УДК 621.311.21(571.61)
DOI: 10.36979/1694-500X-2026-26-4-31-40

ОПТИМИЗАЦИЯ СРАБОТКИ ВОДОХРАНИЛИЩА ПУТЕМ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ НА ПРИМЕРЕ ЗЕЙСКОЙ ГЭС

Н.В. Савина, В.Е. Музыченко

Аннотация. Исследуется проблема оптимизации водно-энергетического режима Зейской гидроэлектростанции, связанная с необходимостью использования гидрогенераторов для компенсации реактивной мощности в часы минимальных активных нагрузок. Такой режим приводит к перерасходу водных ресурсов, повышает риск аварийного отключения генераторов из-за работы в зоне недовозбуждения и является экономически неэффективным. Цель работы – повышение эффективности режима сработки водохранилища Зейской гидроэлектростанции путем разработки и технико-экономического обоснования способа компенсации реактивной мощности непосредственно на шинах станции. На основе анализа схемы и режимов работы сети, подключённой к Зейской гидроэлектростанции, рассмотрены два варианта решения: повышение напряжения на шинах станции и установка управляемого шунтирующего реактора на напряжении 500 кВ. Моделирование подтвердило, что вариант с управляемым шунтирующим реактором позволяет полностью устранить избыточную зарядную мощность протяжённых линий электропередачи, поддерживать напряжение в допустимых пределах и исключить работу гидрогенераторов в режиме недовозбуждения. Это обеспечивает возможность работы только двух необходимых гидроагрегатов в ночном минимуме, что является ключевым для оптимизации сработки водохранилища.

Ключевые слова: гидроэлектростанция; водохранилище; компенсация реактивной мощности; оптимизация; режим; управляемый шунтирующий реактор; чистый дисконтированный доход.

ЗЕЙ ГЭСИИН МИСАЛЫНДА РЕАКТИВДҮҮ КУБАТТУУЛУКТУ КОМПЕНСАЦИЯЛОО АРКЫЛУУ СУУ САКТАГЫЧТЫН СУУСУН АГЫЗУУНУ ОПТИМАЛДАШТЫРУУ

Н.В. Савина, В.Е. Музыченко

Аннотация. Макалада минималдуу активдүү жүктөмдөрдүн сааттарында реактивдүү кубаттуулуктун ордун толтуруу үчүн гидрогенераторлорду колдонуу зарылдыгына байланыштуу Зей ГЭСинин суу-энергетикалык режимин оптималдаштыруу маселеси иликтенүүдө. Мындай режим суу ресурстарынын ашыкча чыгымдалышына алып келет, канааттандырылбаган зонада иштөөдөн улам генераторлорду аварийлык өчүрүү коркунучун жогорулатат жана экономикалык жактан натыйжасыз болуп саналат. Иштин максаты түздөн-түз станциянын шиналарында реактивдүү кубаттуулукту компенсациялоо ыкмасын иштеп чыгуу жана техникалык-экономикалык негиздөө жолу менен Зей гидроэлектростанциясине суу сактагычынын иштөө режиминин натыйжалуулугун жогорулатуу. Зей гидроэлектростанциясине туташкан тармактын схемасын жана иштөө режимдерин талдоонун негизинде, чечимдин эки варианты каралды: станциянын дөңгөлөктөрүнүн чыңалуусун жогорулатуу жана 500 кВ чыңалуудагы башкарылуучу шунт реакторун орнотуу. Симуляциялар башкарылуучу шунт реакторунун варианты узартылган электр чубалгыларынын ашыкча заряддоо кубаттуулугун толугу менен жок кылууга, чыңалууну алгылыктуу чектерде сактоого жана гидрогенераторлордун нааразычылыгын жокко чыгарууга мүмкүндүк берерин тастыктады. Бул суу сактагычтын жылышын оптималдаштыруу үчүн маанилүү болгон түнкү минимумда эки гана гидроагрегаттын иштешин камсыз кылат.

Түйүндүү сөздөр: гидроэлектростанция; суу сактагыч; реактивдүү кубаттуулукту компенсациялоо; оптималдаштыруу; режим; башкарылуучу шунт реактору; таза дисконттолгон киреше.

