УДК 621.315:551.582(575.2)
DOI: 10.36979/1694-500X-2026-26-8-49-57

ОСОБЕННОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ С УЧЕТОМ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СИСТЕМООБРАЗУЮЩИХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ КЫРГЫЗСТАНА

Ю.П. Симаков, Ш.Б. Дикамбаев, М.А. Айткулов

Аннотация. Рассматриваются особенности функционирования энергосистемы Кыргызстана с акцентом на режимы работы системообразующих линий электропередачи в условиях природно-климатических факторов. Описываются влияния климатических условий на эффективность и надежность энергоснабжения, что подчеркивает важность адаптации энергосистемы к местным условиям для обеспечения стабильной работы и минимизации перебоев в электроснабжении. Рассматривается перераспределение перетоков мощностей в электрических сетях напряжением 220–500 кВ в условиях максимальной зимней нагрузки для трех схем с учетом отсутствия и наличия связей по межсистемным ЛЭП с энергосистемой Казахстана. Подчеркивается важность соблюдения баланса реактивной мощности для стабильной работы электроэнергетической системы, показана возможность управления генерацией реактивной мощности на подстанции «Кемин». Указывается на необходимость разработки новой редакции «Инструкции по расчёту и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям ОАО «НЭС Кыргызстана».

Ключевые слова: природно-климатические условия; линии электропередачи; трассы линий электропередачи; гололедообразование; ветер; режим работы; устойчивость энергосистем; запас статической устойчивости; реактивная мощность; батареи конденсаторов; потери мощности.

КЫРГЫЗСТАНДЫН ЖАРАТЫЛЫШТЫК-КЛИМАТТЫК ШАРТТАРЫНДА СИСТЕМА ТҮЗҮҮЧҮ ЭЛЕКТР БЕРҮҮ ЛИНИЯЛАРЫНЫН ИШТӨӨ РЕЖИМДЕРИН ЭСКЕ АЛУУ МЕНЕН ЭНЕРГЕТИКАЛЫК СИСТЕМАСЫНЫН ИШТӨӨ ӨЗГӨЧӨЛҮКТӨРҮ

Ю.П. Симаков, Ш. Б. Дикамбаев, М. А. Айткулов

Аннотация. Макалада Кыргызстандын энергетикалык системасынын жаратылыш-климаттык факторлордун шарттарында система түзүүчү электр берүү линияларынын иштөө режимдерине басым жасоо менен иштөө өзгөчөлүктөрү каралат. Климаттык шарттардын энергия менен камсыздоонун натыйжалуулугуна жана ишенимдүүлүгүнө тийгизген таасирлери сүрөттөлөт, бул туруктуу иштөөнү камсыз кылуу жана электр энергиясы менен камсыздоодогу үзгүлтүктөрдү минималдаштыруу үчүн энергетикалык системаны жергиликтүү шарттарга ыңгайлаштыруунун маанилүүлүгүн баса белгилейт. Казакстандын энергетикалык системасы менен системалар аралык электр берүү линиялары аркылуу байланыштардын жоктугун жана бар экендигин эске алуу менен, үч схема боюнча 220–500 кВ чыңалуудагы электр тармактарында кубаттуулук агымдарын кайра бөлүштүрүү каралат. Электр энергетикалык системанын туруктуу иштөөсү үчүн реактивдүү кубаттуулук балансын сактоонун маанилүүлүгү баса белгиленет, «Кемин» подстанциясында реактивдүү кубаттуулукту генерациялоону башкаруу мүмкүнчүлүгү көрсөтүлөт. «Кыргызстандын электр тармактары ААКсы» боюнча электр энергиясын берүүдөгү технологиялык жоготуулардын нормативдерин эсептөө жана негиздөө боюнча «Инструкциянын» жаңы редакциясын иштеп чыгуу зарылчылыгы белгиленет.

Түйүндүү сөздөр: жаратылыш-климаттык шарттар; электр берүү линиялары; электр берүү линияларынын трассалары; муз каптоо; шамал; иштөө режими; энергетикалык системалардын туруктуулугу; статикалык туруктуулук запасы; реактивдүү кубаттуулук; конденсатор батареялары; кубаттуулук жоготуулары.

