

Предлагаемая конструкция обеспечивает синхронность работы генераторов и открывает возможность установки каскадной схемы генераторов на одной гидроустановке.

Список литературы

1. Рахимов К.Р., Беляков Ю.П. Гидроэнергетика Кыргызстана. – Бишкек: «Техник», 2006.
2. Липкин В.И., Богомбаев Э.С. Микро и малые гидроэлектростанции в Кыргызской республике. Справочное пособие, -Бишкек, 2012.-С.116
3. Кенжаев И.Г., Айдарбеков З.Ш., Жороев А.М. Опыт внедрения микроГЭСов для отдаленных потребителей и методика расчета их технико-экономических показателей. –Ош: «Вестник Ошского государственного университета», 2014 г., №3, стр. 132-135.
4. Авторское свидетельство СССР №2179260 Кл. С2, F 03В3/02.

УДК 321.316

ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ С УЧЕТОМ ИХ ПОТЕРИ

Калимбетов Галим Примжанович, старший преподаватель, Центральный Азиатский Университет, Казахстан, г. Алматы, ул. Жандосова 60, e-mail: gala_84_11@mail.ru

Потребители электроэнергии имеются повсюду. Электроэнергию не удастся консервировать в больших масштабах. Она должна быть потреблена сразу же после получения. Поэтому возникает необходимость в передаче электроэнергии на большие расстояния. Передача энергии связана с заметными потерями. Согласно основам теории цепей «потерянная» энергия в элементах электрической сети зависит от величины протекающих по ним электрических токов и количественно оценивается выделяемой в них теплотой. В данной статье рассматриваются особенности моделирование передачи электроэнергии с учетом их потери.

Ключевые слова: электроэнергия, потери электроэнергии, передача электроэнергии, метод оценки потерь, макропроекты.

THE FEATURE OF MODELLING TRANSFER ENERGY WITH CALCULATION OF THEIR LOSES

Kalimbetov Galym P., Senior teacher, Kazakhstan, c. Almaty, Central Asian University, e-mail: gala_84_11@mail.ru

Electric power consumers are everywhere. Electricity is not possible to preserve a large scale. It should be consumed immediately after receiving. Therefore there is a need for power transmission over long distances. Therefore arises need to power transmission over long distances. The transfer of energy connected with appreciable loss. According to the basics of circuit theory "lost" energy in the elements of the electrical network depends on the amount flowing through them electric currents and quantified allocated to them warmth. The features of modeling power transmission in accordance with their losses are discussed in this article.

Keywords: electricity, power losses, power transmission, method of assessing the losses microprojects.

В настоящее время главной задачей в рамках приоритета развития казахстанской энергетики является наращивание энергетической базы и обеспечение растущих потребностей населения и экономики необходимыми энергетическими ресурсами на основе развития современных энергетических комплексов и альтернативных источников энергии в увязке с реализуемыми и планируемыми макропроектами. Это особенно касается энергодефицитных регионов страны, так как потребители электроэнергии имеются повсюду.