OPTIMIZING RESERVOIR DRAWDOWN BY COMPENSATING FOR REACTIVE POWER: THE CASE OF THE ZEYA HYDROELECTRIC POWER PLANT

N.V. Savina, V.E. Muzychenko

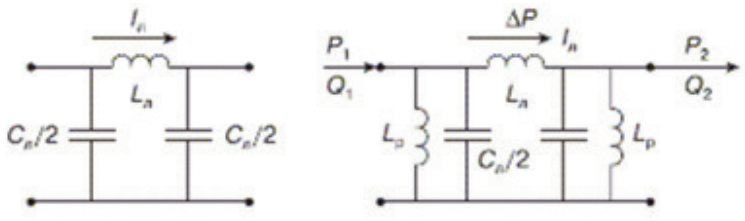
Abstract. This article examines the problem of optimizing the water and energy regime of the Zeya Hydroelectric Power Plant, which is associated with the need to use hydrogenerators to compensate for reactive power during periods of minimal active load. This regime leads to excessive water consumption, increases the risk of generator outages due to operation in the under-excitation zone, and is economically inefficient. The objective of this study is to improve the efficiency of the Zeya Hydroelectric Power Plant's reservoir drawdown regime by developing and conducting a feasibility study for a method for compensating reactive power directly at the plant's busbars. Based on an analysis of the circuit and operating modes of the grid connected to the Hydroelectric Power Plant, two solution options are considered: increasing the voltage at the plant's busbars and installing of a 500 kV controlled shunt reactor. Modeling confirmed that the controlled shunt reactor option completely eliminates excess charging power from long transmission lines, maintains voltage within acceptable limits, and prevents hydrogenerators from operating in under-excitation mode. This ensures that only two required hydroelectric units can operate during the night minimum, which is essential for optimizing reservoir drawdown.

Keywords: hydroelectric power plant; reservoir; reactive power compensation; optimization; mode; controlled shunt reactor; net present value.

Введение. Проблема управления реактивной мощностью является одной из фундаментальных в современной электроэнергетике. Необходимость её компенсации обусловлена природой переменного тока и характером нагрузок, дополнительными потерями активной мощности, высоким падением напряжения, снижением пропускной способности электрических сетей и ухудшением качества электроэнергии [1, 2]. Особую остроту эта проблема приобретает в регионах с протяженными линиями электропередачи (ЛЭП), где зарядная мощность линий становится доминирующим фактором, влияющим на режимы напряжения в энергосистеме [3]. Энергосистема Дальнего Востока России характеризуется такими особенностями: значительной территориальной рассредоточенностью генерирующих мощностей и потребителей, что обусловливает наличие длинных ЛЭП высокого напряжения, схемы замещения которых представлены на рисунке 1 а, б. В этих условиях в часы минимальных нагрузок возникает генерация избыточной реактивной мощности, приводящая к недопустимому повышению напряжения и необходимости её компенсации [4].

Вопросы компенсации реактивной мощности широко освещены в научной литературе. Существующие решения можно разделить на несколько групп: использование традиционных устройств, таких как управляемые шунтирующие реакторы (УШР) и батареи статических конденсаторов (БСК) [1, 5]; применение инновационных управляемых источников реактивной мощности, например статических компенсаторов (СТК), СТАТКОМов, асинхронизированных компенсаторов [2]; и методов оптимального управления режимами генерации на электростанциях [6].

Анализ литературных источников показывает, что для гидроэлектростанций (ГЭС), подключенных к сетям с большой зарядной мощностью, типичной проблемой является вынужденная работа



а) б)

Рисунок 1 – Схемы замещения высоковольтной линии

генераторов в режиме потребления реактивной мощности для стабилизации напряжения. Это приводит к работе на границе области устойчивости в режиме недовозбуждения генераторов, снижению их ресурса и экономическим потерям, связанным с неоптимальным использованием энергетического ресурса [4, 7]. Однако в существующих исследованиях недостаточно внимания уделяется комплексному решению данной проблемы, связывающему технические аспекты компенсации реактивной мощности с оптимизацией водно-энергетического режима и особенностями конкретной ГЭС, в частности с режимом сработки водохранилища.