PECULIARITIES OF POWER SYSTEM OPERATION TAKING INTO ACCOUNT OPERATION MODES OF THE SYSTEM-FORMING POWER TRANSMISSION LINES IN NATURAL AND CLIMATIC CONDITIONS OF KYRGYZSTAN

Yu.P. Simakov, Sh.B. Dikambaev, M.A. Aitkulov

Abstract. Features of the functioning of the power system of Kyrgyzstan are considered with an emphasis on the modes of operation of backbone power lines in conditions of natural and climatic factors. The effects of climatic conditions on the efficiency and reliability of power supply are described, which emphasizes the importance of adapting the power system to local conditions to ensure stable operation and minimize power outages. The redistribution of power flows in 220–500 kV electric networks under conditions of maximum winter load for three schemes is considered, taking into account the absence and presence of connections along intersystem power lines with the power system of Kazakhstan. The importance of maintaining the reactive power balance for the stable operation of the electric power system is emphasized, the possibility of controlling the generation of reactive power at the Kemin substation is shown. It indicates the need to develop a new edition of the "Instructions for calculating and justifying the standards for technological losses of electricity during its transmission through the electric networks of OJSC "NES of Kyrgyzstan."

Keywords: natural climatic conditions; power lines; power transmission lines; ice formation; wind; operating mode; stability of power systems; static stability margin; reactive power; capacitor batteries; power losses.

Системообразующие линии электропередачи напряжением 110–220–500 кВ осуществляют транспорт электроэнергии от генерирующих источников во все районы республики и связь с энергосистемами соседних государств, обеспечивая параллельную работу Кыргызской энергосистемы в составе Объединенной энергетической системы (ОЭС) Центральной Азии и Южного Казахстана. Схема основных сетей 110–500 кВ энергосистемы Кыргызстана и связи с соседними энергосистемами приведена на рисунке 1.

Природно-климатические условия Кыргызстана, характеристика трасс ЛЭП 500 кВ. Кыргызстан имеет сложную горную территорию, с большими перепадами высот от 400 до 7500 метров над уровнем моря (н.у.м.). Сложная орография и большой диапазон высотных отметок территории