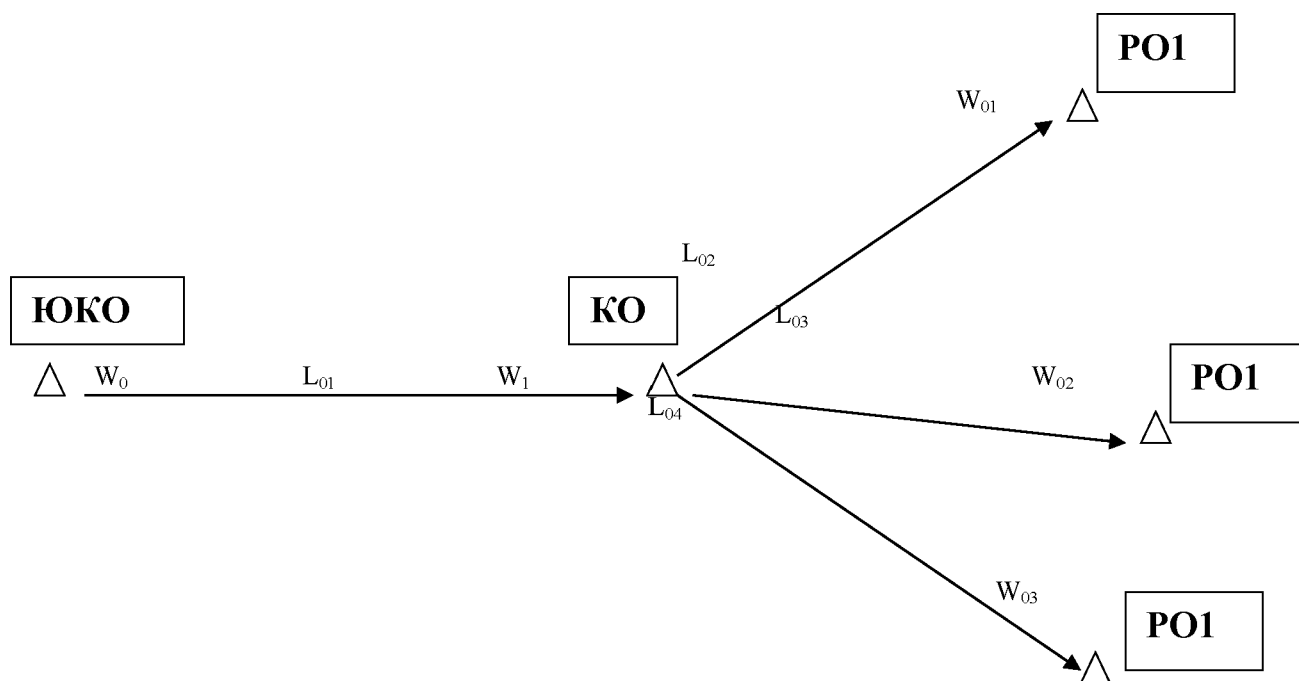


Рис. 1 - Условная схема электроснабжения Кзылординской области (где ЮКО - Южно-Казахстанская область, КО-Кзылординская область, РО-районы Кзылординской области)

Электроэнергия производится в сравнительно немногих местах, близких к источникам топлива и гидроресурсов. Электроэнергию не удастся консервировать в больших масштабах, поэтому она должна быть потреблена сразу же после получения. Поэтому возникает необходимость в передаче электроэнергии на большие расстояния, в частности в Кзылординскую область через Южноказахстанской области. Передача энергии связана с заметными потерями. Дело в том, что электрический ток нагревает провода линий электропередачи. В соответствии с законом Джоуля - Ленца энергия, расходуемая на нагрев проводов линии, определяется формулой [1]:

$$Q = I^2 R t, \quad (1)$$

где R-сопротивление линии.

При очень большой длине линии передача энергии может стать экономически невыгодной. Значительно снизить сопротивление линии практически весьма трудно. Поэтому приходится уменьшать силу тока.

Так как мощность тока пропорциональна произведению силы тока на напряжение, то для сохранения передаваемой мощности нужно повысить напряжение в линии передачи. Чем длиннее линия передачи, тем выгоднее использовать более высокое напряжение. Между тем генераторы переменного тока строят на напряжение, не превышающие 16-20кВ.

Более высокое напряжение потребовало бы принятия сложных специальных мер для изоляции обмоток и других частей генератора. Потери, зависящие от погодных условий, включают в себя три вида потерь:

- на корону;
- от токов утечки по изоляторам воздушных линий;
- расход электроэнергии на плавку гололеда.

Потери электроэнергии должны рассчитываться для характерных рабочих и ремонтных схем. В расчетную схему должны быть включены все элементы сети, потери в которых зависят от ее режима (линии, трансформаторы, высокочастотные заградители ВЧ-связи, токоограничивающие реакторы и т.п.).

