УДК621.311.13

К ВОПРОСУ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЛИНИЙ 10-0,4 кВ

Рахимов Руслан Викторович
peresilochki@mail.ru
Докторант 1-го курса специальности 6D070200 «Автоматизация и управление» ЕНУ им. Л.Н.Гумилева, Нур-Султан, Казахстан
Научный руководитель – Н.С. Мукатаев

В статье автором раскрыт вопрос о влиянии реактивной мощности на показатели качества и потери электрической энергии, проанализировано значение коэффициента реактивной мощности в линиях 10-0,4 кВ и доказана необходимость применения компенсирующих устройств.

Ключевые слова: потери активной мощности, компенсация реактивной мощности, энергетическая эффективность.

Истинный период работы энергетической системы Республики Казахстан отличается необходимостью постоянного увеличения передаваемой по линиям активной мощности для обеспечения растущих потребностей коммунального хозяйства и национальной экономики.

Нормализация уровня напряжения, оптимизация режимов сетей и снижение потерь электроэнергии в энергетических системах 220-750 кВ достигается за счет компенсации реактивной мощности.

Экономические аспекты внедрения и использования средств компенсации реактивной мощности дают наибольшую энергетическую эффективность на тенге капиталовложений, по сравнению с другими мероприятиями.

Передача реактивной мощности по линиям и через трансформаторные подстанции вызывает следующие отрицательные последствия:

1. Возникают дополнительные потери активной мощности в системах электроснабжения (распределительная сеть, понижающие трансформаторные подстанции), обусловленные загрузкой последних реактивной мощностью. К примеру, при передаче активной мощности P и реактивной Q потери активной мощности через элемент системы электроснабжения с сопротивлением R составят:

$$\Delta P = \frac{\mathrm{P}^2 + \mathrm{Q}^2}{\mathrm{U}^2} \cdot \mathrm{R} = \frac{\mathrm{P}^2}{\mathrm{U}^2} \cdot \mathrm{R} + \frac{\mathrm{Q}^2}{\mathrm{U}^2} \cdot \mathrm{R} = \Delta \mathrm{P_a} + \Delta \mathrm{P_p},$$

где $\Delta \mathrm{P_a}$ - потери активной мощности при передаче активной мощности являются неизбежными, а $\Delta \mathrm{P_p}$- дополнительные потери активной мощности, вызванные протеканием (передачей) реактивной мощности Q пропорциональны ее квадрату.

2. Возникают дополнительные потери напряжения, которые особенно существенны в сетях 6-10 кВ. Так при передаче мощностей P и Q через элемент системы электроснабжения с параметрами сопротивления R и X потери напряжения составят:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U} = \frac{P \cdot R}{U} + \frac{Q \cdot X}{U} = \Delta U_a + \Delta U_p,$$

где ΔU_a - потери напряжения, обусловленные передачей активной мощности, а ΔU_p - потери напряжения, обусловленные передачей реактивной мощности.

Передача реактивной мощности «забирает» существенную часть сечения проводов и мощности трансформаторов (при $\mathrm{tg}\,\varphi = 0{,}5$ более 10 %), снижая возможности передачи активной мощности, и приводит к увеличению потерь мощности и электроэнергии (при $\mathrm{tg}\,\varphi = 0{,}5$ порядка 20 % суммарных потерь).

Потери напряжения, обусловленные передачей реактивной мощности, составляют около 1/3 суммарных потерь напряжения в сетях 6-10 кВ и около 2/3 в сетях более высоких напряжений. Происходящее при этом снижение напряжения в сети приводит к еще большему увеличению потерь электроэнергии и снижению пропускной способности линий и трансформаторов. Для трансформаторов потери напряжения практически полностью определяются передаваемой реактивной мощностью. Кроме влияния на экономические показатели сетей, передача реактивной мощности может привести и к нарушению технических ограничений по допустимым напряжениям в узлах потребления энергии [2].