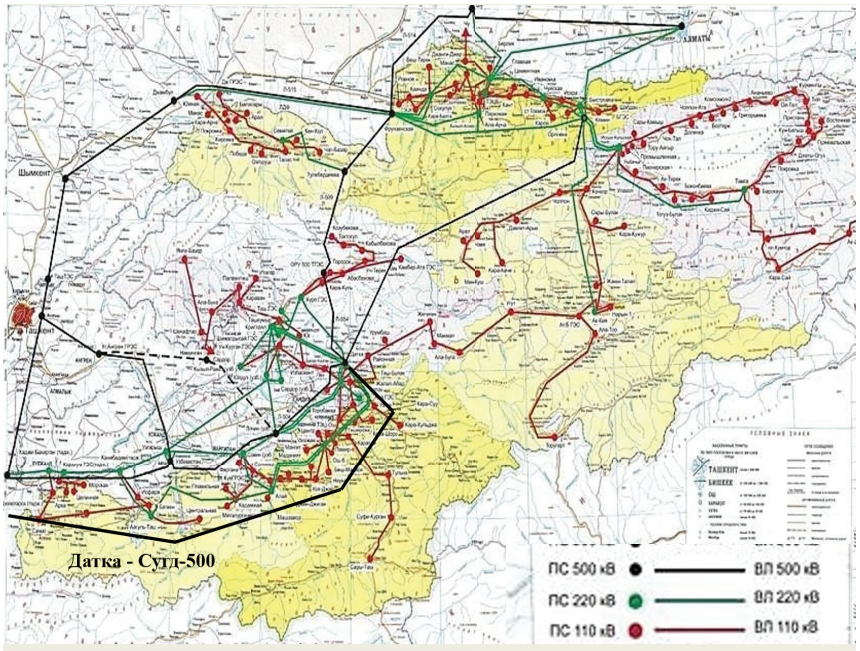


Рисунок 1 – Схема основных сетей 110–500 кВ энергосистемы Кыргызстана

формируют очень сложную систему местных климатов и микроклиматов. В таких условиях сооружение и эксплуатация энергетических объектов (и не только) связаны с большими трудностями и проблемами, так как многие природно-климатические факторы, присущие горным регионам, оказывают отрицательное, а в некоторых случаях и катастрофическое воздействие на объекты, расположенные в горах, особенно на межсистемные и магистральные электропередачи напряжением 220–500 кВ. К числу опасных для объектов энергетики природных воздействий геофизического, геологического и техногенного характера относятся: снежные лавины, сели, оползни, осыпи, камнепады, механические нагрузки на провода и опоры от ветра и гололеда, колебания проводов ВЛ, землетрясения. Опасность этих природных явлений заключается в том, что они могут приводить к нарушениям элементов электропередач, таких как падение или повреждение опор ЛЭП, обрывы проводов, тросов и другие [1–4].

Линии электропередачи проходят в районах, характеризующихся широким диапазоном орографических и природно-климатических условий. В пределах трасс имеются районы с сильными ветрами со скоростью до 40–45 *м/с*, гололёдом с толщиной стенки более 20 *мм*, интенсивной грозовой деятельностью и лавинной опасностью.

Кроме того, воздушные линии подвергаются воздействиям, вызывающим кратковременную, а иногда и длительную потерю работоспособности изоляционных конструкций, таких как:

- электрические перенапряжения при поражениях разрядами молнии;
- загрязнения изоляции линий естественными и промышленными уносами.

Высокогорные участки характеризуются пониженной плотностью воздуха, что также отрицательно влияет на изоляцию и передачу электроэнергии по проводам горных ВЛ, увеличивая уровень коронного разряда и, соответственно, потери электроэнергии. По этой причине выбор сечения проводов и конструкции фазы для воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше в значительной мере определяется и условиями ограничения коронного разряда.

Действующие линии напряжением 500 кВ «Токтогульская ГЭС – Алабель – Фрунзенская», «Токтогульская ГЭС – Датка» и «Датка – Кемин» проходят по сложной горной местности на высотах от 500 м н.у.м. до 3500 м н.у.м. в связи с чем, по условиям ограничения коронного разряда фазы линии в зависимости от высоты прохождения трассы ЛЭП над уровнем моря выполнены проводами 3 × АС-300, 3 × АС-400 и 3 × АС-500. В 2025 году завершено сооружение ЛЭП 500 кВ от ПС Датка в Кыргызстане до ПС Сугд – в Таджикистане, фаза которой в отличие от существующих ЛЭП 500 кВ выполнена сталеалюминевым проводом марки АС 4 × 400 (рисунок 2). Протяженность линии электропередач 500 кВ «Датка – Сугд» составляет 470 километров по территории Кыргызской Республики.



Рисунок 2 – ЛЭП 500 кВ «Датка – Сугд»

ЛЭП 500 кВ «Токтогульская ГЭС – Фрунзенская» общей протяженностью в 207,3 км проходит через пять труднодоступных горных перевалов. Некоторые ее участки расположены на высоте 3 500 м над уровнем моря. До строительства ЛЭП 500 кВ «Датка – Кемин» эта линия была единственной, по которой транспортировалась электроэнергия, выработанная Токтогульской ГЭС, на север страны.

Трасса линии электропередачи напряжением 500 кВ «Датка – Кемин» также проходит по труднодоступным горным участкам через перевалы, Кырк-Кыз, Тер-Жайлак, Кызарт, Шылдырак, высота которых более 3 тысяч метров.

