



**Особенности прохождения ОЗП.
Проблемы реактивной мощности и
решение задач повышения надежности и
устойчивости распределительных
электрических сетей**

**Заместитель Технического директора – Главный технический
инспектор ОАО РАО «ЕЭС России»
В.К. Паули**

**Всероссийское совещание-семинар главных инженеров
МРСК, РСК и нереформированных АО-энерго
11 октября 2006 г.**

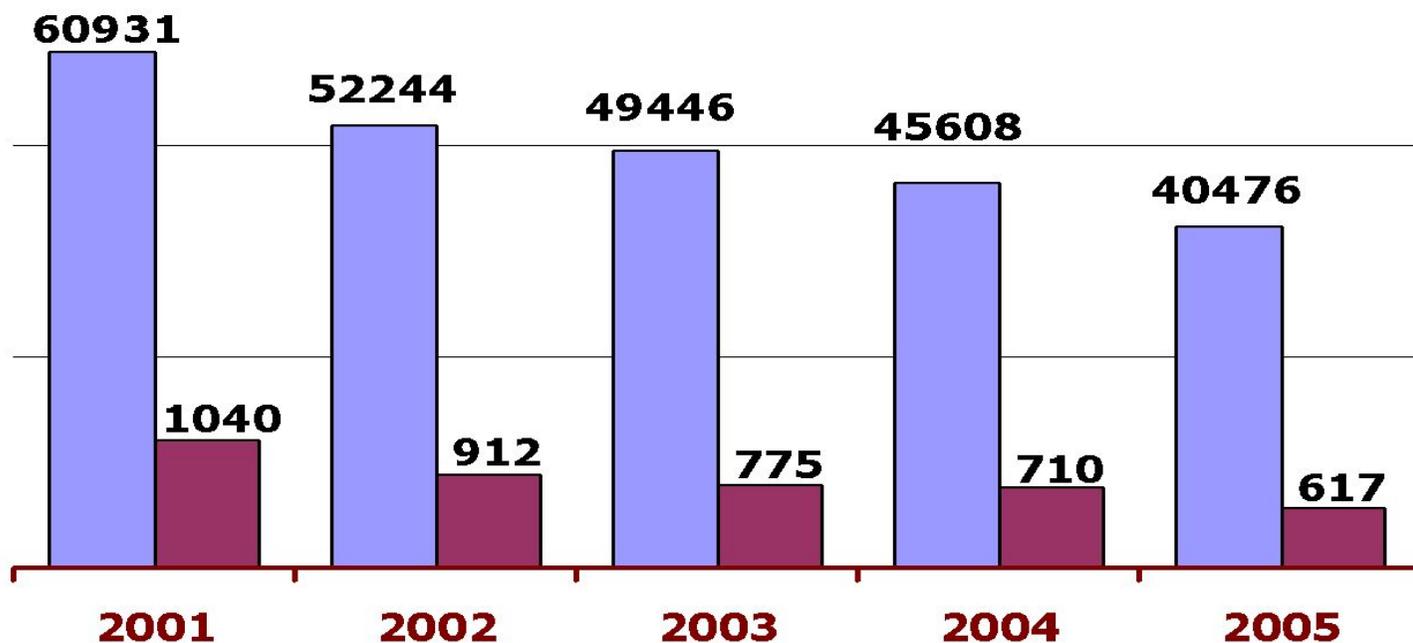


СИТУАЦИЯ-ДИСПОЗИЦИЯ ПО НАДЕЖНОСТИ И РЕТРОСПЕКТИВА

Динамика аварийности в целом по Холдингу РАО «ЕЭС России»

■ Всего нарушений

■ Нарушений с ошибками персонала



**НО БЕСПОКОЯТ
ОТКАЗЫ В
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ
СЕТЯХ - СТАЛА
НАРАСТАТЬ ТЯЖЕСТЬ
ПОСЛЕДСТВИЙ
ОТКАЗОВ И ОБЪЕМЫ
ОТКЛЮЧЕНИЙ!**

- Нарастает число случаев отключения потребителей и увеличиваются размеры отключаемых нагрузок защитами при снижении напряжения во время коротких замыканий в электрических сетях, что говорит о недостаточной устойчивости нагрузки к внешним возмущениям в связи с отсутствием запаса по напряжению на шинах присоединения



Влияния экстремальных погодных условий на надежность электроснабжения потребителей



обусловлено в основном отключениями в распределительных сетях из-за неблагоприятных погодных условий в январе 2006 года.



Количество технологических нарушений, приведших к нарушениям электроснабжения потребителей на величину нагрузки **25 МВт и выше** за ОЗП 2005/2006 года в сравнении с ОЗП 2004/2005 года **возросло в два раза**, а доля общего числа технологических **нарушений**, вызванных неблагоприятными **погодными условиями**, **выросла в 1.4 раза**. **Возрос в 2,3 раза** недоотпуск электрической энергии из-за технологических **нарушений**.



ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ ОТКАЗОВ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ:

- ✓ **Снижение запаса устойчивости нагрузки по напряжению, что приводит к ее отключению при близких коротких замыканиях в сетях, в режимах АПВ линий и при АВР;**
- ✓ **Несоответствие схемно-режимных решений изменениям структуры потребления и стихийно складывающемуся распределению прирастающей нагрузки по системе электроснабжения – распределительной электрической сети;**
- ✓ **Большие потоки реактивной мощности по ВЛ всех уровней напряжения делают распределительную сеть и сеть потребителей чрезмерно чувствительной к возмущениям и неустойчивой даже при незначительных возмущениях;**
- ✓ **Перекрытие линий электропередачи на ДКР из-за неудовлетворительного состояния просек и несоответствия токовой нагрузки ВЛ температурному режиму в летнее время;**
- ✓ **Запаздывание во внедрении в распределительных сетях достижений научно-технического прогресса и наличие подавляющего числа распределительных сетей, выполненных в период интенсивной электрификации по упрощенным схемам.**



Основные проблемы при прохождении прошедшего ОЗП 2005/2006 года.