За счет высокой экономической эффективности компенсации реактивной мощности в промышленно развитых странах ей уделяют большое внимание. Во Франции, Германии, Швеции мощность конденсаторных установок составляет 35 % активной пиковой мощности, а в США и Японии – около 70 % [3]. В большинстве европейских стран коэффициент реактивной мощности tgφ в режиме максимальных нагрузок поддерживается на уровне 0,2 – 0,4, что соответствует cosφ = 0,98 – 0,92. В последние годы во многих энергосистемах США распределительные электрические сети в режиме максимальных нагрузок работают без перетоков реактивной мощности с tg φ= 0.

Таблица 1

Предельные значения коэффициента реактивной мощности

Положение точки присоединения потребителя к электрической сети	tg φ
напряжением 110 кВ	0,5
напряжением 6 -35 кВ	0,4
напряжением 0,4 кВ	0,35

В настоящее время в Республики Казахстан приняты новые нормативные документы, определяющие взаимоотношение энергоснабжающих компаний и потребителей электроэнергии в области потребления реактивной мощности.

Предельные значения коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети, для потребителей, присоединенной к сетям напряжением ниже 220 кВ, определяются в соответствии с таблицей 1.

Данные значения указываются в договорах с потребителями электрической энергии, присоединенная мощность энергопринимающих устройств которых более150 кВт.

Значение коэффициента реактивной мощности, генерируемой в часы малых суточных нагрузок электрической сети, устанавливается равным нулю во всех случаях. Следует отметить, что в настоящее время требования по компенсации реактивной мощности по сравнению с предыдущими нормативными документами несколько ужесточились. Однако, на сегодняшний день в Республике Казахстан требования по компенсации реактивной мощности гораздо ниже, чем в промышленно развитых странах. Тем не менее, они не выполняются, особенно это касается распределительных электрических сетей напряжением 10 кВ и ниже.

Практическим энергетикам хорошо известно, что большая часть потерь электроэнергии в электрических сетях ложится на линии 10 – 0,4 кВ [4].

Автором данной статьи было проведено исследование режима работы линий 10 кВ, принадлежащих АО «Акмолинская распределительная электросетевая компания» (далее АО «АРЭК»).

На основе данных контрольного замера, произведенного 16 декабря 2018 года по показаниям активного и реактивного счетчиков, установленных на отходящих линиях 10 кВ были рассчитаны, соответственно, мощности и определен коэффициент реактивной мощности каждой из 70 линий. На рисунке 1 представлена упорядоченная диаграмма тангенса «фи» (tg φ) исследованных линий 10 кВ, для наглядности расположенных в порядке возрастания коэффициента.

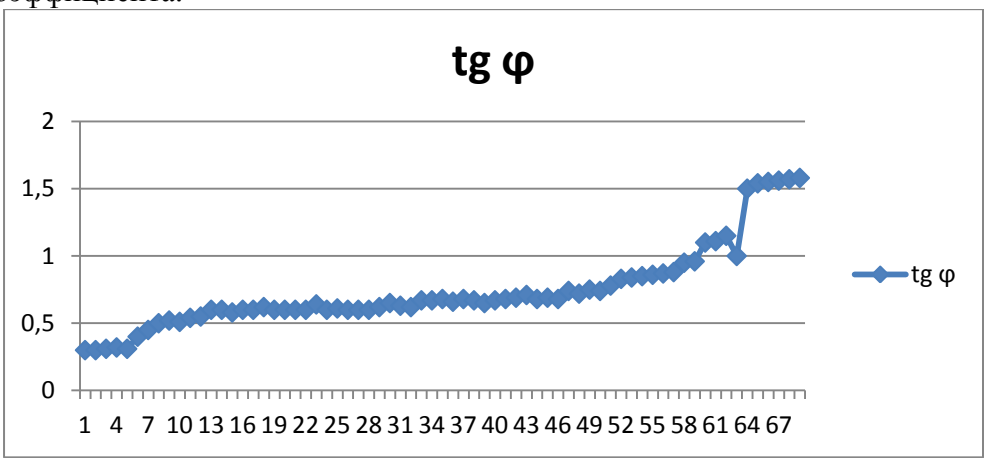

Рисунок 1- Диаграмма распределения тангенса «фи» в линиях 10 кВ

Анализ диаграммы распределения тангенса «фи» в линиях 10 кВ показывает, что лишь 10 % линий имеют tg $\varphi \leq 0{,}4$, а 90 % линий имеют значение тангенса выше предписанных и среднее значение тангенса составляет 0,75. Для сравнения можно отметить, что распределительные промышленные сети 6 кВ этого региона имеют средний тангенс 0,42, что весьма близко к желаемому.