Аварии на горных ЛЭП чаще всего имеют механическое происхождение и связаны с гололёдными и ветровыми нагрузками, сейсмичностью, пляской проводов, обвалами, оползнями, лавинами, подмыванием фундаментов опор и т. п. По данным Службы надежности и техники безопасности ОАО «НЭС Кыргызстана» в 2023 году в сетях 110 кВ и выше произошло 270 случаев аварийных отключений от действия защит и автоматики. Большой процент отключений связан с погодными условиями, в частности с грозовым периодом, и отключением ВЛ от прямого попадания молнии. Также отключения случались в результате таких природно-климатических воздействий, как гололедообразование, сход лавин и селей и т. д. При этом основными факторами, вызывающими обрывы проводов, грозозащитных тросов и шлейфов анкерных опор являются:

- сверхнормативные ветровые и гололедные нагрузки, приводящие к вибрации и пляске проводов;
- окисления болтовых соединений плашечных зажимов и приближение шлейфа к телу опор при шквалистом ветре.

Приведем некоторые примеры отключения ЛЭП 500 кВ:

- 16 марта 2018 года в 11:30 произошло отключение линии электропередачи 500 кв «Токтогульская ГЭС – ПС Фрунзенская» на перевале Гуду в пролетах опор 38–39 длиною 1 200 м обнаружено ***сильное обледенение проводов толщиной 20 см;***
- 26 февраля 2021 года: в 19:31 устройствами релейной защиты отключилась ВЛ-500 кВ «Токтогульская ГЭС – подстанция Датка», причина – ***лавиной была повреждена фаза «А» опоры 120,*** с повреждениями двух из трех проводов в фазе в пролетах опор 120–121–122;
- 25.07.2023 г. в 16 час 44 мин аварийно отключилась ВЛ-500 кВ «ТГЭС – Тулебердиева», причиной аварийного отключения явилось короткое замыкания из-за увеличения стрелы провеса ***в результате аномальной жары провода в пролете опор № 188–189;***
- 26 октября 2025 года произошло отключение ВЛ 500 кВ «Токтогульская ГЭС – ПС Фрунзенская», из-за ***сильного гололедообразование диаметром до 25–30 см*** на опорах № 38, 39 и 40 и на проводах в пролетах опор № 38, 39 и № 39, 40.

Ликвидация последствий аварий и восстановление электроснабжения требуют значительного времени, в связи с чем в условиях высокогорья используются провода с повышенной механической прочностью.

Особенности режимов работы системообразующих линий электропередачи. Одной из важнейших характеристик линий электропередачи переменного тока является пропускная способность, которая для линий электропередачи напряжением 220 кВ ограничивается как ***нагревом***, так и ***устойчивостью***, для линий электропередачи напряжением 500 кВ – в основном ***устойчивостью***, причем с увеличением длины линий второй фактор (устойчивость) определяет предел передаваемой мощности.

Таким образом, для обеспечения нормальной работы линии электропередачи необходимо обязательное выполнение условия, связывающего наибольший рабочий ($I_{нб}$) и допустимый по нагреву ($I_{доп}$) токи линии:

$$I_{доп} \geq I_{нб}. \quad (1)$$

Допустимые значения длительных токов для проводов марок АС приводятся в Правилах устройства электроустановок [5] и справочной литературе.

По условиям устойчивости энергосистем нормируются минимальные коэффициенты запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в сечениях и по напряжению в узлах нагрузки. Расчеты устойчивости в условиях эксплуатации выполняются для определения допустимых режимов энергосистемы и выбора мероприятий по повышению устойчивости энергосистемы.

Известно, что передаваемая по линии без потерь активная мощность (Р) в зависимости от угла δ определяются как

$$P = U_1 U_2 \frac{1}{X_{12}} \sin\left(\delta_{12}\right), \tag{2}$$

где U_1 и U_2 – напряжения в начале и конце линии электропередачи;

X_{12} – индуктивное сопротивление линии;

δ_{12} – угол между векторами напряжений $\bar{U}_1$ и $\bar{U}_2$.

Ограничения передаваемой по линии переменного тока мощности, вызванные необходимостью обеспечить статическую устойчивость в нормальном режиме, можно проиллюстрировать по угловой характеристики мощности (*P = f(δ)*, рисунок 3), построенной по выражению (2).