Подобные длительные (январь, февраль) значительные понижения температур одновременно на значительной территории Европейской части России, Урала и Сибири наблюдались в 1940 году

- Рост мощности потребления
- Ограничения поставок газа в условиях низких температур
- Снижение выработки электроэнергии ГЭС
- Не выдерживание температуры теплоносителя в тепловых сетях, требуемой для соответствующей температуры наружного воздуха
- Обрывы проводов ВЛ распределительных сетей из-за увеличения тяжения при низких температурах
- Нарушение работоспособности высоковольтных элегазовых и воздушных выключателей при экстремально низких температурах



Перечень регионов с высокой вероятностью введения ограничений потребителей в ОЗП

№	Энергосистема	Рост потребления в 2006 г., %	№	Энергосистема	Рост потребления в 2006 г., %
1	Тывинская	1,1	9	Вологодская	5,0
2	Свердловская	3,6	10	Нижегородская	2,8
3	Тюменская	9,6	11	Кубанская	6,9
4	Пермская	2,9	12	Дагестанская	5,1
5	Челябинская	6,3	13	Архангельская	3,0
6	Ульяновская	2,6	14	Коми	4,0
7	Саратовская	5,2	15	Карельская	7,0
8	Московская	6,4	16	Ленинградская	4,5



Введение в тему Q и U

– уроки аварии 25 мая 2005 г.

Технические



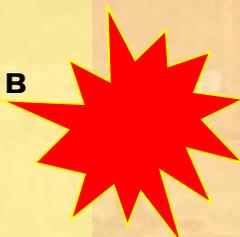
Последствия
аварии



Социальные

Отключение потребителей:

- **Московская энергосистема – около 2500 МВт**
(26% от общего энергопотребления в регионе)
- **Тульская энергосистема – 900 МВт (87%)**
- **Калужская энергосистема – 100 МВт (22%)**



Около 20 тыс. людей были заблокированы в поездах московского метро, около 1,5 тыс. застряли в лифтах
Без электроснабжения остались около 4 млн. людей, большое количество предприятий, а также социально значимые объекты (продолжительность отключения составила от нескольких часов до суток).

Причины аварии

изложены в «Отчете по расследованию аварии в ЕЭС России», произошедшей 25.05.2006», размещенном на интернет-сайте ОАО РАО «ЕЭС России»
<http://www.rao-ees.ru/ru/news/news/account/show.cgi?content.htm>



Уроки аварии 25 мая 2005 г. (продолжение)

Этапы развития аварии

Подстанция «Чагино» полностью отключена от Московской энергосистемы из-за повреждения оборудования (трансформаторы, воздушные выключатели, система воздухопроводов, изоляция)

Разорвано Московское энергокольцо 500 кВ из-за отключения ВЛ со стороны ПС «Чагино».

Возникновение дефицита реактивной мощности

Падение напряжения в южной части Московской энергосистемы

Перегрузка нескольких ЛЭП 110 и 220 кВ, вызвавшая провисание проводов

Многочисленные отключения ЛЭП 110-220 кВ

Не достаточно правильные действия оперативно-диспетчерского и дежурного персонала

Перегрузка оставшихся ЛЭП 110 кВ

Падение напряжения в сети 110-220 кВ

Каскадное развитие аварии. Отключение генерирующего оборудования (автоматическое или ручное). Прекращено энергоснабжение конечных потребителей в Московской, Тульской и Калужской энергетических системах.



Введение в тему – уроки аварии 25 мая 2005 г. (продолжение)

Взаимосвязь возросших токовых нагрузок ВЛ с высокой температурой наружного воздуха, солнечной радиацией и порослью

апрель



май
30,6⁰С

Допустимые токовые нагрузки ВЛ были посчитаны на температуру наружного воздуха 20⁰С



ПРОБЛЕМА! Происходит рост потребности в доставке реактивной мощности к шинам нагрузки – нонсенс!

После отмены приказом Министра энергетики (10.01.2000 №2) Правил пользования электрической и тепловой энергией, потребители перестали участвовать в поддержании напряжения на шинах нагрузок

Появились проблемы с поддержанием (повышением) напряжения на шинах нагрузок

Возросли потоки реактивной мощности по системо-образующим и распределительным сетям к шинам нагрузок

Ограничилась пропускная способность ВЛ по активной мощности и существенно возросли потери в сетях

Безусловно, будь скомпенсирована реактивная мощность у потребителей Московской энергосистемы, майской аварии 2005 года могло бы не быть. Скорее всего, ее и не было бы, потому что не было бы такой загрузки реактивной мощностью и соответственно дополнительного провиса отключившихся линий электропередачи, напряжение в узлах нагрузок было бы выше, генераторы бы не перегрузились из-за форсировки возбуждения с целью увеличения выдачи реактивной мощности, так как она не потребовалась бы, хватило бы времени на загрузку пускаемого оборудования и т.д.

После ухода потребителей от обязанности компенсировать потребляемую реактивную мощность получен суммарный негативный результат -
исключение из баланса ЕЭС России более 50 тыс. МВар ИРМ потребителей



РЕАКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ И ПРОБЛЕМЫ...

Повышенное потребление реактивной мощности электроприемниками или пониженный коэффициент мощности

$$\cos\varphi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \frac{P}{S}$$

Возрастание тока, протекающего через сеть

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} U}$$

Снижается пропускная способность сетей

Увеличивается сечение проводов - удорожание

$$s = \frac{\rho l P^2}{\Delta P U^2 \cos^2\varphi}$$

Увеличиваются потери активной мощности

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R$$

Перерасходуется электроэнергия

Необходимость прокладки новых сетевых магистралей – удорожание

Увеличиваются потери напряжения

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

Уменьшается напряжение на шинах электроприемников

Дополнительное увеличение тока электрической сети

Изменение напряжения относительно номинального значения **Уном** оказывает **неблагоприятное влияние** на режимы работы, производительность и технико-экономические показатели всех элементов электрической системы.

В соответствии с ГОСТ 13109-97 в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения нормально и предельно допустимые значения установившегося **снижения напряжения δU** на выводах приемников электрической энергии не должны превышать 5% и 10% соответственно от номинального напряжения электрической сети по ГОСТ 721 и ГОСТ 21128 (номинальное напряжение).

В системе электроснабжения потребителей для минимизации вероятности отключений потребителей должен быть выдержан запас статической устойчивости нагрузки по напряжению.