Целью работы является повышение эффективности режима сработки водохранилища Зейской ГЭС путем разработки и технико-экономического обоснования способа компенсации реактивной мощности непосредственно на шинах станции.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Провести анализ схемно-режимной ситуации электрической сети, подключенной к шинам Зейской ГЭС, выявить и обобщить основные проблемы, связанные с перетоком реактивной мощности.
2. Разработать варианты научно-технических решений по компенсации реактивной мощности и выбрать оптимальный.
3. Обосновать экономическую эффективность выбранного решения и оценить его влияние на оптимизацию водно-энергетического режима.

Для анализа влияния протяжённых линий электропередачи на баланс реактивной мощности в системе рассмотрим кривую зависимости реактивной мощности от передаваемой активной мощности. Некомпенсированная линия (рисунок 2) при малой активной мощности генерирует реактивную мощность, что связано с преобладанием емкостной составляющей.

По мере увеличения активной мощности, влияние индуктивной составляющей возрастает, и линия начинает потреблять реактивную мощность. Точка перехода от генерации к потреблению реактивной мощности ЛЭП, соответствует натуральной мощности. На скомпенсированной линии (см. рисунок 2), за счет компенсирующих устройств, кривая зависимости сдвигается, позволяя передавать большую активную мощность при меньшем потреблении или генерации реактивной мощности. Это значительно улучшает эффективность использования ЛЭП и снижает потери электроэнергии. Важно понимать, что не только линии электропередачи, но и генераторы ГЭС влияют на баланс реактивной мощности в энергосистеме. Синхронные генераторы обладают способностью генерировать или потреблять реактивную мощность в зависимости от режима работы системы. Номинальный коэффициент мощности ($cos\ \varphi$) синхронных генераторов близок к 0,85, но его точное значение определяется конструкцией генератора и режимом работы.

Однако чрезмерное потребление реактивной мощности генератором может приводить к перегреву обмоток статора, что ограничивает его возможности по ее компенсации. Поэтому оптимальный режим работы системы достигается путем сочетания компенсации реактивной мощности на разных уровнях – как на стороне генерации, так и на стороне потребителя. Такой подход позволяет увеличить

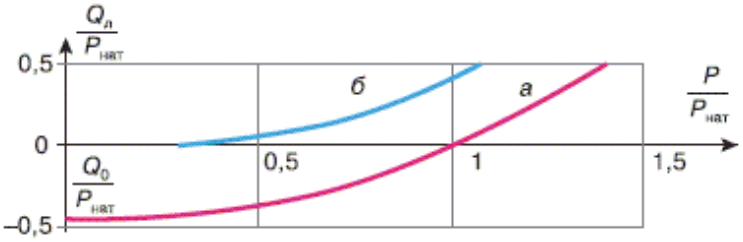


Рисунок 2 – Кривая зависимости реактивной мощности от передаваемой активной некомпенсированной (а) и компенсированной (б) ВЛ 500 кВ длиной 400 км

пропускную способность сети, улучшить качество электроэнергии, повысить эффективность использования энергосистемы и снизить капитальные вложения на сооружение высоковольтной линии (ВЛ).

Актуальность. Протяжённые ЛЭП, характерные для удалённых энергорайонов России, создают специфические режимные проблемы в энергосистемах. Значительная длина ВЛ 500 кВ и выше приводит к преобладанию зарядной мощности над активной в периоды минимумов энергопотребления, что вызывает недопустимое повышение напряжения в узлах сети, включая шины генерирующих станций. Для компенсации этого эффекта и поддержания напряжения в нормативных пределах традиционно используются генераторы электростанций, которые вынуждены работать в режиме потребления реактивной мощности, то есть недовозбуждения. Однако такой режим эксплуатации для гидрогенераторов является крайне нежелательным, так как снижает запас устойчивости, увеличивает износ оборудования и приводит к неоптимальному использованию водного ресурса на ГЭС из-за необходимости держать в работе дополнительные агрегаты исключительно для компенсационных целей. Эта проблема является общей для ГЭС, выдающих мощность в сеть с протяженными ЛЭП.