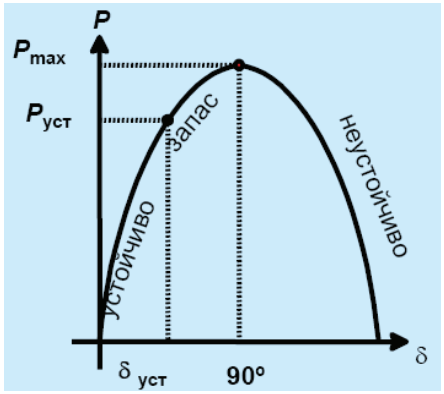


Рисунок 3 – Угловая характеристика мощности линии электропередачи

Величина передаваемой по линии электропередачи активной мощности (Р) ограничивается необходимостью обеспечить статическую устойчивость в нормальном режиме с требуемым коэффициентом запаса по устойчивости, который определяется по выражению

$$K_P = \frac{P_{пр} - P}{P} \cdot 100\%, \tag{3}$$

где P – мощность, передаваемая в нормальном режиме;

$P_{пр}$ – предельная передаваемая мощность, определенная из условий устойчивости режима при $\delta_{12} = \pi/2$:

$$P_{\max} = P_{пр} = U_1 U_2 \frac{1}{X_{12}}. \tag{4}$$

Коэффициент запаса по статической устойчивости должен быть не менее 20 % для нормального режима и 8 % – *для послеаварийного режима* [6].

Выполненные оценки по проверке статической устойчивости ЛЭП 500 кВ и наиболее протяженной и наиболее загруженной ЛЭП 220 кВ показали, что линии электропередачи 220–500 кВ в режиме наибольших нагрузок имеют ***достаточно большие запасы по статической устойчивости.***

В 2015 году были введены в эксплуатацию ЛЭП 500 кВ «Датка – Кемин», подстанция «Кемин», на которую с подстанции «Быстровка» перезаведены линии электропередачи 220 кВ. Данные изменения в схеме сетей 220–500 кВ привели к перераспределению мощностей и к изменениям режимов работы системообразующих линий электропередачи. Линия 500 кВ «Датка – Кемин» обеспечивает дополнительную электрическую связь между югом и севером энергосистемы.

Для оценки влияния указанных изменений в схеме электрических сетей 220–500 кВ расчетным путем был выполнен сравнительный анализ перетоков активной мощности в режиме максимальной нагрузки по линиям электропередачи 220 кВ и 500 кВ для трех схем:

1) Нормальная схема до ввода в эксплуатацию ЛЭП 500 кВ «Датка – Кемин»; межсистемные ЛЭП 220 кВ связи с энергосистемой Казахстана **включены**.

2) ЛЭП 500 кВ «Датка – Кемин» **включена**; межсистемные ЛЭП 220 кВ связи с энергосистемой Казахстана – **включены**.

3) ЛЭП 500 кВ «Датка – Кемин» **включена**; межсистемные ЛЭП 220 кВ связи с энергосистемой Казахстана – **отключены**.

Выполненные исследования показали, что с точки зрения режимов работы системообразующих линий электропередачи напряжением 220–500 кВ ***наиболее предпочтительной является схема № 2:*** ЛЭП 500 кВ «Датка – Кемин» **включена**; межсистемные ЛЭП 220 кВ связи с энергосистемой Казахстана **включены** [7].

Общеизвестно, что соблюдение баланса реактивной мощности является одним из обязательных условий существования режима электроэнергетической системы. В отличие от активной реактивная мощность может генерироваться не только генераторами на электростанциях, но и компенсирующими устройствами (КУ) – батареями статических конденсаторов (БСК), синхронными компенсаторами (СК) или статическими источниками реактивной мощности (ИРМ). До ввода в эксплуатацию ЛЭП 500 кВ «Датка – Кемин» выполненные в 2013–2014 годах исследования показали, что баланс реактивной мощности в электрических сетях Чуйского ПЭС мог быть обеспечен только при условии параллельной работы энергосистемы Кыргызстана в составе ОЭС Центральной Азии и Южного Казахстана [8].