Коэффициенты запаса статической устойчивости электроэнергетической системы по напряжению в узлах нагрузки, которые в нормальном режиме должны быть не менее 15 %, в послеаварийном режиме – не менее 10 %, рассчитываются по формуле:

$$k_U = \frac{U - U_{кр}}{U} 100 \%$$

где

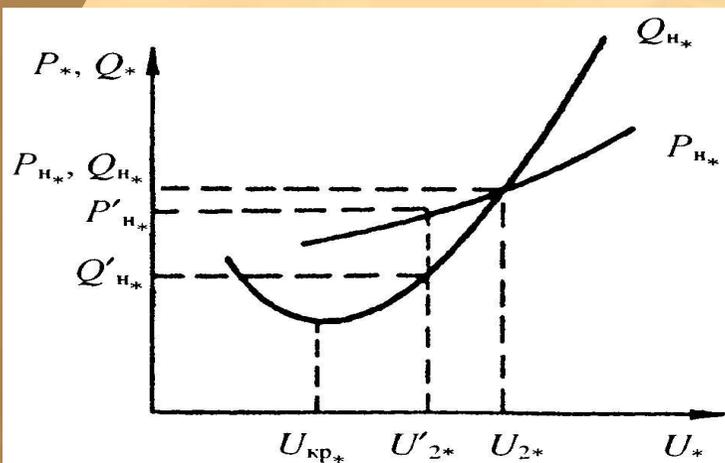
- U – напряжение в узле в рассматриваемом режиме;
- $U_{кр}$ – критическое напряжение в том же узле, при котором нарушается статическая устойчивость нагрузки

Как показывает практика это условие не выдерживается из-за пониженного уровня напряжения в установившихся режимах работы сети.

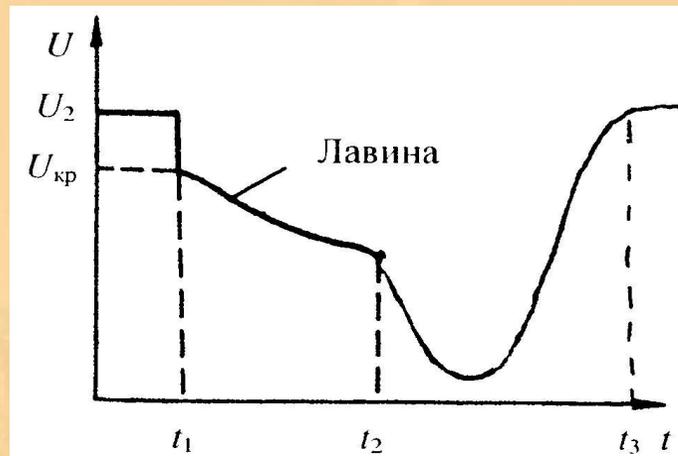
При пониженных напряжениях вероятность отключения потребителей при провалах напряжения значительно возрастает!



ПОЧЕМУ ОПАСНО СНИЖЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ?



статические характеристики реактивной мощности $Q_n = f(U)$ более крутые, чем статические характеристики активной мощности $P_n = f(U)$ – изменение напряжения на 1% приводит к изменению реактивной мощности на 2-5%, в то время как активной лишь на 0,6-2%;



при снижении напряжения на шинах нагрузки до уровня $U < U_{кр}$ (критического напряжения статической характеристики узла нагрузки по напряжению) происходит резкое повышение потребления реактивной мощности, приводящее к увеличению потери напряжения, дальнейшему снижению напряжения и быстроразвивающемуся в течение нескольких секунд процессу, называемому лавиной напряжения

При снижении напряжения потребитель свою мощность все равно выбирает...

$$\Delta U = \frac{\sum P \cdot R + \sum Q \cdot X}{U}$$

Уменьшается напряжение на шинах электроприемников

Происходит дополнительное увеличение тока в линиях электропередачи и дальнейшее снижение напряжения



Первые шаги по нормализации напряжения в распределительных сетях

В соответствии с приказом РАО ЕЭС «России» от 25.10.2005 №703 широкомасштабно осуществляется процесс сертификации качества электрической энергии, в рамках которого проводится оценка уровней напряжения в распределительных сетях на соответствие требованиям ГОСТ 13109-97 и разрабатываются соответствующие мероприятия и план-графики их выполнения. Целью данной работы является приведение качества электрического тока по напряжению в соответствие с требованиями указанного стандарта.

98% электросетевых компаний получили сертификаты соответствия электрической энергии установленным требованиям на центры питания, входящие в первую очередь планов-графиков.

КОНКРЕТНЫЕ ШАГИ ПО УСТРАНИЕНИЮ ПОНИЖЕННОГО НАПРЯЖЕНИЯ:

В Московской энергосистеме реализуются проекты по устранению дефицита реактивной мощности за счет установки в 2006 году секционированных БСК в наиболее проблемных ПО НАПРЯЖЕНИЮ узлах (*ПС Кубинка, Можайск, Слобода, Грибово*).

Реализация поручений приказа РАО ЕЭС «России» от 25.10.2005 №703 – это, прежде всего:

- ✓ контроль и оценка состояния уровней напряжения в распределительных сетях, позволяющий увидеть в целом картину обеспечения статической устойчивости по напряжению систем электроснабжения и, соответственно, устойчивости нагрузки потребителей;
- ✓ удовлетворение потребителей по качеству электрической энергии и надежности электроснабжения;
- ✓ снижение потерь и улучшение технико-экономических показателей систем электроснабжения, т.е. улучшение результатов бизнеса электросетевых компаний.



Нормализация напряжения в распределительных электрических сетях – это не только взаимосвязь процессов повышения надежности и социального имиджа электросетевых компаний, но и повышение технико-экономической эффективности сетевого бизнеса.

Из-за массовости распределительных сетей потери в них составляют большую долю суммарных потерь в энергосистемах и ЕЭС России в целом, поэтому даже небольшое снижение % потерь дает ощутимый экономический эффект.

Потери активной мощности определяются по формуле, кВт:

$$\Delta P = 3 \times I^2 \times r \times 10^3$$

где: I – полный ток нагрузки, А; r – сопротивление, Ом.

т.е. потери зависят от квадрата тока нагрузки, а величина тока, в свою очередь зависит от полной мощности, при этом чем выше Q , тем выше I

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} U}$$

Поэтому для уменьшения потерь важно снизить величину полного тока, что и достигается снижением потоков реактивной мощности в распределительных сетях за счет ее компенсации у потребителя или на ПС, расположенных вблизи от потребителя.

При этом важно понимать, что электротехнические исследования и расчеты показывают следующую приблизительную зависимость для режима пониженного напряжения в распределительной сети между уровнем напряжения и потерями - повышение напряжения в сети на 5 % снижает потери мощности на 10 % и наоборот.



Потери в электрических сетях



- ❖ Уменьшение потерь активной электроэнергии, обусловленных перетоками реактивных мощностей, является реальной эксплуатационной технологией энергосбережения в электрических сетях. Эффективное экономическое регулирование реактивных перетоков является одной из наиважнейших проблем Российской электроэнергетики.