Решение этой проблемы рассмотрим на примере ОЭС Востока. В качестве эквивалента участка сети (рисунок 3) выбраны ключевые объекты генерации – Зейская ГЭС, Нерюнгрийская ГРЭС и Свободненская ТЭС, а также подстанция с высшим классом напряжения 500 кВ и 35 эквивалентных

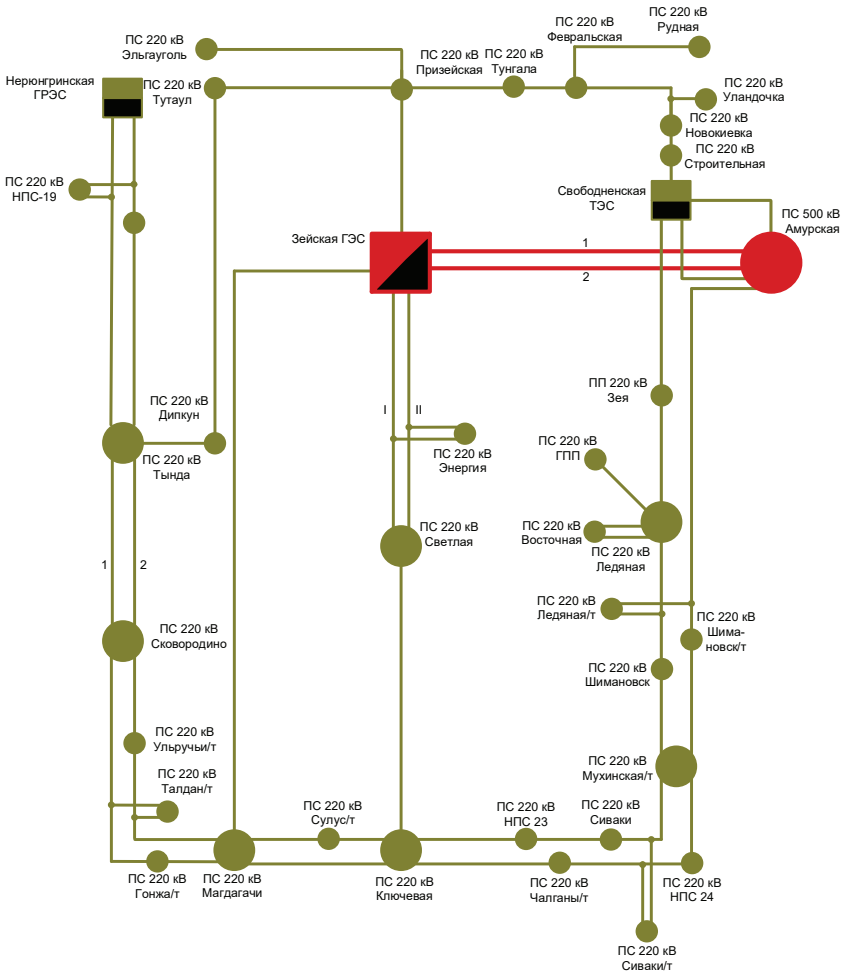


Рисунок 3 – Граф электрической сети, примыкающей к Зейской ГЭС

подстанций с высшим классом напряжения 220 кВ. Такой выбор обусловлен необходимостью создания адекватной расчётной модели, позволяющей исследовать режимы работы сети, перетоки реактивной мощности и эффективность компенсирующих устройств. Зейская ГЭС включена как центральный объект исследования, поскольку именно её режим сработки водохранилища требует оптимизации. Нерюнгринская ГРЭС и Свободненская ТЭС учитываются как основные источники генерации в регионе, формирующие баланс активной и реактивной мощности и влияющие на перетоки в сети. Подстанция 500 кВ выбрана для анализа режимов магистральных линий электропередачи, через которые осуществляется выдача мощности от Зейской ГЭС и связь с энергосистемой, что особенно важно для оценки зарядной мощности длинных ВЛ 500 кВ.

Характеристика воздушных ЛЭП рассматриваемого эквивалента сети приведена в таблице 1, а результаты расчета напряжений и отклонений напряжения – в таблице 2.

