

О СНИЖЕНИИ ТЕХНИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В КЫРГЫЗСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Рахимов Калый Рахимович, профессор, Кыргызский государственный технический университет им И. Раззакова, 720044, Кыргызстан, г. Бишкек, пр. Ч. Айтматова, 66, ORCID ID 0000 -0003-4027-3057

Аннотация. Рассматриваются основные причины технических потерь, которые имеют место в энергосистеме. Предлагаются некоторые пути снижения потерь в Кыргызской энергосистеме. В работе показано, что технические потери в линиях составляют 65% от всех потерь в системе. Очевидно, что главное внимание для снижения технических потерь необходимо обратить на линии электропередачи. Особенностью нашей энергосистемы является сильная неравномерность потребления энергии в течение года.

Ключевые слова: технические потери электроэнергии, линии электропередачи, силовые трансформаторы, активное сопротивление, потери холостого хода и короткого замыкания.

ABOUT REDUCING TECHNICAL LOSSES OF ELECTRICITY IN THE KYRGYZ ENERGY SYSTEM

Rakhimov Kalyi Rakhimovich, Professor, Kyrgyz State Technical University named after I. Razzakov, 720044, Kyrgyzstan, Bishkek, Ch. Aitmatov Ave., 66, ORCID ID 0000 -0003-4027-3057

Annotation. The main reasons for technical losses that take place in the power system are considered. Some ways to reduce losses in the Kyrgyz power system are proposed. The work shows that technical losses in the lines are 65% of all losses in the system. Obviously, the main attention to reduce technical losses should be paid to power lines. A feature of our power system is the strong unevenness of energy consumption throughout the year.

Key words: technical losses of electricity, power lines, power transformers, resistance, no-load and short circuit losses.

В кыргызской энергосистеме имеет место большая проблема снижения потерь электроэнергии. Помимо технических потерь после развала Советского Союза появились так называемые, коммерческие потери. Цены на топливо резко поднялись, народ стал широко использовать электроэнергию на цели отопления, приготовления пищи и на другие цели. У населения мало или вообще не было денег на оплату за использованную электроэнергию и многие начали использовать различные методы кражи. Максимум потерь электроэнергии достиг в 2005 году. Потери составили в этом году более 40%, из них половина составляла технические вторая половина – коммерческие. Были осуществлены большие усилия по снижению коммерческих потерь. В 2015 году они уменьшились до 0.5 – 1%. Технические потери за это время снизились примерно на 5% и составили в 2015 году около 15% (1). С энергетиков больше требовали снижения коммерческих потерь, есть подозрения, что энергокомпании часть коммерческих потерь относят к техническим.

В кыргызской энергосистеме есть, конечно, свои особенности, так источники энергии расположены в основном в южной части страны, а большее потребление имеет место в северной части, а также есть необходимость передачи на дальние расстояния, по этим

причинам потери больше, чем обычно. Некоторые потребители расположены от электростанций на расстоянии до 600 – 700 км. По сравнению с потерями в российских линиях 110 – 500кВ на таких же линиях Кыргызстана они в 1.8 раза выше. Стоит задача проведения большой работы по снижению технических потерь.

В работе (2) показано, что технические потери в линиях составляют 65% от всех потерь в системе. Очевидно, что главное внимание для снижения технических потерь необходимо обратить на линии электропередачи.

Потери активной мощности зависят только от двух факторов: величин электрического тока и активного сопротивления цепи

$$P = I^2 R$$

Величину электрического тока можно изменить только изменением напряжения. При строительстве новой линии выбор большего напряжения в N раз потери будут в N² раз меньше. Строительство линии более высокого класса напряжения, конечно, обходится дороже. Например, линия 220кВ стоит дороже линии 110 кВ на 12–17%. Проведенные нами расчеты по экономическим показателям показали применимость линии каждого класса напряжения при более низких мощностях, чем было принято раньше (3). Причиной стала возросшая стоимость потерянной энергии. Эти расчеты показали малую область применимости линий 35 кВ (4). Ежегодные летние и зимние замеры показывают, что большинство линий 35 кВ перегружены. При перегрузе в N раз потери растут в N² раз. Нами было предложено их по возможности переводить на напряжение 110 кВ. Высота опор линий почти одинаковая, в их замене нет необходимости, только нужно удлинить траверсы и добавить число изоляторов в гирлянде. Обычно гирлянда изоляторов на линии 35 кВ состоит из трех изоляторов, а для линии 110 кВ требуется шесть штук. При достаточно малых расходах можно добиться значительного снижения потерь энергии примерно в 10 раз.

Потери в линиях снижают за счет замены проводов на большее сечение. Увеличение сечения в N раз снижает потери во столько же раз. Считается, что экономически оправдана замена на сечение в два раза более или еще на большее сечение.[2]

Иногда недостаточное сечение проводов не позволяет выдачу всей мощности с электростанции. Так например, энергия Камбаратинской ГЭС -2 выдается на напряжении 110 кВ, принятое сечение проводов линии составляет всего 185 мм². Из-за этого станция может выдавать всего 90 МВт мощности из 120 МВт. По допустимой мощности по нагреву необходимо было выбрать сечение 300 мм². Вынужденно было выбрано напряжение 110 кВ, но провода вполне можно было выбрать достаточного сечения.