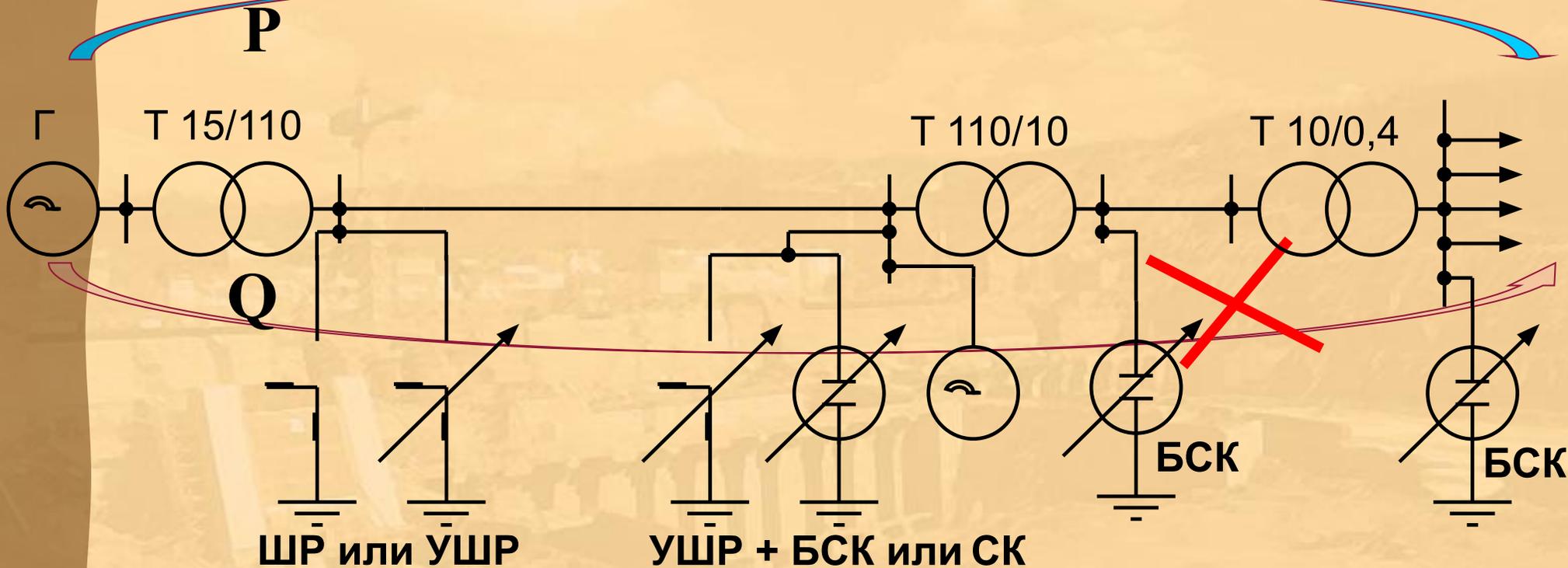
Снижение потерь по Холдингу на 1% только за счет компенсации реактивной мощности на шинах нагрузок высвободит для потребителей же 1600 МВт, на 2 % - 3200 МВт и т.д.

Большим заблуждением менеджмента энергокомпаний является мнение о том, что основную часть потерь составляют коммерческие потери. Да с ними надо бороться, но надо понимать, что на дворе не середина девяностых годов прошлого столетия, а время, когда платежная дисциплина потребителей благодаря планомерным действиям РАО «ЕЭС России» для подавляющего числа потребителей стала нормой.

- Поэтому с потерями надо бороться вооружившись знаниями, замерами, формулами и расчетами, схемно-режимными мерами и улучшением баланса реактивной мощности.
- Исходной точкой данной работы должно являться признание факта повсеместной загрузки линий электропередачи распределительных сетей потоками реактивной мощности в диапазоне 60-80% от величины активной мощности (в ряде случаев более 100%).



Реактивная мощность не должна поставляться потребителю по сетям!



из
эт
ог
о
сл
ед
уе
т
вы
во
д:

СУЩЕСТВУЕТ ОГРАНИЧЕНИЕ КОКУРЕНТНЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ РЫНКА СИСТЕМНЫХ УСЛУГ В ЧАСТИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

"УТВЕРЖДАЮ"

Заместитель Министра энергетики
и электрификации СССР

Е.И.Петряев
28.05.87
Е.И.Петряев

"СОГЛАСОВАНО"

Начальник отдела энергетики
и электрификации Госплана СССР

А.А.Троицкий
А.А.Троицкий

"СОГЛАСОВАНО"

Начальник отдела энергетики
ГКНТ СССР

В.И.Доброхотов
8.05.87
В.И.Доброхотов

НОРМАТИВЫ

уровня компенсации реактивной мощности в
электрических сетях министерств и ведомств
на период до 2000 г.

1. Настоящие нормативы предназначены для определения объемов ввода компенсирующих устройств в электрических сетях общего назначения министерств и ведомств и объемов их производства в стране.

2. Уровнем компенсации реактивной мощности является отношение суммарной установленной мощности синхронных и статических компенсаторов, конденсаторных установок к суммарной нагрузке электрических сетей в часы максимума нагрузки энергосистемы.

3. Устанавливаются следующие нормативы уровня компенсации реактивной мощности в электрических сетях:

в целом по стране	- 0,6 кВАр на кВт
в том числе:	
Минэнерго СССР	- 0,2 кВАр на кВт
других министерств (ведомств) в целом	- 0,4 кВАр на кВт

4. Выбор структуры компенсирующих устройств и распределение между объектами (подстанциями Минэнерго СССР и предприятиями других министерств и ведомств) суммарных объемов их ввода, определенных в соответствии с настоящими нормативами, должен предусматриваться:

в сетях Минэнерго СССР при разработке проектов электроподстанций в соответствии со схемами развития энергосистем;

в сетях других министерств и ведомств при разработке годовых планов развития отраслей на основе технических условий на присоединение новых потребителей и требований по компенсации реактивной мощности действующих потребителей, устанавливаемых энергоснабжающими организациями.