Таблица 1 – Характеристика линии электропередачи на рассматриваемом участке сети, отходящие от ЗГЭС

№ п/п	Наименование линии	$U_{ном}$, кВ	Марка и сечение линии	Длина линии, км
1	ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1	500	3 × АС-330	360,8
2	ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2	500	3 × АС-330	360,8
3	ВЛ 220 кВ ЗГЭС – Призейская	220	АС-300	183,81
4	ВЛ 220 кВ ЗГЭС – Светлая с отп. на ПС Энергия 2 цепи	220	АС-300	10,4
5	ВЛ 220 кВ ЗГЭС – Магдагачи	220	АС-400	133,5

Таблица 2 – Отклонение напряжения в максимальном режиме

№ п/п	Наименование	Uном, кВ	Pг, МВт	Qг, Мвар	U, кВ	ΔU, %
1	ЗГЭС ГА 1	16	324	-3,7	15,2	-5
2	ЗГЭС ГА 2	16	322	-4,0	–	–
3	ЗГЭС ГА 3	16	335	–	–	–
4	ЗГЭС ГА 4	16	326	-60,6	15,2	-5
5	ЗГЭС ГА 5	16	335			
6	ЗГЭС ГА 6	16	320	-61,3	15,2	-5
7	ЗГЭС 500 кВ	500	–	–	506,48	1,3
9	ЗГЭС 220 кВ	220	–	–	219,72	-0,1

Примечание. $U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ; $P_г$ – активная мощность, генератора, МВт; Q – реактивная мощность, генератора, Мвар; U – фактическое напряжение в узле, кВ; **ΔU** – относительное отклонение напряжения от номинального значения, %.

Результаты структурно-режимного анализа сетей, подключённых к шинам Зейской ГЭС, подтверждают наличие устойчивой зависимости между протяжённостью линий электропередачи и генерацией реактивной мощности в минимальных режимах. Анализировались топологическая структура сети и установившиеся режимы в характерные часы нагрузки. Расчёты показали, что в часы ночного минимума, когда передача активной мощности по магистральным ВЛ 500 кВ снижается, их зарядная мощность становится преобладающей. Это приводит к генерации избыточной реактивной мощности в сеть и закономерному росту напряжения на шинах Зейской ГЭС и прилегающих подстанций.

Данный эффект особенно выражен в энергосистемах Дальнего Востока, для которых характерно сочетание двух факторов: большой длины магистральных связей и существенной неравномерности графика нагрузки между центрами генерации и удалёнными потребителями.

Для компенсации избыточной реактивной мощности в сетях высшего напряжения в современной электроэнергетике применяются управляемые шунтирующие реакторы (УШР) и статические тиристорные компенсаторы (СТК). В отличие от устаревших синхронных компенсаторов (СК), эти устройства обладают высоким быстродействием, плавным регулированием и могут эффективно поддерживать напряжение, поглощая избыточную реактивную мощность в режимах малых нагрузок. Установка УШР на шинах 500 кВ Зейской ГЭС рассматривается в работе в качестве основного технического решения для нормализации режимов напряжения и исключения работы гидрогенераторов в режиме недовозбуждения.

Материалы и методы исследования. Для решения проблемы избыточной реактивной мощности и нерационального использования гидроагрегатов на Зейской ГЭС в часы ночного минимума разработаны и проанализированы два принципиальных технических варианта.

Вариант 1. Повышение напряжения на шинах Зейской ГЭС. Данный подход рассматривался как способ косвенного снижения потребления реактивной мощности из сети. Теоретически его реализация возможна за счёт увеличения напряжения на генераторах в пределах заводских допусков или использования устройств РПН (регулирования под нагрузкой) на автотрансформаторах.

Вариант 2. Компенсация реактивной мощности путём установки управляемого шунтирующего реактора (УШР) на шинах 500 кВ. Этот вариант направлен на прямое и локализованное устранение причины проблемы – избыточной ёмкостной мощности линий 500 кВ. Установка УШР на шинах станции позволяет поглощать избыточную реактивную мощность в точке её возникновения, что гарантированно предотвращает недопустимое повышение напряжения и позволяет вывести гидрогенераторы из режима недовозбуждения.

В ***варианте 1*** рассматривалось повышение напряжения на шинах Зейской ГЭС до максимально допустимого уровня (до 105 % от номинального, то есть примерно до 525 кВ) путём использования устройств РПН автотрансформаторов и регулирования возбуждения гидрогенераторов. Его целью являлось снижение перетока реактивной мощности из сети в генераторы.

