ЗАДАЧИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ЗА СЧЕТ НОРМАЛИЗАЦИИ ПОТОКОВВ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И УРОВНЕЙ НАПРЯЖЕНИЯ

Член Правления, заместитель Технического директора – Главный технический инспектор ОАО РАО «ЕЭС России» д.т. н., к.э.н., профессор В.К. Паули

Хабаровск, 24 января 2007 г.

СИТУАЦИЯ-ДИСПОЗИЦИЯ ПО НАДЕЖНОСТИ И РЕТРОСПЕКТИВА

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

Динамика аварийности в целом по Холдингу РАО «ЕЭС России»

- 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

ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ ОТКАЗОВ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ:

- ✔ **Снижение запаса устойчивости нагрузки по напряжению,**
- ✔ **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;**
- ✔ **Обрывы проводов ВЛ распределительных сетей из-за увеличения тяжения при низких температурах в ОЗП;**
- ✔ **Массовое не выдерживание критерия N-1 (правила, заключающегося в том, что энергосистема или распределительная сеть должна работать в обычном режиме при отключении любой линии или трансформатора (автотрансформатора), входящих в ее состав), что при наступлении такого события приводит к перегрузкам и последующим отключениям.**

Постановка задачи

Энергокомпании в соответствии с приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 27.06.2006 № 462 «О реализации решений Всероссийского совещания в г.Москве 21-22 апреля 2006 г.» должны разработать программы:

1. **«Реактивная мощность».**
2. **«Повышение надежности распределительных электрических сетей».**

- **По сути обе программы взаимосвязаны и осуществлять их разработку и реализацию необходимо в их совместном виде.**
- **Но критичнее все-таки проблемы реактивной мощности и связанные с ней проблемы напряжения и обеспечения важных показателей надежности электроэнергетических систем и систем электроснабжения. Так как оптимизация балансов реактивной мощности, снижение ее потоков и приведение уровней напряжения в соответствие с нормируемыми значениями, безусловно, приведут к повышению надежности и технико-экономической эффективности систем электроснабжения.**

Московская авария 25 мая 2005 г. это продемонстрировала.

Последствия аварии 25 мая 2005 г. должны жить в нашей памяти всегда:

Последствия аварии

Технические

Социальные

Отключение потребителей:

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

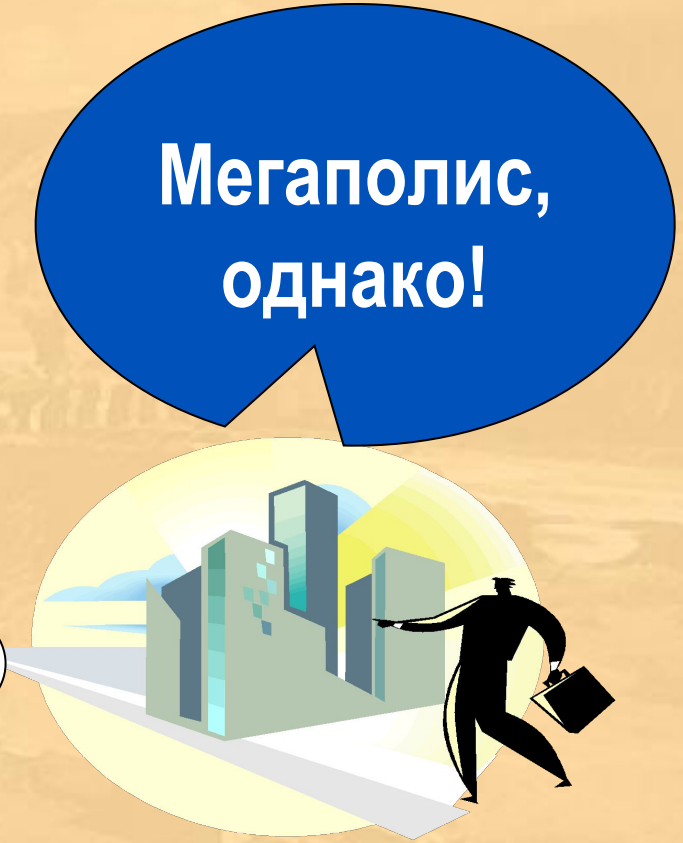
Около 20 тыс. людей были заблокированы в поездах московского метро, около 1,5 тыс. застряли в лифтах
Без электроснабжения остались около 4 млн. человек, большое количество предприятий, а также социально значимые объекты (по данным МЧС России)

Причины аварии

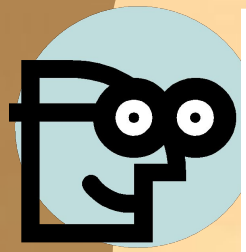
изложены в «Отчете по расследованию аварии в ЕЭС России», происшедшей 25.05.2006», размещенном на интернет-сайте ОАО РАО «ЕЭС России»
http://www.rao-ees.ru/ru/news/news/account/show.cgi?content.htm

Причины аварии 25 мая 2005 г. мы должны помнить всегда!