Расчетная оценка принципиальных возможностей управления генерацией реактивной мощности БСК на ПС «Кемин» в диапазоне (0–304) МВАр и влияния этого регулирования на уровни напряжения на узловых подстанциях напряжением 220 кВ Севера энергосистемы показала ее эффективность. Наибольший эффект повышения напряжения на шинах 220 кВ имеет место на близких к ПС «Кемин» подстанциях «Иссык-Кульская», «Чуйская», «Ак-Кыя», «Быстровка» – более 15 %. Недостатком схемы подстанции «Кемин» является ступенчатое регулирование генерацией реактивной мощностью путем включения и отключения выключателей в цепях БСК.

Вторым недостатком, по нашему мнению, является подключение БСК к шинам напряжением 35 кВ, при этом генерируемую реактивную мощность необходимо трансформировать на сторону среднего напряжения – 220 кВ (рисунок 4).

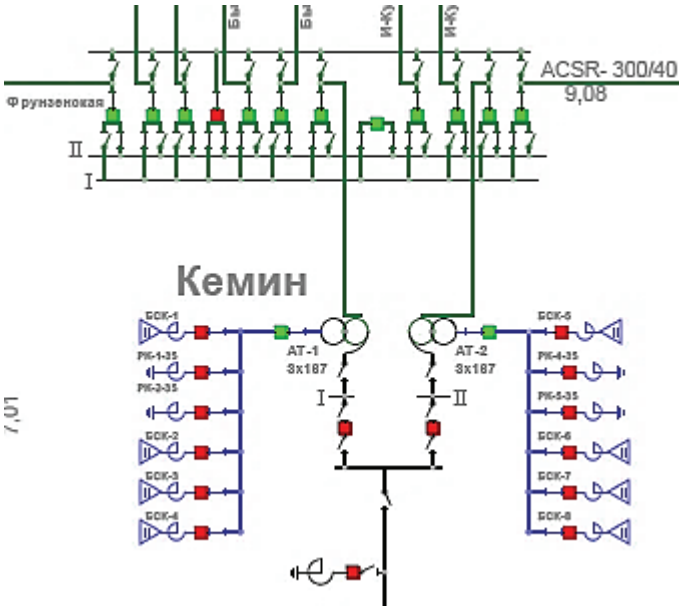


Рисунок 4 – Схема подключения БСК на подстанции «Кемин»

При передаче электрической энергии в каждом элементе электрической сети возникают потери. Одной из составляющих потерь в воздушных линиях электропередачи являются ***потери, вызванные коронным разрядом, которые особенно ощутимы на проводах горных линий напряжением 220–500 кВ,*** достигающие нескольких десятков киловатт на один километр линии, обусловленные геофизическими и климатическими условиями высокогорья [9–11]. Полученные обобщенные характеристики потерь мощности от короны в виде эмпирической формулы открывают широкие возможности для расчета потерь от короны на проводах ВЛ, проходящих на любых отметках над уровнем моря для различных метеорологических условий. Величины потерь мощности от короны на разных участках могут отличаться в разы в зависимости от высоты местности и метеорологических условий. Чем выше высота, тем ниже относительная плотность воздуха и выше уровень потерь на корону.

В качестве примера для разных групп погоды (изморозь, дождь, сухой снег, хорошая погода) в зависимости от марки провода линии и рабочего напряжения были выполнены оценочные расчёты для определения удельных потерь мощности на корону (кВт/км), на основе которых были определены расчётные среднегодовые удельные потери мощности на корону.

1) Для линии 500 кВ «ТГЭС- ПС Фрунзенская»:

- для участка длиной 137 км средняя высота прохождения трассы 1000 м н.у.м. предгорная зона, провод АСУ-300, расчётные среднегодовые удельные потери на корону составили 12,1 кВт/км;
- для участка длиной 45 км, средняя высота прохождения трассы 2000 м н.у.м., провод АСУ-400, расчётные среднегодовые удельные потери на корону составили в среднем 15,9 кВт/км;
- для участка длиной 25 км, средняя высота прохождения трассы 3000 м н.у.м. гребневая зона, провод АСУС-500, расчётные среднегодовые удельные потери на корону составили 18,9 кВт/км.