Был проведен расчет режима работы сети при максимально возможном напряжении на генераторах и максимальном коэффициенте трансформации автотрансформаторов. При этом обеспечивалось поддержание напряжений во всех узлах сети в пределах наибольших рабочих значений.

Результаты моделирования, представленные в таблице 3, показали, что хотя формально требования по уровню напряжения выполняются, фундаментальная проблема компенсации реактивной мощности не находит полного решения. Генераторы станции продолжают компенсировать значительные объемы реактивной мощности, тем самым снижая свои эксплуатационные свойства.

Таблица 3 – Напряжения в узлах сети 220 кВ при повышении напряжения на шинах 500 кВ Зейской ГЭС до 525 кВ

№ п/п	Наименование узла	$U_{ном}$, кВ	U, кВ	ΔU, %
26	Этыркэн 220 кВ	220	245,15	+11,43
27	Ургал 220 кВ	220	244,44	+11,11
28	Тырма 220 кВ	220	243,86	+10,85
38	НБГЭС	220	241,90	+9,95
39	Створ 220 кВ	220	241,87	+9,94
40	Райчихинская ГРЭС	220	241,77	+9,89
37	НПС-29	220	241,51	+9,78
36	Архара 220 кВ	220	241,00	+9,54

Критическим недостатком данного варианта является сохранение вероятности аварийного отключения одного из гидрогенераторов при работе двух агрегатов в режиме недовозбуждения. Это ограничение делает вариант повышения напряжения технически неприемлемым для полноценного решения поставленной задачи, что обусловило необходимость рассмотрения альтернативных подходов к компенсации реактивной мощности.

Как видно из таблицы 3, повышение напряжения на шинах 500 кВ Зейской ГЭС привело к значительному росту напряжений во всей связанной сети 220 кВ. В ряде узлов (Этыркэн, Ургал, Тырма) отклонение напряжения превышает +10 %, что находится на границе или выходит за пределы нормативно допустимого диапазона. Несмотря на формальное соблюдение или незначительное превышение нормативов, ключевая проблема не решена: генераторы станции остаются основным средством компенсации реактивной мощности, так как повышенное напряжение на шинах усилило зарядную мощность линий.

Таким образом, вариант 1 не исключает работу гидроагрегатов в режиме недовозбуждения, но создаёт риск нарушения нормативных требований к качеству электроэнергии в сети 220 кВ, подтверждая его техническую и эксплуатационную неприемлемость.

Вариант 2. Исходя из анализа исходного режима работы сети, основная генерация реактивной мощности происходит в линиях электропередачи 500 кВ, что обусловлено их значительной протяженностью.

Моделирование режима работы сети при отключении одного из гидроагрегатов на Зейской ГЭС подтвердило, что избыточная реактивная мощность, генерируемая линиями 500 кВ, перераспределяется на оставшиеся в работе генераторы. Анализ нагрузок показал, что при этом один из гидроагрегатов (гидроагрегат 1) вынужден работать с чрезмерно высоким потреблением реактивной мощности для поддержания напряжения, что выводит его в опасную зону недовозбуждения и создаёт риск аварийного отключения.

Для обеспечения безопасного отключения одного агрегата в часы минимальной нагрузки без перегрузки остальных требуется компенсировать избыточную ёмкостную мощность линий. В качестве технического решения предлагается установка на шины 500 кВ Зейской ГЭС УШР. Моделирование режима работы сети с УШР показало, что данное устройство позволяет поглотить избыточную реактивную мощность в месте её возникновения. Это обеспечивает поддержание напряжения в допустимых пределах, исключает работу гидрогенераторов в режиме недовозбуждения и создаёт условия для безопасной работы двух необходимых агрегатов в ночном минимуме, что является ключевым для оптимизации водно-энергетического режима.

Анализ расчетных данных показывает, что во всех узлах сети напряжения находятся в допустимых пределах. При реализации данного режима становится возможным отключение одного из гидроагрегатов Зейской ГЭС без нарушения устойчивости системы.

Анализ показал, что два оставшихся в работе гидроагрегата несут приемлемую нагрузку по реактивной мощности, что сводит к минимуму вероятность их аварийного отключения по режиму недовозбуждения.