Для того, чтобы электричество поступало в розетку сегодня нужно добыть уголь или нефть, довести их до электростанции, сжечь кислородом воздуха, получить пар, пропустить его через паровую турбину к электрогенераторам, подать через трансформатор в высоковольтную линию электропередачи в районы потребления, через трансформаторы снизить напряжение тока до бытового 220 В, частотой 50 Гц, направить в дома по проводам или кабелям, пропустить через счетчик энергии и только затем подвести к розеткам и выключателям. На всем этом длинном пути транспорта электричества теряется до половины энергии, вырабатываемой электростанцией, которая в свою очередь теряет больше половины энергии топлива. Таким образом, конечному потребителю поступает не более 20 – 25 % энергии топлива, остальные 75 – 80 % греют атмосферу, ускоряя ее глобальное потепление. [1]

Метод оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети состоит в расчете потерь электроэнергии на основе зависимостей потерь от суммарной длины и количества линий, суммарной мощности и количества оборудования, полученных на основе технических параметров линий и оборудования или статистических данных.[2]

Расчетные значения активных сопротивлений проводов воздушных линий R_n определяют с учетом температуры провода $t_n, ^\circ\text{C}$, зависящей от средней за расчетный период температуры окружающего воздуха t_b и плотности тока в проводе $j, \text{A}/\text{мм}^2$:

$$R_n = R_{20} \Delta 1 + 0,004(t_b - 20 + 8,3j^2 F/300)\Delta, \quad (2)$$

где R_{20} - стандартное справочное сопротивление провода сечением $F, \text{мм}^2$, при $t_n = 20^\circ\text{C}$.

Потери электроэнергии в соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций (СПЭС) определяют по формуле:

$$\Delta W_{nc} = 2,3 F \cdot j^2 L \cdot \tau_o \cdot D, \quad (3)$$

где F - среднее сечение проводов; L - суммарная протяженность проводов на подстанции; j - плотность тока.

Потери электроэнергии в измерительных трансформаторах тока (ТТ) определяют по формуле:

$$\Delta W_{TT} = \Delta P_{TTном} T \beta_{TTcp}^2 k_\phi^2, \quad (4)$$

где $\Delta P_{TTном}$ - потери в ТТ при номинальной нагрузке; ΔP_{TTcp} - среднее значение коэффициента токовой загрузки ТТ за расчетный период.

Одним из основных потерь электроэнергии являются нагрузочные потери.[3]

Нормативным методом расчета нагрузочных потерь электроэнергии в сетях 330 - 750 кВ является метод оперативных расчетов.

Нормативными методами расчета нагрузочных потерь электроэнергии в сетях 35 - 220 кВ являются:

- при отсутствии реверсивных потоков энергии по межсетевым связям 35 - 220 кВ - метод расчетных суток;

- при наличии реверсивных потоков энергии - метод средних нагрузок. При этом все часовые режимы в расчетном периоде разделяют на группы с одинаковыми направлениями потоков энергии. Расчет потерь проводят методом средних нагрузок для каждой группы режимов.

При отсутствии данных о потреблении энергии на подстанциях 35 кВ временно допускается применение для расчетов потерь в этих сетях метода наибольших потерь мощности.

Нормативным методом расчета нагрузочных потерь электроэнергии в сетях 6 - 20 кВ является метод средних нагрузок.

При отсутствии информации о потреблении энергии на ТП 6 - 20/0,4 кВ допускается определять их нагрузки, распределяя энергию головного участка (за вычетом энергии по ТП, где она известна, и потерь в сети 6 - 20 кВ) пропорционально номинальным мощностям или коэффициентам максимальной загрузки трансформаторов ТП.

При отсутствии электрических счетчиков на головных участках фидеров 6 - 20 кВ временно допускается применение для расчетов потерь в этих сетях метода наибольших потерь мощности.

