$$q_{pj} = \frac{\omega \cdot T_v + \mu \cdot T_p}{8760}, \quad (1)$$

где ω – табличный параметр потока отказов электрооборудования, 1/год; T_v – среднее время восстановления, ч; μ – частота плановых ремонтов электрооборудования, 1/год; T_p – продолжительность капитального ремонта, ч.

$$\omega_{в.с\text{об}} = \omega_{в.ст} \cdot a_{в.ст} + a_{в.оп} \cdot N_{оп}, \quad (2)$$

где $\omega_{в.ст}$ – табличный параметр потока отказов выключателя, 1/год; $a_{в.ст}$ – относительная частота отказов выключателей в статическом состоянии; $a_{в.оп}$ – относительная частота отказов при оперативных переключениях; $N_{оп}$ – количество операций выключателя в год.

Таблица 2 – Показатели безотказности и ремонтпригодности коммутационных аппаратов

U _{ном} , кВ	$\omega_{в.ст}$, 1/год	T _в , ч	T _р , ч	$\mu_{в.ст}$, 1/год	a _{в.оп}	a _{в.с}
110	0,05	20	30	0,2	0,006	0,1
15	0,04	12	15	0,2	0,009	0,1
6	0,04	10	12	0,2	0,0014	0,1

Таблица 3 – Показатели надежности вариантов схемы выдачи мощности для различных напряжений

Номинальное напряжение, кВ	15	110
Количество выключателей, шт.	9	3
Число операций выключателями в год	75	22
Вероятный недоотпуск энергии, кВтч/год	4 630	11 780

Анализ результатов расчетов показателей надежности (табл. 3) позволяет констатировать, что схема выдачи мощности на номинальном напряжении 15 кВ (рис. 5) значительно превосходит конкурирующий вариант по критерию вероятного недоотпуска электроэнергии. Несмотря на большее число выключателей и операций выключателями в год за счет взаимного резервирования ЛЭП 15 кВ и секционирования сборных шин, сокращаются величина и время потери генерирующих мощностей. Кроме того, при схеме выдачи мощности в сеть 110 кВ за счет увеличения протяженности существующей линии и последовательного включения (с точки зрения надежности) дополнительного выключателя повышается аварийность существующей линии 110 кВ, что сопряжено с дополнительным системным ущербом.



Рисунок 5 – Объем электросетевого строительства (белый цвет) для реализации схемы выдачи мощности Правдинской ГЭС-4 на напряжении 15 кВ

Таким образом, по показателям надежности для рассматриваемого объекта наиболее целесообразным вариантом является выдача мощности в сеть 15 кВ. Проведенные исследования позволили выявить ряд основных предпосылок для данного решения: развитая электросетевая инфраструктура 15 кВ в районе расположения станции, малая установленная мощность ГЭС, целесообразность развития объекта на основе концепции распределенной энергетики, исключающей дополнительные потери при передаче электроэнергии на значительные расстояния.

Однако в общем случае благоприятные по величине гидропотенциала площадки малых ГЭС могут располагаться в районах со слабым развитием распределительных сетей и отсутствием местной нагрузки, необходимой для реализации принципов распределенной энергетики. В подобных условиях обоснование выбора напряжения для выдачи мощности следует проводить в том числе на основе тщательного анализа стоимости капитальных и эксплуатационных затрат на сооружение электрических сетей различных напряжений, в частности, потерь электроэнергии при её передаче к конечному потребителю.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, утв. Распоряжением Правительства РФ от 13.11.2009 N 1715-р
2. Ясинский, В.А. Современное состояние и перспективы развития малой гидроэнергетики в странах СНГ / В.А. Ясинский, А.П. Мироненков, Т.Т. Сарсембеков // Отраслевой обзор №14. – Алматы. – 2011. – С.21-25.
3. Малая гидроэнергетика России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.solarhome.ru/basics/hydro/> (Дата обращения: 10.12.2018).
4. Балаков, Ю.Н. Проектирование схем электроустановок: учеб. пособие для вузов / Ю.Н. Балаков, М.Ш. Мисриханов, А.В. Шунтов. – Москва: МЭИ, 2016. – 288 с.
5. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии. 3-е изд., перераб. / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – Москва: КНОРУС, 2012. – 648 с.
6. Геркусов, А.А. Техничко-экономическое обоснование выбора параметров и режимов работы проектируемых линий электропередачи / А.А. Геркусов, В.М. Макаров // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2016. – №2. – С.66-73.
7. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Калининградской области на 2019-2023 годы, 28 апреля 2018
8. Харитонов, М.С. Выбор турбин малых гидроэлектростанций на основе анализа параметров водотока / М.С. Харитонов, Р.О. Архипов // Вестник молодежной науки [Электронный ресурс] – Калининград: Изд-во КГТУ. – 2018. – № 2 (14). – 6с.
9. Разгильдеев, Г.И. Показатели надежности электрооборудования распределительных сетей 10-6-0,4 кВ / Г.И. Разгильдеев, Е.В. Ногин // Вестник КузГТУ. – 2010. – №6. – С. 85-89.

VOLTAGE SELECTION FOR SMALL HYDRO GRID CONNECTIONS ON THE EXAMPLE OF KALININGRAD REGION

R.O. Arkhipov, student, arkhipov.e36@gmail.com
M.S. Kharitonov, Dr.Sc.(eng.), associate professor maksim.haritonov@klgtu.ru
Kaliningrad State Technical University

The paper concerns general issues of grid connection design for small hydro power plants. The authors analyze several types of grid connection on the example of Kaliningrad region, comparing reliability indicators of schemas with different nominal voltages.

hydro power plant, small hydro, grid connection, electric networks, electric power system, reliability indicators