На основании результатов моделирования режима работы энергосистемы с установленным управляемым шунтирующим реактором на шинах 500 кВ Зейской ГЭС и работой двух гидроагрегатов (ГА) в ночном минимуме нагрузки можно сделать следующие выводы.

Обеспечена стабилизация напряжений. Во всех узлах расчётной схемы, включая шины 500 кВ и 220 кВ Зейской ГЭС, а также в удалённых узлах сети (Этыркэн, Ургал, Тырма и др.), напряжения устойчиво поддерживаются в пределах нормативных требований [1]. Превышения напряжений, наблюдавшиеся в исходном режиме, устранены.

Выполнена нормализация режимов работы генераторов. Потребление реактивной мощности двумя работающими гидроагрегатами снижено до технически безопасного уровня. Генераторы

выведены из опасной зоны недовозбуждения. Коэффициент мощности агрегатов соответствует допустимому диапазону, что исключает риск их аварийного отключения соответствующими защитами.

Соблюдается баланс реактивной мощности в системе. УШР эффективно поглощает избыточную зарядную мощность, генерируемую протяжёнными ВЛ 500 кВ в режиме малой нагрузки. Локальная компенсация в точке возникновения проблемы предотвращает перетоки реактивной мощности через генераторы станции.

Обеспечена системная надёжность. Режим работы сети с УШР на шинах станции и двумя ГА является статически и динамически устойчивым. Отключение одного из гидроагрегатов, которое ранее было невозможно, теперь может быть выполнено без нарушения устойчивости энергосистемы и оставшегося в работе оборудования.

Таким образом, моделирование режима подтвердило, что установка УШР на шинах 500 кВ является технически эффективным решением. Оно позволяет перевести Зейскую ГЭС в оптимальный для ночного минимума режим работы только двух гидроагрегатов, полностью снимая проблему их работы в режиме недовозбуждения и создавая предпосылки для оптимизации сработки водохранилища.

Эффективность предложенного технического решения оценивалась на основе сопоставления капитальных вложений и эксплуатационных затрат с достигаемым экономическим эффектом. Для расчёта использовались укрупнённые стоимостные показатели и методология, принятая для оценки инвестиционных проектов в электроэнергетике [2, 8].

Капитальные вложения включают стоимость основного оборудования и строительно-монтажных работ. Ориентировочная структура затрат для установки управляемого шунтирующего реактора (УШР) на ОРУ 500 кВ Зейской ГЭС представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Ориентировочная структура капитальных вложений для варианта 2

Статья затрат	Сумма, тыс. руб.
Стоимость оборудования (УШР)	78 800
Стоимость ячейки для подключения УШР	25 000
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	98 734
Итого капитальные затраты (К)	202 534

Расчёт эксплуатационных издержек и экономического эффекта проведён для горизонта в 10 лет с учётом дисконтирования. Экономический эффект формируется за счёт ликвидации непроизводительного расхода водного ресурса, связанного с работой третьего гидроагрегата исключительно для компенсации реактивной мощности в ночном минимуме. Сохранённый водный ресурс оценивается по тарифу на электрическую энергию для пиковой зоны суток. Эксплуатационные издержки включают амортизационные отчисления, отчисления на техническое обслуживание и ремонт УШР, стоимость потерь электроэнергии в УШР. Результаты расчёта приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные экономические показатели варианта 2

Показатель	Значение, тыс. руб.
Годовая экономия от оптимизации режима (ΔЭ)	51 325
Годовые эксплуатационные издержки (И)	11 245
Чистый дисконтированный доход (ЧДД) за 10 лет	28 086
Срок окупаемости	3 года 10 месяцев
Индекс доходности (PI)	7,53