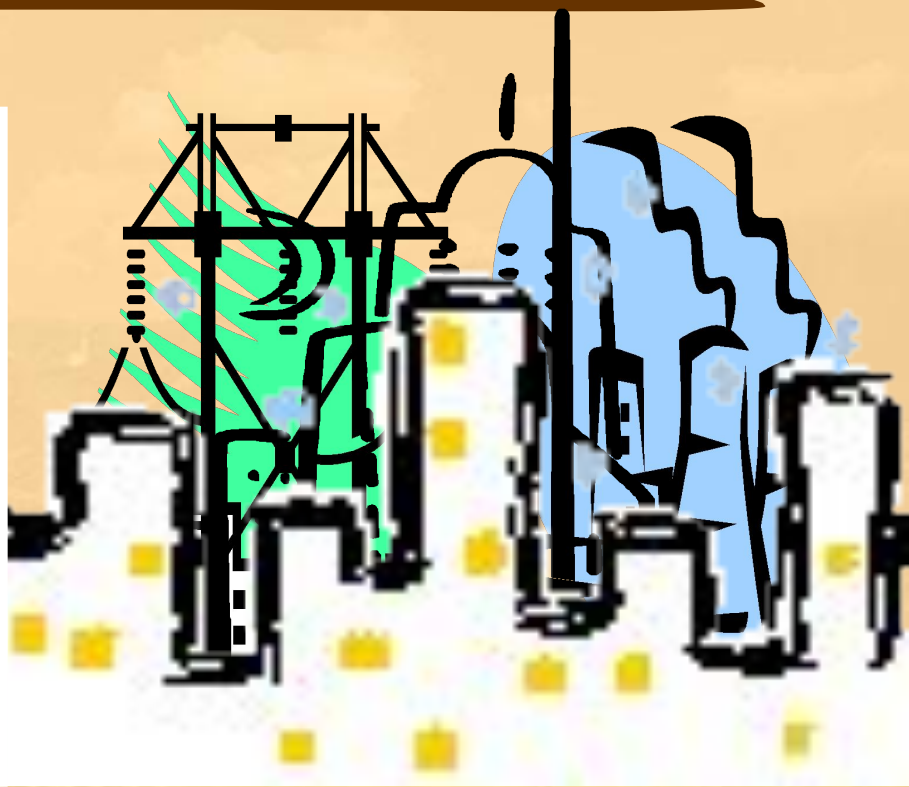
Вопрос одного высокопоставленного руководителя, заданный Председателю комиссии В.К. Паули через сутки после ликвидации ее последствий, но в начале расследования:



Проблемы энергосистем мегаполисов схожи



Через два месяца этот же руководитель произнес – «Комплекс причин аварии в московской энергосистеме вытекает из особенностей и рисков энергосистем мегаполисов»



Причины аварии 25 мая 2005 г. мы должны помнить всегда!

измерительных трансформаторов тока и другого оборудования ПС, приведшее к:

- выбытию из баланса трансформаторной мощности и реактивной мощности синхронных компенсаторов ПС «Чагино»;
- выбытию из баланса 640 МВт генерации на ТЭЦ-22;
- разрыву Московского кольца 500 кВ из-за отключения трех ВЛ 500 кВ.

схемно-режимных условиях и существующем составе генерирующего оборудования ТЭС недостаток реактивной мощности, приведший к снижению напряжения в южной части Московской энергосистемы

напряжения на шинах ряда подстанций 110 и 220 кВ во время утреннего роста потребления и, как следствие, возрастание тока по ВЛ.

В результате расследования получены данные, которые указывают на то, что авария произошла в результате наложения ряда факторов, каждый в отдельности из которых не привел бы к аварии и тем более с такими масштабами