Исходя из сказанного, можно сделать вывод, что режим реактивной мощности в распределительных сетях не контролируется и не регулируется. Следовательно, на сегодняшний день встает задача нормализации потоков реактивной мощности и уровней напряжения в линиях 10 – 0,4 кВ с помощью компенсирующих устройств.

Наиболее оптимальной является компенсация реактивной мощности у потребителя с помощью конденсаторных батарей. Конденсаторные установки получили наибольшее

распространение на промышленных предприятиях как средство компенсации реактивной мощности, имея следующие достоинства:

1. Малые потери активной мощности (0,0025-0,005 кВт/квар).

2. Простота эксплуатации и производства монтажных работ.

3. Возможность увеличения или уменьшения установленной мощности в зависимости от потребности (ступенчатая регулировка).

4. Возможность установки в любом сухом помещении.

К недостаткам конденсаторных установок относятся:

1. Зависимость генерируемой реактивной мощности от напряжения сети:

$$Q = (\frac{U_c}{U_{\text{к.у.}}})^2 \cdot Q_{\text{н}}$$

где U_c - фактическое напряжение сети, кВ;

$U_{\text{к.у.}}$ - номинальное напряжение конденсаторной установки, кВ;

2. Чувствительность к искажению питающего напряжения (перегрузка токами высших гармоник);

3. Отсутствие плавного регулирования мощности.

Применение конденсаторных батарей не только позволяет снижать потери мощности и электроэнергии, но также повышает пропускную способность сетей и повышает качество электроэнергии (за счет стабилизации режима напряжения и устранения несимметрии в случае применения симметрирующих компенсирующих устройств).

Применение конденсаторных батарей и симметрирующих компенсирующих устройств позволят при эксплуатации сетей 10 – 0,4 кВ применять современные технологии гибких линий (FACTS) и «умных» сетей (Smart Grid).

В Республике Казахстан насчитывается около миллиона километров электрических сетей напряжением 10 - 0,4 кВ, при этом, даже небольшой выигрыш для сети одной районной подстанции в масштабах региона даст значительный экономический эффект.

Вывод:

1. На сегодняшний день в сетях 10 кВ режим реактивной мощности не контролируется и не регулируется, коэффициент реактивной мощности не соответствует предписанным значениям.

2. Доказана необходимость применения компенсирующих устройств.

Список использованных источников

1. Черкасова Н.И. Основы управления техногенными рисками и эффективностью функционирования систем электроснабжения сельскохозяйственных потребителей: диссертация // Рубцовский индустриальный институт; Барнаул, 2013, с. 287.

2. Черкасова Н.И. Моделирование, анализ и оптимизация потерь в распределительных электрических сетях 10 - 0,4 кВ: монография // Рубцовский индустриальный институт; Изд-во НГТУ. – Новосибирск, 2008.

3. Melin, P.E., Guzman, J.I., Hernandez, F.A., González, M.I., Espinosa, E.E. Study of reactive power compensation capabilities and LC filter design for a multilevel three-phase current-source D-STATCOM // Proceedings: IECON 2018 - 44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society 8591466, с. 3640-3645.

4. Рахимов Р.В., Трофимов А.С. Снижение потерь в электрических сетях 10 кВ // Материалы III Всероссийской научно-технической конференции 18-19 декабря 2013 года: «Современная техника и технологии: проблемы, состояние и перспективы». Рубцовск. 2013. С. 234-238.