2) Для линии 500 кВ «ТГЭС – ПС Датка»:

- для участка длиной 62 км, провод АСУ-300, 1000 м н.у.м. предгорная зона, расчётные среднегодовые удельные потери на корону составили 12,1 кВт/км;
- для участка длиной 55 км, провод АСУ-400, 2500 м н.у.м., расчётные среднегодовые удельные потери на корону составили в среднем 18,3 кВт/км.

На рисунке 5 для наглядности показаны зависимости удельных потерь мощности на корону для ВЛ 500 кВ при различных видах погоды в зависимости от высоты прохождения трассы над уровнем моря.

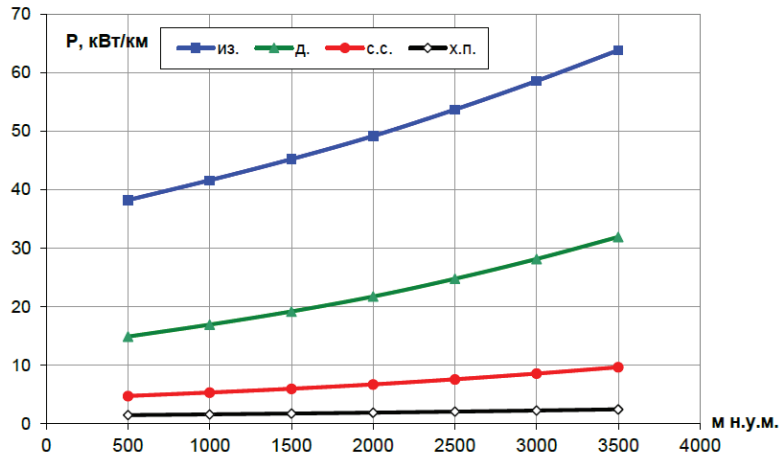


Рисунок 5 – Удельные потери мощности на корону для воздушной линии электропередачи напряжением 500 кВ, провод АС-3 × 300

При существующей схеме отчетные потери электроэнергии в электрических сетях 110–500 кВ находятся на уровне 5,3–5,7 % к поступлению электроэнергии в сеть, в 2024 году они составляли (тыс. кВт·ч):

- в сетях 500 кВ – 10 409,407;
- в сетях 220 кВ – 62 208,313;
- в сетях 110 кВ – 33 364,848.

Основная трудность расчета потерь электроэнергии – это отсутствие достоверной и полной информации, из-за схемно-режимного многообразия, случайного характера нагрузки, недостаточной укомплектованностью сети средствами измерения параметров режима и учета электроэнергии, их точностью, в связи с чем в ОАО «НЭС Кыргызстана» используется нормативный метод расчета нагрузочных потерь электроэнергии.

Нормирование потерь электроэнергии является организационным инструментом стимулированиядля проведения экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь в энергоснабжающих организациях.

Обоснование норматива технологических потерь электроэнергии в электрических сетях 110–500 кВ Кыргызской энергосистемы с 2011 года производится по «Инструкции по расчёту и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям 110–500 кВ ОАО «Национальная электрическая сеть Кыргызстана» (в ред. 2018 г.). Оценки потерь электроэнергии по полученным в 2021–2022 годах характеристикам потерь показали, что необходима разработка новой редакции «Инструкции по расчёту и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям ОАО «НЭС Кыргызстана» [12].

Заключение. Выявлены природно-климатические факторы отрицательно воздействующие на объекты энергосистемы – снежные лавины; сели; оползни; осыпи; камнепады; механические нагрузки на провода и опоры от ветра и гололеда; колебания проводов ВЛ; землетрясения; температура окружающего воздуха; атмосферное давление; различные типы погодных условий; интенсивность грозовой деятельности.

Введение в эксплуатацию ЛЭП 500 кВ «Датка – Кемин» и подстанции «Кемин» привело к значительным изменениям в схеме сетей 220–500 кВ, обеспечив дополнительную электрическую связь между югом и севером энергосистемы, наиболее предпочтительной является схема с включенной ЛЭП 500 кВ «Датка – Кемин» и межсистемными ЛЭП 220 кВ связи с энергосистемой Казахстана.