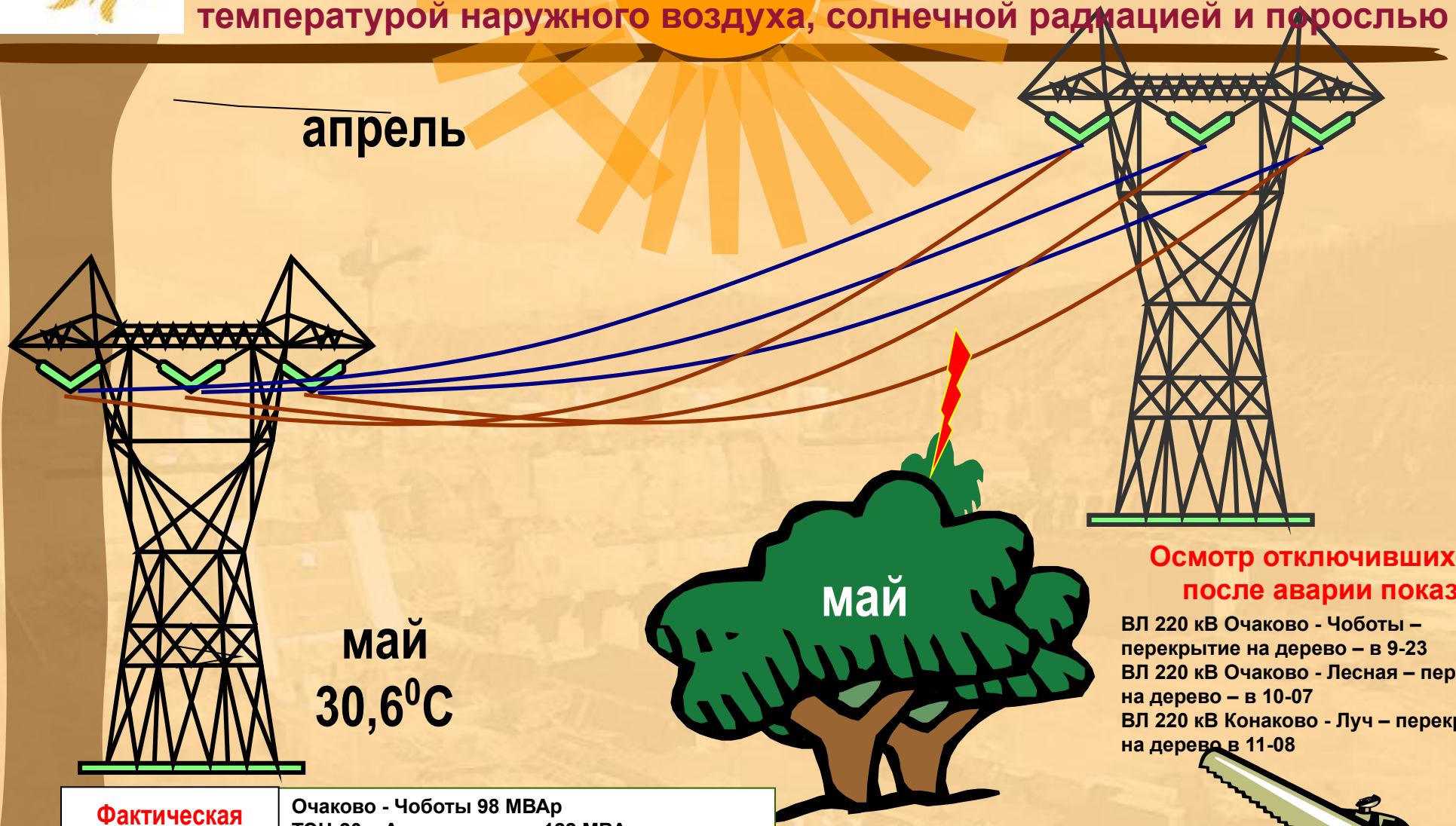
Многочисленные отключения ВЛ 110 и 220 кВ действием защит от коротких замыканий, в том числе на ДКР, при перекрытиях из-за нарушения габаритов ВЛ при перегрузке, вызвали значительное снижение напряжения в сети 110-220 кВ.

Увеличению провеса проводов способствовала высокая температура окружающего воздуха, а

При быстром росте нагрузки во время начала рабочего дня, а затем при начавшихся отключениях ВЛ 110-220 кВ и генерирующего оборудования электростанций возможности оперативно-диспетчерского персонала по обработке и анализу больших объемов информации, поступающей в основном по средствам телефонной связи, и принятию адекватных мер по предотвращению развития аварии были исчерпаны.

Уроки аварии 25 мая 2005 г.