Начальник
Главэнерго Минэнерго СССР

Д.Ф.Проценко
Д.Ф.Проценко

Начальник
ГУКСа Минэнерго СССР

В.Н.Панфилов
В.Н.Панфилов

Начальник
Главтехуправления Минэнерго СССР

В.И.Горин
В.И.Горин

Начальник
Главгосэнергонадзора Минэнерго СССР

Б.П.Варнавский
Б.П.Варнавский

В недавнем историческом прошлом необходимая и достаточная по техническим соображениям реактивная мощность в ЕЭС России составляла 0,6 кВАр на 1 кВт суммарной активной нагрузки, а реальные значения коэффициентов мощности составляли $\cos \varphi$ ($\operatorname{tg} \varphi$) на шинах 6-10 составляли 0,93 (0,4) .

В современных же сложившихся условиях общее потребление реактивной мощности $Q_{\text{потр}\Sigma}$ приближенно оценивается в размере 1 кВАр на 1 кВт суммарного потребления (нагрузки) активной мощности $P_{\text{нагр}\Sigma}$.



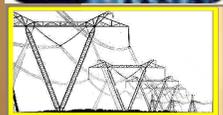
Субъекты баланса реактивной мощности, их источники реактивной мощности и средства ее компенсации



Электростанции. Источники Q : синхронные генераторы – $Q_{(L,C)}$, асинхронизированные генераторы – $Q_{(L,C)}$, шунтирующие реакторы – Q_L



Подстанции ЕНЭС. Источники компенсации Q : шунтирующие реакторы – Q_L , управляемые шунтирующие реакторы – Q_L , синхронные компенсаторы – $Q_{(L,C)}$



Высоковольтные линии электропередачи. Источники компенсации Q : зарядная мощность линий электропередачи – Q_C



Подстанции РСК. Источники компенсации Q : шунтирующие реакторы – Q_L , управляемые шунтирующие реакторы – Q_L , синхронные компенсаторы – $Q_{(L,C)}$, батареи статических конденсаторов – Q_C



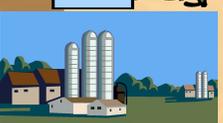
Промышленные потребители. Источники компенсации Q : батареи статических конденсаторов – Q_C , синхронные двигатели – Q_C , генераторы блокстанций – $Q_{(L,C)}$



Объекты добычи и транспорта нефти и газа. Насосные водоканалов. Источники компенсации Q : шунтирующие реакторы – Q_L , управляемые шунтирующие реакторы – Q_L , синхронные двигатели – $Q_{(L,C)}$, синхронные компенсаторы – $Q_{(L,C)}$, батареи статических конденсаторов – Q_C



Мелкомоторное производство. Источники компенсации Q : батареи статических конденсаторов – Q_C , синхронные двигатели – Q_C



Сельскохозяйственные потребители. Источники компенсации Q : батареи статических конденсаторов – Q_C , зарядная мощность незагруженных линий электропередачи – Q_C



Населенные пункты. Источники компенсации Q : батареи статических конденсаторов – Q_C крупных модульных потребителей (насосные, очистные, крупные офисы, торговые, спортивные и развлекательные центры, подстанции электрофицированного транспорта).



Особенности рынка услуг по реактивной мощности и поддержанию напряжения заключаются в том, что он безусловно РЕГУЛИРУЕМЫЙ!

Генерируемая генераторами реактивная мощность передается в высоковольтные электрические сети.



В отличие от активной мощности реактивная мощность для потребителей не должна поставляться по линиям электропередачи высокого напряжения, так как это значительно увеличивает потери в сети и снижает пропускную способность ВЛ.



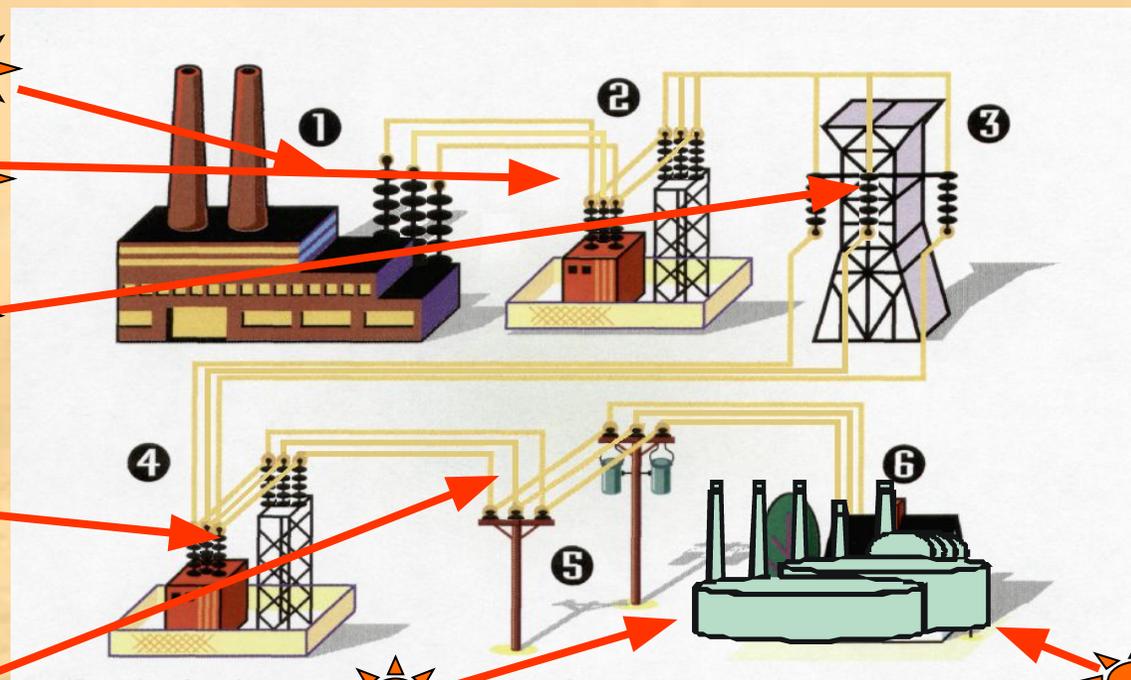
Регулирование напряжения в системе электроснабжения осуществляется изменением коэффициентов трансформации трансформаторов, реакторами, синхронными компенсаторами, батареями статических конденсаторов и т.п.



По техническим и экономическим соображениям передача реактивной мощности и по распределительным сетям нецелесообразна, так как это приводит к ограничению пропускной способности электрических сетей и значительным потерям в них.



Распределительная сеть не должна быть загружена реактивной мощностью!



Потребитель реактивную мощность **МОЖЕТ** покупать (но дорого!), причем только у своей электроснабжающей организации.



Но правильнее, если нехватку реактивной мощности потребитель компенсирует собственными источниками реактивной мощности.
Это выгодно всем: потребителям, электросетевым компаниям, ЕНЭС России и экономике России!