Еще одним способом уменьшения потерь является передача энергии потребителю или в дальнюю часть системы кратчайшим путем. Например, в Жумгалский район электроэнергия поступает с Токтогульской ГЭС по линиям общей длиной более 600 км, в то время как от Камбаратинской ГЭС-2 до этого район всего 100–120 км. При постройке линии 110 кВ от Камбараты-2 до п/ст «Чаек» значительно снизились бы потери, повысилась бы надежность питания и самое главное можно увеличить выдачу Камбараты-2 на 30 МВт.

Потери в трансформаторах в Кыргызской энергосистеме составляют 16% (2). Особенностью нашей энергосистемы является сильная неравномерность потребления энергии в течение года. Летом потребляется примерно в 3 – 3,5 раза меньше энергии, чем зимой. В связи с этим наблюдается недогруз трансформаторов летом и перегруз в зимнее время.

Получается такая картина - летом работают трансформаторы завышенной мощности относительно нагрузки, потери холостого хода постоянны и они сохраняют свое значение.

Эта проблема легче решается на двух трансформаторных подстанциях системы. Отключение одного из них снижает потери холостого хода в 2 раза. Этого невозможно сделать на одно трансформаторных пунктах 10/0.4кВ. Отключение части трансформаторов в летнее время можно применять в городских сетях, если предусмотрено резервирование в сетях низкого напряжения 0.4 кВ. В зимнее время имеют место частые перегрузы трансформаторов, что вызывает большие потери активной и реактивной энергии и снижение

напряжения. Достаточно много бывает жалоб на низкое напряжение. Это происходит за счет перегруза трансформатора. Сильно возрастают потери в обмотках (потери короткого замыкания) и напряжение на выводах трансформатора снижается. В этом случае меняют трансформатор на большую мощность.

Трансформаторы будут иметь минимальные потери, когда потери энергии холостого хода (потери в стали) за год и потери энергии короткого замыкания за год будут примерно одинаковы ($\Delta x_{\text{х.х.}} = \Delta k_{\text{з}}$) (6). При сильно завышенной мощности трансформатора большие потери в стали, а при недостаточной мощности большие потери в обмотках. Оптимальная (экономическая) мощность трансформатора зависит от плотности нагрузки, которая оценивается временем максимальных потерь τ . Зная максимальную нагрузку S_M и время максимальных потерь и исходя из каталожных значений потерь холостого хода и короткого замыкания P_x и P_k , экономическую мощность трансформатора можно определить по формуле

$$S_T = S_M \sqrt{P_{k\tau}/P_x T}$$

Хотя в Кыргызстане все потребители обеспечены электроснабжением, все села подключены к энергосистеме, имеются жалобы на большое число отключений и качество электроэнергии. Как подтверждают результаты опроса - наиболее уязвимыми в плане электроснабжения являются северные области страны, а именно Иссык-Кульская область (90,5% отключений, 58,1% низкое напряжение) (7). Жалоб на низкое напряжение для сравнения в других областях: Баткенская – 33,7, Ошская – 36, Нарынская – 35,5%. Причиной является очень большая удаленность от источников электроэнергии. От Токтогульской ГЭС до областного центра г.Каракол примерно 700км, причем от промежуточной п/ст. «Иссык-Куль» до Каракола по северному берегу Иссык-Куля (220км) используется напряжение 110кВ, хотя справочники рекомендуют использовать это напряжение до 80км. По южному берегу также используется напряжение 110кВ. Все областные центры страны обеспечиваются энергией на напряжении 220кВ. Единственный областной центр Каракол требует усиления высоковольтных сетей и в том числе сетей Восточного Иссык Куля. Восточный Иссык-Куль обеспечивается электроэнергией линиями 35кВ, чего совершенно недостаточно. Необходимо их перевести на напряжение 110 кВ. Требуется скорейший ввод линии 220 кВ Тамга – Каракол, длиной всего порядка 80км. При этом разгрузятся линии 110кВ, улучшится качество электроэнергии, снизятся потери энергии.

Выводы

1. В Кыргызской энергосистеме имеют место большие технические потери.
2. Недостаточно принимаются меры по снижению технических потерь.
3. Для снижения технических потерь необходимо отдавать предпочтение выбору линии электропередачи более высокого напряжения. Необходим перевод существующих некоторых линий, особенно линий 35 кВ на напряжение 110 кВ.
4. Наряду с техническими мероприятиями как замена проводов на большее сечение, необходимо добиваться передачи энергии потребителю кратчайшим путем.
5. Необходимо производить замены трансформаторов на большую или меньшую мощность с целью перевода их в оптимальный режим.

Литература

1. Касымова В. М. и др. Научные основы концепции государственной энергетической политики. Бишкек, 2017.
2. Асанов А. К., Оконов О. М. Анализ факторов влияющих на потери электроэнергии в электрических сетях Кыргызстана. Известия КГТУ им И. Раззакова. №4 (40). Бишкек, 2016.
3. Рахимов К. Р. Линии электропередач Кыргызстана. Особенности, методы расчета и управления. Бишкек, 2010.-151с.
4. Рахимов К. Р. О теориях генерации, передачи электроэнергии и реактивной мощности.

Бишкек. 2014. 75с.

5. Рахимов К. Р. О выборе напряжения высоковольтных линий электропередач по экономическим соображениям. Ж. «Наука и новые технологии. Бишкек, №4. 1997.
6. Рахимов К. Р. Об определении оптимальной нагрузки силовых трансформаторов. Ж. Известия ВУЗов, «Энергетика». Минск, №1, 1990.
7. Абдрасулова Н. А. и др. Система распределения и потребления электроэнергии Кыргызстана: анализ и оценка управления, общественный фонд «Юнисон». Бишкек, 2013. 82с.