Наложение - взаимосвязь возросших токовых нагрузок ВЛ с высокой температурой наружного воздуха, солнечной радиацией и порослью



Осмотр отключившихся ВЛ после аварии показал:

ВЛ 220 кВ Очаково - Чоботы – перекрытие на дерево – в 9-23
ВЛ 220 кВ Очаково - Лесная – перекрытие на дерево – в 10-07
ВЛ 220 кВ Конаково - Луч – перекрытие на дерево в 11-08

Фактическая загрузка по Q отключившихся ВЛ 220 кВ:	Очаково - Чоботы 98 МВАр ТЭЦ-20 – Академическая 122 МВАр Чертаново – Южная 76 МВАр Баскаково – Гальяново 256 МВАр Шатура – Пески 107 МВАр Осетр – Михайлов 54 МВАр

Комиссия по расследованию причин аварии выявила и виновных и причастных,

НО

был еще один официальный документ, еще одной комиссии, который расширил список виновных (да, скорее виновных, чем причастных!) – это отчет Рабочей группы Государственной Думы Федерального собрания Российской Федерации по расследованию причин той же аварии, в котором указано:

- ***«Рабочая группа обращает внимание на то, что Правительство Российской Федерации, осуществляя правовое и нормативное регулирование развития электроэнергетики, не обеспечило ряд требований энергетической безопасности - после отмены Правил пользования электрической и тепловой энергией в январе 2000 года (Приказ Министра энергетики № 2 от 10.01.2000) не приняло мер по выпуску другого нормативного документа, регламентирующего, в том числе, участие потребителей в поддержании напряжения в распределительной сети за счет установки устройств компенсации реактивной мощности, что привело к полному исключению в последние годы выполнения важной для надежности электрической сети функции потребителей».***

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

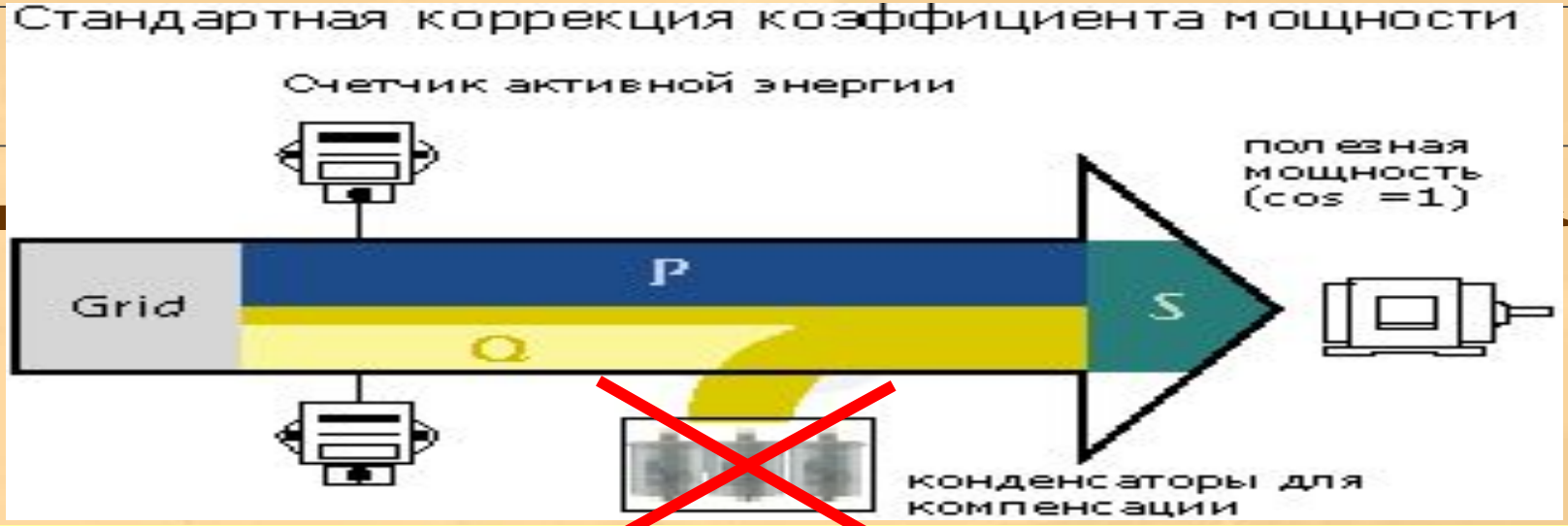
→

Возросли потоки реактивной мощности по системо-образующим и рас-пределительным 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 устройств компенсации реактивной мощности (БСК и СД) потребителей**

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

При снижении напряжения потребитель с асинхронной нагрузкой (а она велика!) свою мощность все равно выбирает…

Происходит дополнительное увеличение тока в линиях электропередачи и дальнейшее снижение напряжения в сети