Только этот сегмент рынка реактивной мощности может быть конкурентным с точки зрения экономической и технической конкуренции по принципу «купить или иметь свое», но и то выбор варианта будет ограниченным и во многом зависеть от загруженности подводящей электрической сети!



Для начала осуществления процессов по организации компенсации реактивной мощности необходимо:

Стандартная коррекция коэффициента мощности



1. Активизировать выполнение требований приказа РАО «ЕЭС России» от 25.10.2005 №703 «О лицензировании деятельности по продаже электрической энергии и обязательной сертификации электрической энергии в электрических сетях общего назначения».

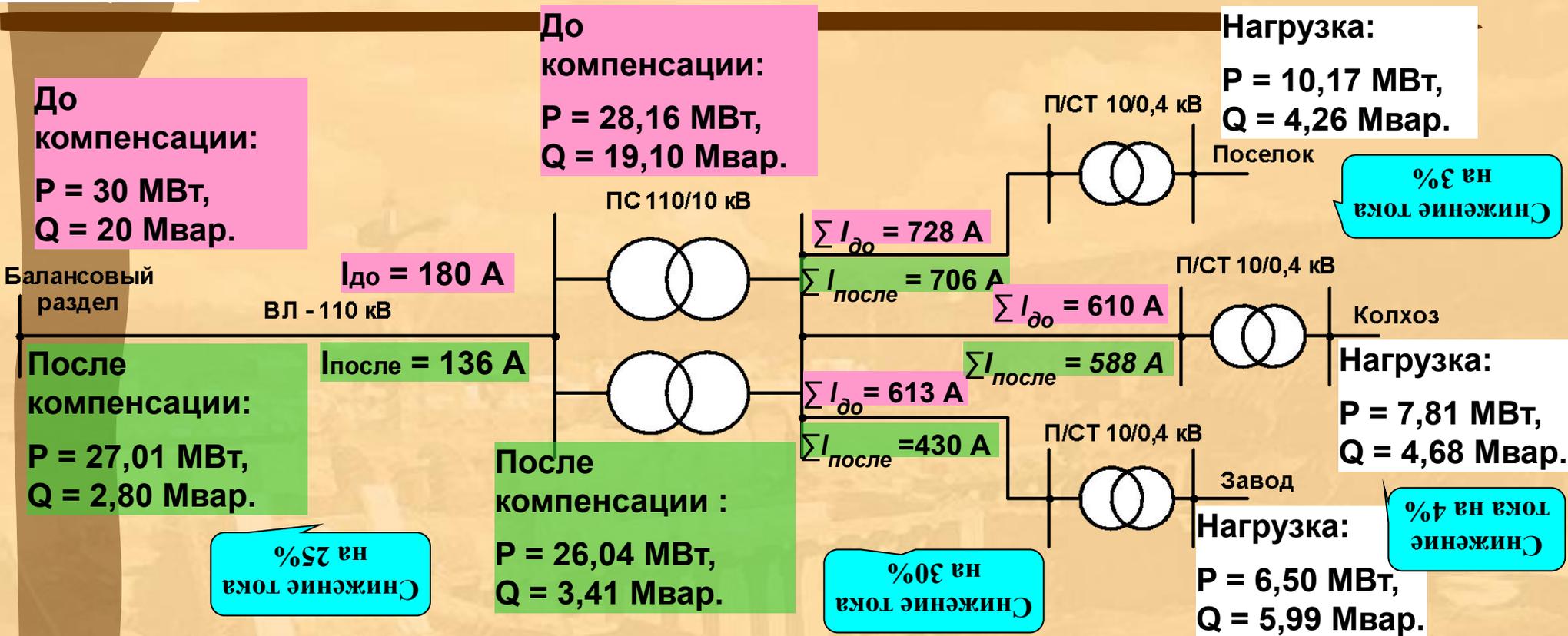
2. Оценить оснащенность приборами контроля и учета реактивной мощности в электрических сетях и доукомплектовать.

3. Определить места обязательной компенсации реактивной мощности у потребителей по фактическим уровням напряжения и соотношениям активной и реактивной мощности в линиях электропередачи, достигших предельных допустимых значений по фактической токовой нагрузке в часы максимумов, а также по фактам уровней загрузки трансформаторов и автотрансформаторов.

4. Оценить и оформить балансы реактивной мощности по узлам энергосистем и энергосистемам в целом.



Пример компенсации реактивной мощности



Размещение компенсирующих устройств			
ПС 110/10 кВ	Поселок	Колхоз	Завод
$Q_{ск} = 10$ Мвар	$Q_{бск} = 2$ Мвар	$Q_{бск} = 2$ Мвар	$Q_{бск} = 4$ Мвар



В задачу нормализации дел по реактивной мощности и напряжению должны быть вовлечены все субъекты баланса реактивной мощности, которые совместно должны:

1. Просчитать и промоделировать режимы встречного регулирования напряжения в энергосистемах и определить потребность в источниках реактивной мощности (QL и QC) для ПС низкого, среднего и высокого напряжения всех уровней напряжения, а также их класс и точки в которых необходимо устанавливать реверсивные источники реактивной мощности или совмещение в одной точке емкостных и индуктивных источников реактивной мощности

2. Оценить вероятность выхода уровня напряжения за допустимые верхние значения в узлах энергосистемы высокого и среднего напряжения (в том числе и на шинах электростанций) при нормализации напряжения в распределительных сетях, и принять **с целью недопущения повышения напряжения выше допустимых пределов** меры по установке в наиболее критичных узлах управляемых шунтирующих реакторов УШР (возможно в комплекте с регулируемыми батареями статических конденсаторов РБСК), что позволит в темпе процесса поддерживать требуемые уровни напряжения в целом как в распределительной сети, так и в энергосистеме.

В виде примечания к п. 2 следует отметить, что для пока еще «не критичных по напряжению и загрузке линий и трансформаторов» узлов следует ориентироваться на новые устройства регулирования напряжения, разработка и опытная эксплуатация которых предусмотрена приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 29.05.2006 № 380 «О создании управляемых линий электропередачи и оборудования для них»: СТК (статический тиристорный компенсатор), СТАТКОМ (статическое устройство компенсации реактивной мощности). АСТГ (асинхронизированный синхронный турбогенератор), АСК (асинхронизированный синхронный компенсатор реактивной мощности) и новые модели УШР (управляемый шунтирующий реактор).