Обобщенные характеристики потерь мощности от короны в виде эмпирической формулы позволяют рассчитывать потери от короны на проводах ВЛ, проходящих на любых отметках над уровнем моря для различных метеорологических условий и на разных участках линии.

Оценки потерь электроэнергии по полученным в 2021–2022 годах характеристикам потерь показали, что необходима разработка новой редакции «Инструкции по расчёту и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям ОАО «НЭС Кыргызстана»

Поступила: 08.06.2026; рецензирована: 22.06.2026; принята: 24.06.2026.

Литература

1. Исследование влияния изменений природно-климатических условий Кыргызстана на режимы работы энергосистемы и разработка предложений и новых конструктивных решений, повышающих надежность и устойчивость энергообъектов / Отчеты по НИР НИИЭ при Минэнерго КР за 2023–2024–2025 гг. / исполнители: канд. техн. наук Ш.Б. Дикамбаев, канд. техн. наук Ю.П. Симаков [и др.]. Бишкек, 2023 г. – 104 с.; 2024 г. – 114 с.; 2025 г. – 218 с.
2. *Подрезов О.А.* Оценка средних годовых и экстремальных температур воздуха и глубины промерзания грунтов для проектирования воздушных линий электропередачи на территории Кыргызстана / О.А. Подрезов, А.О. Подрезов, Ш.Б. Дикамбаев [и др.] // Вестник КРСУ. 2025. Т. 25. № 4. С. 160–168.

3. *Подрезов О.А.* Оценка климатических параметров ветровых и гололедных нагрузок на воздушные линии электропередачи для территории Кыргызстана / О.А. Подрезов, А.О. Подрезов, Ш.Б. Дикамбаев [и др.] // Вестник КРСУ. 2025. Т. 25. № 4. С. 150–159.
4. *Мезгин В.А.* Нормативные требования по выбору или оценке соответствия внешней изоляции электроустановок напряжением 110–500 кВ ОРУ и ВЛ с учётом специфики горных районов / В.А. Мезгин, Ю.П. Симаков, Ш.Б. Дикамбаев // Вестник КРСУ. 2021. Т. 21. № 8. С. 45–50.
5. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002.
6. Методические указания по устойчивости энергосистем. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.
7. *Симаков Ю.П.* Расчетная оценка режимов электрических сетей 110–500 кВ энергосистемы Кыргызстана в связи с вводом в эксплуатацию ЛЭП 500 кВ “Датка – Кемин” и подстанции “Кемин” / Ю.П. Симаков, Э.Т. Куданалиев // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 68. Исследование и обеспечение надежности систем энергетики. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2017. С. 30–35. НИИЭЭ при МЭ КР. Бишкек, 2021. 140 с.
8. *Симаков Ю.П.* Оценка влияния регулирования реактивной мощности на ПС “Кемин” на уровень напряжений узловых подстанций 220 кВ северной части энергосистемы Кыргызстана / Ю.П. Симаков, Э.Т. Куданалиев // Вестник КРСУ. 2016. Т. 16. № 1. С. 140–144.
9. Руководящие указания по учету потерь мощности на корону и помех от короны при выборе проводов воздушных линий электропередачи переменного тока 330–750 кВ и постоянного тока 800–1500 кВ. М.: 2009. 78 с.
10. *Дикамбаев Ш.Б.* Оценка потерь мощности от коронного разряда на проводах горных воздушных линий сверхвысокого напряжения по обобщенным характеристикам / Ш.Б. Дикамбаев, Ю.П. Симаков // Вестник КРСУ. 2023. Т. 23. № 8. С. 9–16.
11. *Симаков Ю.П.* Учет климатических и атмосферных изменений при оценке потерь мощности от коронного разряда на горных линиях электропередачи сверхвысокого напряжения / Ю.П. Симаков, Ш.Б. Дикамбаев // Вестник КРСУ. 2024. Т. 24. № 8. С. 96–104
12. *Симаков Ю.П.* Статистические характеристики потерь электроэнергии в электрических сетях 110–500 кВ энергосистемы Кыргызстана / Ю.П. Симаков, Ш.Б. Дикамбаев // Вестник КРСУ. 2022. Т. 22. № 8. С. 42–48.