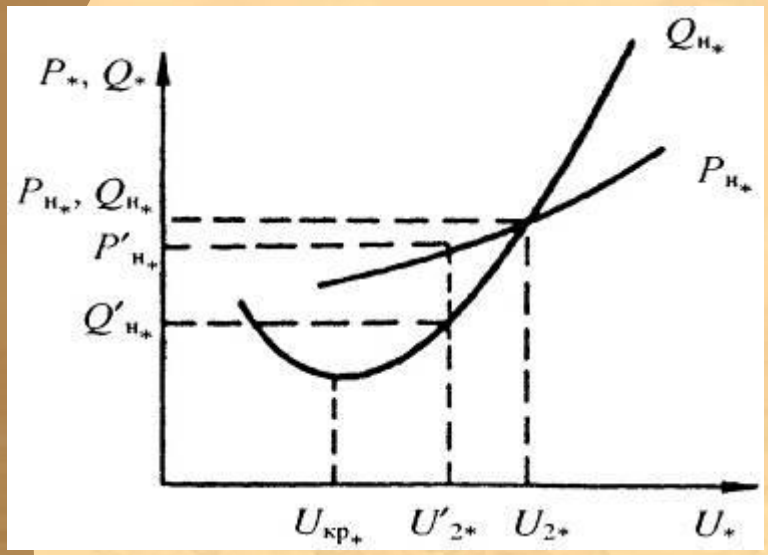
Уменьшается напряжение на шинах электроприемников

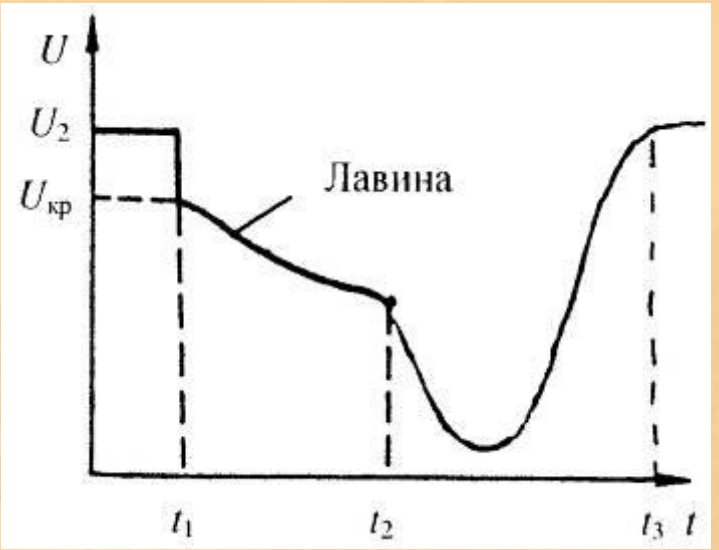
Изменение напряжения относительно номинального значения Uном оказывает неблагоприятное влияние на режимы работы, производительность и технико-экономические показатели всех элементов электрической системы.

В соответствии с ГОСТ 13109-97 в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения нормально и предельно допустимые значения установившегося снижения напряжения δ U 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).

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

ПОЧЕМУ ОПАСНО СНИЖЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ?





статические характеристики реактивной мощности $Q_н = f(U)$ более крутые, чем статические характеристики активной мощности $P_н = f(U)$ – 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…

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 1500 МВт, на 2 % - 3000 МВт, на 3% - 4500 МВт, на 4% - 6000 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 И ПРОБЛЕМЫ…

Повышенное потребление реактивной мощности электроприемниками или пониженный коэффициент мощности