При рассмотрении вопросов присоединения новых потребителей или увеличения договорной мощности присоединенным необходимо:

1. Составить реестр всех заявок, который должен включать в себя также информацию: состояния по запасу мощности трансформаторного оборудования подстанций, к которым просят присоединения потребители; загрузки реактивной мощностью линий электропередачи, питающих подстанции, к которым заявлено присоединение и или увеличение потребляемой мощности; значения $\text{tg } \varphi$ шин низшего напряжения (соотношения суммарных значений потоков реактивной и активной мощностей исходящих по линиям электропередачи в сторону присоединенных потребителей); причины отказов потребителям в присоединении по поданным ранее заявкам.

2. При рассмотрении и согласовании технических условий на присоединение потребителям 50 и более кВт должны быть предъявлены требования по выдерживанию $\text{tg } \varphi$ нагрузки не выше 0,4 за счет установки собственных средств компенсации реактивной мощности. В соответствии с п. 6.3.16 ПТЭ (2003) порядок использования источников реактивной мощности должен быть задан при заключении договоров между электроснабжающей организацией и потребителем.

3. С администрациями, органами местной исполнительной власти и перепродавцами (муниципальными электросетями, ЖКХ и т.п.) должны быть заключены соглашения, что они ни одному потребителю не согласовывают технические условия на присоединение без согласования с РСК



Специальные программы «**Реактивная мощность**» должны **ТАКЖЕ** предусматривать:

- ✓ внесение в договора электроснабжения (поставки электрической энергии) условий о выполнении потребителями требований ранее выданных технических условий на присоединение в части поддержания указанных в них значений $\cos \varphi$ ($\operatorname{tg} \varphi$) или
- ✓ внесение в договора электроснабжения (поставки электрической энергии) условий о взаимных мерах по обеспечению качества электрической энергии, при этом потребитель обязуется (обязывается) выдерживать заданные электросетевой компанией параметры соотношения потребляемых активной и реактивной мощности, как это и требует «Типовой договор энергоснабжения одноставочного (двуставочного) абонента»;
- ✓ проведение совместно с потребителями инвентаризации и ревизии имеющихся у потребителей источников компенсации реактивной мощности и принятие всех мер по их вводу в работу, как одного из требований выданных технических условий на присоединение;
- ✓ установку устройств компенсации реактивной мощности в энергоузлах распределительных сетей, имеющих высокую загруженность линий электропередачи реактивной мощностью;
- ✓ проведение семинаров с участием руководителей и специалистов электросетевых компаний, включая муниципальные сети и сети потребителей, и представителей потребителей на тему «Реактивная мощность и ее значение в надежности и экономике электроснабжения» с целью повышения заинтересованности внедрения систем компенсации реактивной мощности.



Уменьшение реактивных потоков по распределительной электрической сети и сетям потребителей:

- позволит при производимой активной мощности снабжать дополнительных потребителей, то есть обеспечить в определенной степени прирост потребления активной мощности без увеличения ее дополнительного вырабатывания;
- позволит потребителю прирастить свои производственные мощности без увеличения потребления из сети;
- позволит присоединить потребителя там, где ранее было отказано или присоединить новых потребителей, там где компенсация реактивной мощности позволит это сделать;
- улучшит технико-экономическую эффективность систем электроснабжения как электросетевых компаний, так и самих потребителей;
- повысит устойчивость электроэнергетических систем, систем электроснабжения и нагрузки потребителей при снижении и провалах напряжения в сети.

Для сведения, например, в Польше нормативным документом «О подробных условиях подключения субъектов к электроэнергетическим сетям и эксплуатации этих сетей», утвержденным Министром экономики Польши от 20 декабря 2004 г. установлено требование:

«Для субъектов, подключенных к сети, условием удержания нижних параметров напряжения питания в пределах, определенных пунктами 1-5, является потребление мощности не превышающей договорной мощности, при коэффициенте $\text{tg } \varphi$ не более 0,4» (что соответствует $\cos \varphi = 0,93$). В соответствии с указанным документом данное условие не распространяется только на потребителей с напряжением до 1 кВ и присоединенной мощностью не более 40 кВт. В пунктах 1-5 документа указаны параметры качества по частоте, напряжению и гармоническим характеристикам напряжения.

На мой вопрос, заданный главному диспетчеру Сетевого оператора Польских электрических сетей – «Есть ли проблемы с напряжением и реактивной мощностью?» я получил ответ – «Проблем нет, все благополучно благодаря законодательству!».



«Реактивная мощность» и нормативные документы

В соответствии с постановления Правительства РФ «Об утверждении правил розничного рынка электроэнергии и мощности и порядка ограничения потребителей» от 31.08.2006 № 530 (пункт 4) в течение 3 месяцев должен быть разработан, утверждаемый Минпромэнерго России:

«Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергоприемников (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах оказания услуг по передаче электрической энергии (договорах электроснабжения)».

Приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 20.04.2006 №284 разработка данного документа поручена БЕ «Сети» и ОАО «ФСК ЕЭС» совместно с ЦУР и ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»

**В данный документ должно быть в обязательном порядке внесено требование о выдерживании потребителями значений $\operatorname{tg} \varphi$ не более 0,4,²
или $\cos \varphi$ не менее 0,93.**



Правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг (в редакции Постановления Правительства РФ от 31.08.2006 №530):

- ◆ Потребители должны соблюдать значения соотношения (тангенса) потребления реактивной и активной мощности, определенной в договоре в соответствии с порядком, утвержденным Минпромэнерго РФ. Указанные характеристики определяются:
 - сетевой организацией для потребителей услуг, присоединенным к электрическим сетям напряжением 35 кВ и выше;
 - сетевой организацией совместно с СО для потребителей услуг, присоединенных к электрическим сетям напряжением выше 35 кВ.
- ◆ При отклонении потребителя от установленных договором значений соотношения в результате участия в регулировании реактивной мощности по согласованию с сетевой организацией он оплачивает услуги по передаче электрической энергии, в том числе в составе конечного тарифа (цены) на электрическую энергию, поставляемую ему по договору энергоснабжения с учетом понижающего коэффициента, устанавливаемого в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми ФСТ РФ.
- ◆ В случае несоблюдения потребителем услуг установленных договором значений соотношения потребления активной и реактивной мощности, *кроме случаев, когда это явилось следствием выполнения диспетчерских команд или распоряжений субъекта оперативно-диспетчерского управления либо осуществлять по соглашению сторон*, он устанавливает и обслуживает устройства, обеспечивающие регулирование реактивной мощности, либо оплачивает услуги по передаче электрической энергии, в том числе в составе конечного тарифа (цены) на электрическую энергию, поставляемую ему по договору электроснабжения, с учетом соответствующего повышающего коэффициента.
- ◆ Убытки, возникающие у сетевой организации или третьих лиц в связи с нарушением установленных значений соотношения потребления активной и реактивной мощности, возмещаются лицом, допустившим такое нарушение, в соответствии с гражданским законодательством РФ



Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям, утвержденные постановлением правительства РФ от 27.12.2004 № 861:

- **Технические условия для технологического присоединения являются неотъемлемой частью договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям.**
- **В технических условиях должны быть указаны обоснованные требования по усилению существующей электрической сети в связи с присоединением новых мощностей ..., ...,, ..., установка компенсирующих устройств для обеспечения качества электроэнергии.**

«Правила розничного рынка электроэнергии и мощности и порядка ограничения потребителей», утвержденные постановлением Правительства РФ от 31.08.2006 № 530:

- **п. 137. Если условиями договоров оказания услуг по передаче электрической энергии (энергоснабжения) предусматривается необходимость соблюдения определенного соотношения потребления активной и реактивной мощности, сторонами обеспечивается учет реактивной мощности.**

«Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, согласованные Минюстом:

- **п. 6.3.16. Порядок использования источников реактивной мощности потребителей должен быть задан при заключении договоров между энергоснабжающей организацией и потребителем. При необходимости диспетчерские органы должны использовать источники реактивной мощности у потребителей для регулирования напряжения в контрольных пунктах.**



РД 34.20.185-94 «Инструкция по проектированию городских электрических сетей» (СО 153-34.20.185-94, включен в прил. 1 к приказу РАО «ЕЭС России» от 14.08.2003 №422:

- Глава 2.4. (Электрические нагрузки сетей 10(6) кВ и ЦП). Коэффициент мощности ($\cos \varphi$) для линий 10(6) кВ в период максимума нагрузки принимается равным 0,92 (коэффициент реактивной мощности $\tan \varphi$ принимается равным 0,43).
- Глава 5.2. (Уровни и регулирование напряжения, компенсация реактивной мощности):
 - 5.2.1. В городских электрических сетях должны предусматриваться технические мероприятия по обеспечению качества электрической энергии согласно требованиям ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Нормы качества электрической энергии у ее приемников, присоединенных к электрическим сетям общего назначения».
 - 5.2.2. В электрических сетях должны быть обеспечены отклонения напряжения у приемников электрической энергии, не превышающие $\pm 5\%$ номинального напряжения сети в нормальном режиме и $\pm 10\%$ в послеаварийном режиме.
 - 5.2.7. Сети 0,38-10 кВ должны проверяться в соответствии с ГОСТ 13109-97 на допустимые значения размаха изменения напряжения при пуске электродвигателей, а также по условию их самозапуска.
 - 5.2.9. Компенсация реактивной нагрузки промышленных и приравненных к ним потребителей выполняется в соответствии с действующими нормативными документами по расчетам с потребителями за компенсацию реактивной мощности и по компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий.

Компенсирующие устройства рекомендуется устанавливать непосредственно у электроприемников.

Для жилых и общественных зданий компенсация реактивной нагрузки не предусматривается.



Методические указания по проектированию развития энергосистем, утвержденные приказом Минпромэнерго от 30.06.2003 №281:

- **5.35.** При расчетах установившихся режимов следует исходить из того, что для снижения колебаний напряжения в сетях энергосистем от работающих у потребителей мощных электроприемников (дуговые сталеплавильные печи, синхронные двигатели) и несимметрии напряжения, создаваемой тяговой нагрузкой, потребителем осуществляются расчеты и проводятся мероприятия, обеспечивающие условия выполнения требований к качеству напряжения.
- **5.36.** Выбор мощности и места установки компенсирующих устройств (статических тиристорных компенсаторов и синхронных компенсаторов, батарей конденсаторов шунтовой и продольной компенсации, управляемых и неуправляемых шунтирующих реакторов и других регулируемых средств компенсации реактивной мощности) в основной и распределительной сети производится исходя из необходимости повышения пропускной способности сети в нормальных и послеаварийных режимах, условий включения линий, защиты от внутренних перенапряжений, поддержания необходимых уровней напряжения, обеспечения непрерывного быстрого регулирования напряжения.
- **5.36.1.** Реактивные составляющие максимальных нагрузок в расчетах режимов электрической сети принимаются на основе анализа отчетных и проектных данных.
Синхронные двигатели рекомендуется принимать с выдачей реактивной мощности.
При отсутствии исходных данных по реактивной составляющей нагрузки коэффициент реактивной составляющей нагрузки ($\text{tg } \varphi$) рекомендуется принимать не выше следующих значений:
6-10 кВ = 0,4, 35 кВ = 0,49, 110 кВ = 0,54, 220 кВ = 0,59.
- **5.36.3.** В целях снижения потерь мощности и электроэнергии в электрической сети рекомендуется рассматривать целесообразность установки дополнительных компенсирующих устройств, главным образом, непосредственно у потребителей на напряжении 0,4-10 кВ.
- **5.36.4.** Применение регулируемых средств компенсации реактивной мощности (статических тиристорных компенсаторов, управляемых реакторов) на подстанциях основной сети энергосистем рассматривается при необходимости обеспечения быстрого и непрерывного регулирования напряжения.



ОТВЕЧАЙТЕ ВСЛУХ НА МОИ ВОПРОСЫ:

- ХОТИТЕ ПОВЫСИТЬ НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ?
- ХОТИТЕ ПОВЫСИТЬ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО БИЗНЕСА?
- ХОТИТЕ ПОВЫСИТЬ ИМИДЖ ЭНЕРГОКОМПАНИИ, КАК КОМПАНИИ ВОЗГЛАВИВШЕЙ В РЕГИОНЕ ПРОЦЕСС ШИРОКОГО ВНЕДРЕНИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ?
- ХОТИТЕ СДЕЛАТЬ СВОЙ ВКЛАД В СНИЖЕНИЕ СЕБЕСТОИМОСТИ ВЫПУСКА ПРОДУКЦИИ ВСЕМИ СЕКТОРАМИ ЭКОНОМИКИ СТРАНЫ?



**ТАК ДЕЛАЙТЕ ЭТО!
У ВАС ПОЛУЧИТСЯ!**

**ДОБРОЙ
РАБОТЫ!**