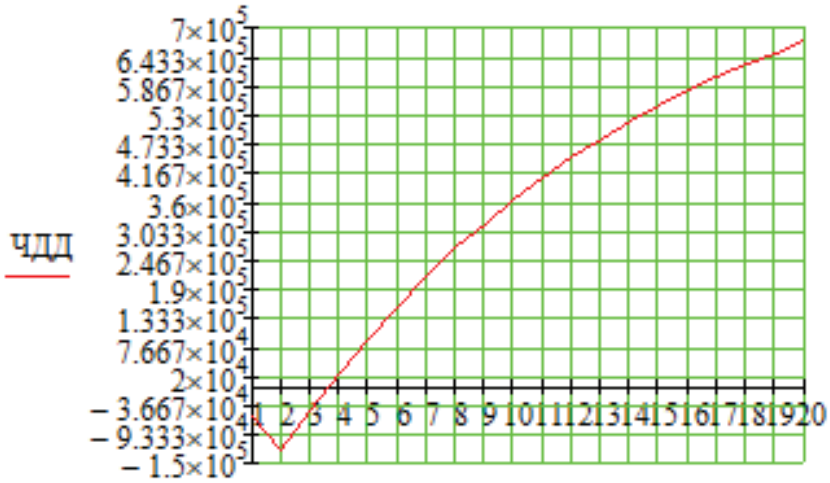


Рисунок 4 – График ЧДД

Рассчитанные показатели свидетельствуют о высокой экономической эффективности предлагаемого технического решения. Положительное значение чистого дисконтированного дохода (ЧДД) и срок окупаемости, не превышающий типичного горизонта планирования в электроэнергетике, подтверждают целесообразность инвестиций. Высокое значение индекса доходности (PI > 1) указывает на значительный экономический эффект по отношению к вложенным средствам.

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунке 4.

Выводы. Проведённое исследование подтвердило актуальность проблемы компенсации реактивной мощности для ГЭС, выдающих мощность в систему по протяженным линиям напряжением 500, 220 кВ, заключающейся в вынужденной работе гидрогенераторов в режиме недовозбуждения в часы минимальных нагрузок. Показано, что традиционный метод повышения напряжения на шинах станции не решает проблему и может привести к нарушению нормативных уровней напряжения в сети и устойчивости системы.

В качестве эффективного решения предложена установка управляемого шунтирующего реактора (УШР) на шинах станции напряжением 500 кВ.

Результаты моделирования схемно-режимной ситуации на примере Зейской ГЭС подтвердили, что установка УШР полностью решает поставленную задачу. Обеспечивается поддержание напряжения в пределах нормы во всех узлах сети, гидрогенераторы выводятся из режима недовозбуждения, что исключает риск их аварийного отключения.

Ключевым результатом является возможность перевода станции в оптимальный режим работы только двух гидроагрегатов в ночном минимуме нагрузки.

Технико-экономическое обоснование предложенного варианта с установкой УШР на шинах 500 кВ станции доказало его высокую эффективность: при капитальных вложениях в размере 177 534 тыс. руб. чистый дисконтированный доход составляет 28 086 тыс. руб., а срок окупаемости не превышает 3-х лет и 10 месяцев при индексе доходности 7,53. Экономический эффект достигается за счёт прекращения непроизводительного расхода воды через третий гидроагрегат и направления водного ресурса на полезную генерацию. Таким образом, предлагаемое решение является технически обоснованным и экономически целесообразным.

Поступила: 16.01.2026; рецензирована: 30.01.2026; принята: 02.02.2026.

Литература

1. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Стандартинформ, 2014. 23 с.
2. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов в электроэнергетике (утверждены Минэнерго России). М., 2020. 145 с.
3. *Соколова А.В.* Современные тенденции в компенсации реактивной мощности в сетях высшего напряжения / А.В. Соколова, И.С. Петров // Энергетик. 2022. № 5. С. 34–41.
4. *Кузнецов Д.А.* Оптимизация режимов работы гидрогенераторов в условиях недовозбуждения с применением FACTS-устройств / Д.А. Кузнецов, В.Г. Михайлов // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2021. Т. 23. № 3-4. С. 78–89.
5. International Electrotechnical Commission (IEC). IEC 60038:2020 IEC standard voltages. Geneva: IEC, 2020. 25 p.
6. *Kundur P., Balu N.J., Lauby M.G.* Power System Stability and Control. 2nd ed. New York: McGraw-Hill Education, 2021. 1176 p.
7. Отчёт о научно-исследовательской работе «Анализ режимов работы ОЭС Востока». Хабаровск: ОДУ Востока (филиал АО «СО ЕЭС»), 2023. 180 с.
8. РД 153-34.3-35.125-2002. Методические указания по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях. М.: Изд-во Минэнерго РФ, 2002. 92 с.