$$tg\varphi = \frac{Q}{P}$$

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

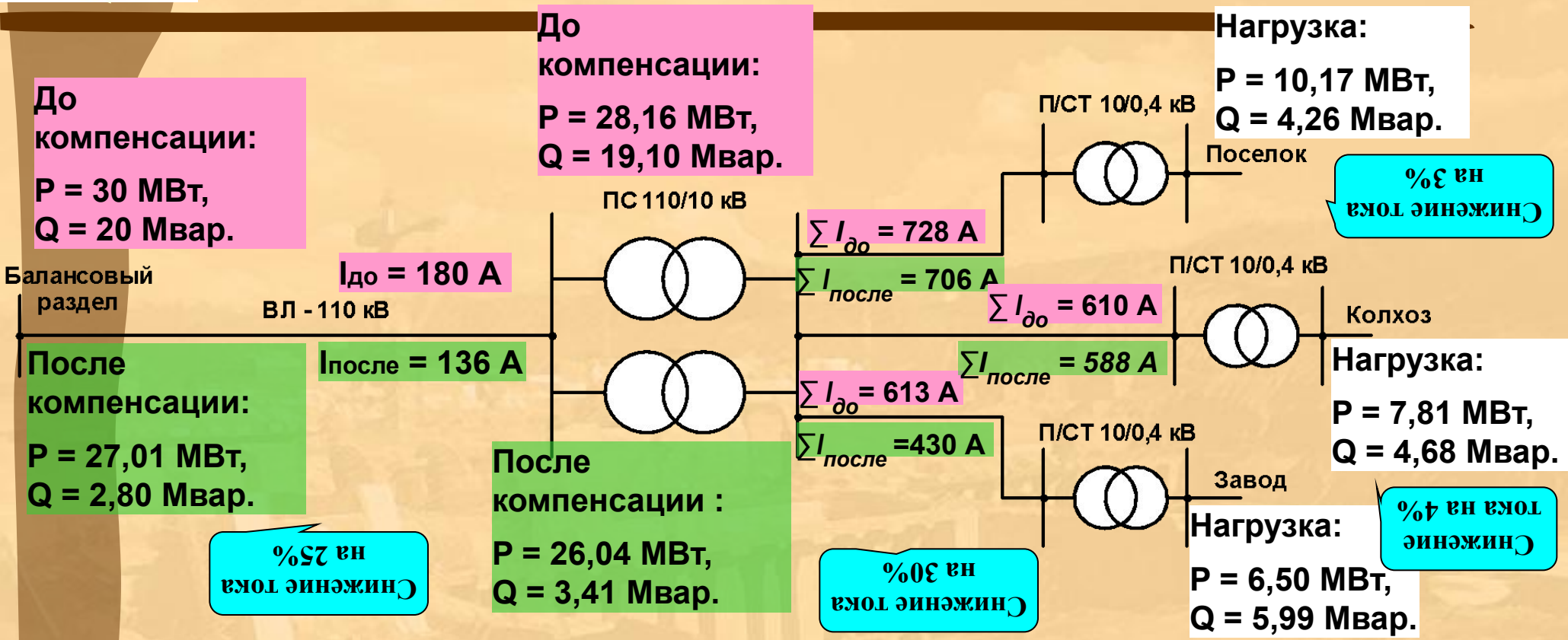
Увеличиваются потери напряжения

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

Уменьшается напряжение на шинах электроприемников

Дополнительное увеличение тока электрической сети

Пример компенсации реактивной мощности (расчетный)



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

Пример компенсации реактивной мощности (практический)

Из доклада главного инженера ОАО «Тверьэнерго» А.В. Волгина на селекторном совещании по проблемам Q и U 2.11.2006.

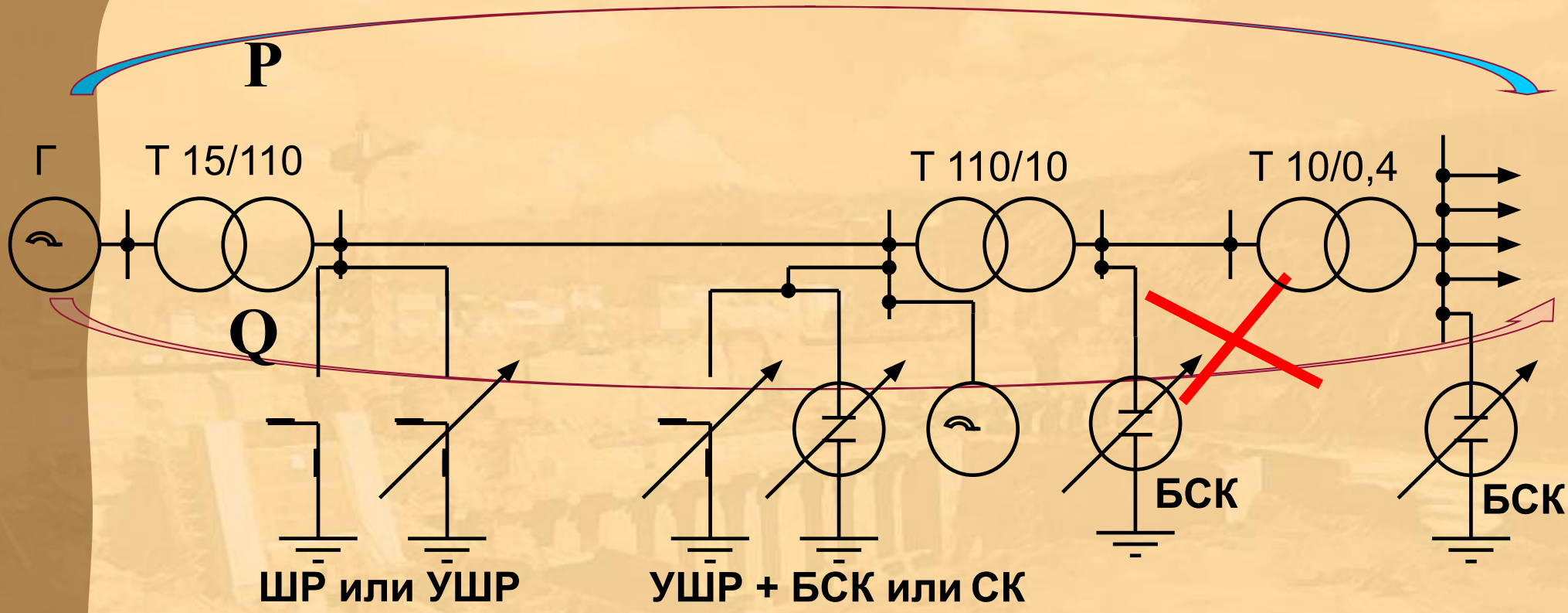
- *В рамках работы Рабочей группы «Реактивная мощность - напряжение - потери - экономика и надежность электроснабжения потребителей» в ОАО «Тверьэнерго» был проведен опыт по компенсации реактивной мощности на одном из крупнейших предприятий Тверской области – ОАО «Тверской вагоностроительный завод».*
- *Суть опыта заключалась в измерении параметров электрической сети (напряжение, ток, коэффициент мощности) на отходящем присоединении РУ-6 кВ, от которого питается один из цехов предприятия. Сначала измерения проводились при отключенных устройствах КРМ, затем были последовательно включены БСК, установленные на напряжении 0,4 кВ и 6кВ.*
- *Измерения показали, что при включении БСК происходит снижение тока в сети на 30%, коэффициент мощности cos φ повышается с 0,82 до близкого к 1 (т.е. достигается полная компенсация реактивной мощности) что, как следствие, приводит к разгрузке электросетевого оборудования и снижению потерь электроэнергии.*
- *Также отмечен рост напряжения в центре питания.*
- *Таким образом, опыт наглядно продемонстрировал эффективность применения устройств компенсации реактивной мощности.*
- *Потребитель самостоятельно, осознанно пошел на использование устройств компенсации реактивной мощности, с целью подключения дополнительных мощностей не меняя при этом силовые трансформаторы на ГПП и в цеховых ТП, а также снижая потери электрической энергии во внутри заводских сетях, при этом поддерживая*