Нормативным методом расчета нагрузочных потерь электроэнергии в сетях 0,38 кВ является метод оценки потерь на основе зависимостей потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сети, изложенный ниже.[4]

Потери электроэнергии в линии 0,38 кВ с сечением головного участка $F_g, \text{мм}^2$, отпуском электрической энергии в линию $W_{0,38}$, за период D , дней, рассчитывают по формуле:

$$\Delta W_{0,38} = k_{0,38} \cdot \frac{W_{0,38}^2 (1 + tg^2 \varphi) L_{экр}}{F_g \cdot D} \cdot \frac{1 + 2k}{3k}, \quad (5)$$

где $L_{экр}$ - эквивалентная длина линии;

tg - коэффициент реактивной мощности;

$k_{0,38}$ - коэффициент, учитывающий характер распределения нагрузок по длине линии и неодинаковость нагрузок фаз.

Эквивалентную длину линии определяют по формуле:

$$L_{\text{экв}} = L_{\text{м}} + 0,44 L_{2-3} + 0,22 L_j, \quad (6)$$

где $L_{\text{м}}$ - длина магистрали;

L_{2-3} - длина двухфазных и трехфазных ответвлений;

L_j - длина однофазных ответвлений.

Внутридомовые сети многоэтажных зданий (до счетчиков электрической энергии) включают в длину ответвлений соответствующей фазности.

При наличии стальных или медных проводов в магистрали или ответвлениях в формулу (6) подставляют длины линий, определяемые по формуле:

$$L = L_{\text{а}} + 4L_{\text{с}} + 0,6L_{\text{м}}, \quad (7)$$

где $L_{\text{а}}$, $L_{\text{с}}$ и $L_{\text{м}}$ - длины алюминиевых, стальных и медных проводов, соответственно.

Коэффициент $k_{0,38}$ определяют по формуле:

$$k_{0,38} = k_{\text{н}} (9,67 - 3,32d_{\text{р}} - 1,84d_{\text{п}}), \quad (8)$$

где $d_{\text{р}}$ - доля энергии, отпускаемой населению;

$k_{\text{н}}$ - коэффициент, принимаемый равным 1 для линии 380/220 В и равным 3 для линии 220/127 В.

При использовании формулы (5) для расчета потерь в N линиях с суммарными длинами магистралей $L_{\text{мГ}}$, двухфазных и трехфазных ответвлений $L_{2-3\Gamma}$ и однофазных ответвлений $L_{1\Gamma}$ в формулу подставляют средний отпуск электроэнергии в одну линию $W_{0,38} = W_{0,38\Gamma}/N$, где $W_{0,38}$ - суммарный отпуск энергии в N линиях, и среднее сечение головных участков, а коэффициент $k_{0,38}$, определенный по формуле (8), умножают на коэффициент $k_{\text{Н}}$, учитывающий неодинаковость длин линий и плотностей тока на головных участках линий, определяемый по формуле

$$k_{\text{Н}} = 1,25 + 0,14 d_{\text{р}} \quad (9)$$

При отсутствии данных о коэффициенте заполнения графика и (или) коэффициенте реактивной мощности принимают $k_{\text{с}} = 0,3$; $tg_{-} = 0,6$.

При отсутствии учета электроэнергии, отпускаемой в линии 0,38 кВ, ее значение определяют, вычитая из энергии, отпущенной в сеть 6 - 20 кВ, потери в линиях и трансформаторах 6 - 20 кВ и энергию, отпущенную в ТП 6-20/0,4 кВ и линии 0,38 кВ, находящиеся на балансе потребителей.

Таким образом согласно условной схемы (рис.1) изменение мощности подаваемой электроэнергии в Кызылординскую область и ее районов можно представить в следующих математических формулах:

$$\begin{aligned} W_1 &= W_0 \cdot f(L_0, M_{\text{пр}}, \text{ПКУ}) \\ W_{01} &= W_1 \cdot f(L_{02}, M_{\text{пр}}, \text{ПКУ}, P_{\text{тр}}) - W_1' \\ W_{02} &= W_1 \cdot f(L_{03}, M_{\text{пр}}, \text{ПКУ}, P_{\text{тр}}) - W_1'' \\ W_{03} &= W_1 \cdot f(L_{04}, M_{\text{пр}}, \text{ПКУ}, P_{\text{тр}}) - W_1''' \end{aligned}$$

причем,

$$W_0 > W_1 > W_{01}$$

$$W_0 > W_1 > W_{02}$$

$$W_0 > W_1 > W_{03}$$

где: $M_{\text{пр}}$ - виды материалов проводов воздушных линий;

ПКУ - природно-климатическое условие области или районов;

$P_{\text{тр}}$ - общие плановые потери электроэнергии при транспортировке до потребителей.