Пример компенсации реактивной мощности (практический)

Из доклада главного инженера ОАО «Тюменьэнерго» С.Т. Андруса на селекторном совещании по проблемам Q и U 28.12.2006.

- **С целью подтверждения эффективности снижения загрузки сети путём компенсации реактивной мощности на объектах потребителей специалистами ОАО «Тюменьэнерго» совместно с потребителями ООО «РН-Юганскнефтегаз» и ООО «Лукойл-Западная Сибирь» были проведены испытания:**
- **на ПС 110/35/6 кВ «Лунная» в Нефтеюганских ЭС при отключении БСК на объектах потребителей фид. 35 кВ ЦПС-2 tg φ возрастал с 0,3 до 0,7, соответственно загрузка ВЛ-35 кВ увеличивалась на 16%;**
- **на ПС 110/35/6 кВ «Сарымская» в Когалымских ЭС при отключении БСК на объектах потребителей фид. 35 кВ «Дорожная» tg φ возрастал с 0,16 до 0,44, соответственно загрузка ВЛ-35 кВ увеличивалась на 10%.**

Реактивная мощность не должна поставляться потребителю по сетям!



из этого следует вывод:

СУЩЕСТВУЕТ ОГРАНИЧЕНИЕ КОКУРЕНТНЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ РЫНКА СИСТЕМНЫХ УСЛУГ В ЧАСТИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

"УТВЕРЖДАЮ"
Заместитель Министра энергетики
и электрификации СССР
Е.И.Петряев
28.05.87

"СОГЛАСОВАНО"
Начальник отдела энергетики
ГКНТ СССР
В.И.Доброхотов
8.05.87г

"СОГЛАСОВАНО"
Начальник отдела энергетики и
электрификации Госплана СССР
А.А.Троицкий

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	1,0 квар на кВт
в том числе:		
Минэнерго СССР	– 0,2 кВАр на кВт	0,33 квар на кВт
других министерств (ведомств) в целом	– 0,4 кВАр на кВт	0,666 квар на кВт

4. Выбор структуры компенсирующих устройств и распределени 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

Начальник
Главтехуправления Минэнерго СССР
В.И.Горин

Начальник
ГУКСа Минэнерго СССР
В.Н.Панфилов

Начальник
Главгосэнергонадзора Минэнерго СССР
Б.П.Варнавский

В недавнем историческом прошлом необходимая и достаточная по техническим соображениям компенсация *реактивной мощности в электрических сетях составляла 0,6 квар на 1 кВт суммарной активной нагрузки, а реальные значения коэффициентов мощности составляли tg φ на шинах 6-10 составляли 0,4 .*