С другой стороны по результатам существующих прогнозов по истощению к середине - концу текущего столетия запасов нефти, природного газа и других традиционных энергоресурсов, а также сокращение

потребления угля (которого, по расчетам, должно хватить на 300 лет) из-за вредных выбросов в атмосферу, а также употребления ядерного топлива, которого при условии интенсивного развития реакторов-размножителей хватит не менее чем на 1000 лет (из-за трудностей с удалением радиоактивных отходов и захоронением обработавших агрегатов АЭС).

В таблице 1 приведена приближенная оценка процентной доли отдельных источников энергии в различные периоды развития человечества. [5]

Таблица 1 - Доля отдельных источников энергии (%)

№	Период	Мышечная энергия человека	Органические вещества	Древесина	Уголь	Нефть	Природный газ	Водная энергия	Атомная энергия
1	500 000 лет до н. э.	100	-	-	-	-	-	-	-
2	2000 г. до н. э.	70	25	5	-	-	-	-	-
3	Около 1500 г. н. э.	10	20	70	-	-	-	-	-
4	1910 г.	-	16	16	65	3	-	-	-
5	1935 г.	-	13	7	55	15	3	5	-
6	1972 г.	-	-	10	32	34	18	5	1
7	1990 г.	-	-	1	20	33	26	4	16

Итак, ресурсы практически неисчерпаемы. А потребности? По-видимому, они должны соответствовать не только земным нуждам, но и нуждам космического строительства, космических сообщений по трассе Земля – орбита, межорбитальных сообщений, освоения Луны, планет и астероидов. В дальнейшем, по-видимому, потребуются огромные энергетические затраты на обнаружение и установление связи с другими цивилизациями Вселенной.

В настоящее время в Казахстане происходят некоторые сдвиги в использовании энергии ветра, горных рек и солнечного излучения, связанные с подписанием Президентом Н.А. Назарбаевым Закона о поддержке возобновляемых источников энергии (№165 -IV ЗРК, 04.07.2009г.). Так, Министерством энергетики и минеральных ресурсов создан департамент по возобновляемой энергетике, принимается программа развития ветроэнергетики, предусматривающая в 2030 г. установку 500 ветровых электростанций с годовой выработкой до 5 млрд. кВт·ч электроэнергии в Джунгарских воротах, Чиликском коридоре, в Прикаспии и Южно-Казахстанской области.

Список литературы

1. Стратегия эффективного использования энергии и возобновляемых ресурсов Республики Казахстан в целях устойчивого развития до 2024 года и Стратегический план развития Кызылординской области на 2009 –2015 годы.
2. Болдарев В.М. и др., Экономика, организация и планирование на АЭС. М.: Энергомиздат. 1988 г.
3. Чечевицина Л.Н. Микроэкономика. Ростов на Дону: изд. Феникс 2003
4. <http://e-kyzylorda.gov.kz>
5. Самсонов, В. С. Экономика предприятий энергетического комплекса: учебник В.С. Самсонов.М.: Москва, "Высшая школа" 2003

References

1. Strategy of effective use of energy and renewable resources of the Republic of Kazakhstan for a sustainable development till 2024 and the Strategic plan development of Kyzylordinsky area for 2009 - 2015 years.
2. Boldarev V. M., etc., Economy, the organization and planning on the NPP. M.: Energomizdat. 1988.
3. Chechevitsina L.N. Mikroekonomika. Rostov on Don: prod. Phoenix 2003
4. <http://e-kyzylorda.gov.kz>
5. Samsonov, V. C. Business economics of a power complex: textbook V. S. Samsonov. M.: Moscow, "Higher school" 2003