В современных же сложившихся условиях из-за изменения структуры потребления *общее потребление реактивной мощности $Q_{потр\sum}$ приближенно оценивается в размере 1 квар на 1 кВт суммарного потребления (нагрузки) активной мощности $P_{нагр\sum}$.*

1. Исходное состояние: напряжение на ПС 110 кВ «Галицыно» и «Кубинка» U=98,5 кВ и U=99,6 кВ

2. Начало событий: отключается не связанная напрямую с данными подстанциями двухцепная ВЛ

3. На ПС «Галицино» снижение U до 95,7 кВ, на ПС «Кубинка» остается на прежнем уровне U=99,6

4. По команде диспетчера РДУ разделение с Можайскими электрическими сетями отключением от

5. Действием ДФЗ отключается ВЛ 110 кВ Галицино-Полет (разрывается 2-я цепь транзита между

6. На ПС 110 кВ «Галицино» и «Кубинка» происходит снижение напряжения до U=94,1 кВ и U=98,5 кВ соответственно

7. Действием ДФЗ отключается двухцепной транзит между ПС 110 кВ «Кубинка» и «Кедрово» -

8. На ПС 110 кВ «Галицино» и «Кубинка» происходит снижение напряжения до U=88,9 кВ и U=97,3

9. Действием ДФЗ отключается ВЛ 110 кВ Вязёмы-Дарьино – рвется 1-я цепь двухцепного

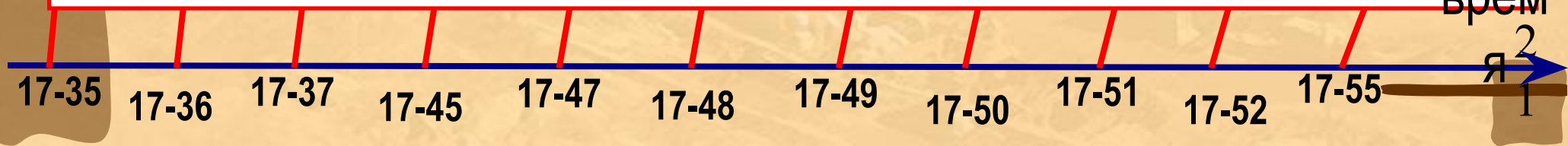
10. На ПС 110 кВ «Галицино» и «Кубинка» происходит снижение напряжения до U=88,6 кВ и U=91,8 кВ соответственно

11. Выполнена команда диспетчера РДУ по отключению от ПС 110 кВ Кубинка ВЛ 110 кВ

12. На ПС 110 кВ «Галицино» и «Кубинка» происходит снижение напряжения до U=73,2 кВ и

13. Рвется двухцепной транзит между ПС 110 кВ «Кубинка» и «Манихино» отключением от ДФЗ ВЛ 110 кВ Кубинка-Манихино при I=1150 А (допустимый 580А) и Кубинка - Ивановская при I=980 А (допустимый 580А) – на обеих линиях позднее обнаружен пережог проводов.

Полное погашение ПС 110 кВ «Кубинка», «Галицино» – в результате отключено 24 ВЛ 110 кВ, 4 ВЛ 35 кВ, 23 ПС 110 и 35 кВ и потребители общей мощностью 218 МВт.



Выводы по результатам расследования указанного технологического нарушения.

- а) Все началось с дерева, спиленного сторонними лицами, которых в последствии выявили.
- б) Отключение линий приводило к росту тока по оставшимся в работе ВЛ и их аварийному отключению действием ДФЗ из-за перекрытий и из-за пережога проводов и шлейфов с последующим коротким замыканием на землю.
- в) Команду диспетчеров Московского РДУ по вводу аварийно графиков временного отключения реализовать не успели из-за быстрого развития инцидента.
- г) На ПС 110 кВ «Галицино», «Кубинка» и ряде др., где происходило снижение напряжения был дежурный персонал, однако активных мер по нормализации ситуации не мог предпринять в силу отсутствия в инструкциях конкретных указаний и недостатка времени для анализа.
- д) На подстанциях данного энергорайона полностью отсутствует автоматика ограничения снижения напряжения – АОСН.
- ж) Исходные уровни напряжения пониженные.

Системные решения по результатам расследования указанного технологического нарушения.

- а) Необходимо проанализировать «Инструкции по применению графиков отключения потребителей при локальных технологических нарушениях (местных авариях)», обратив особое внимание на действия персонала при перегрузе линий и снижения напряжения на шинах подстанций. Внести изменения в эти инструкции, предоставив право оперативному персоналу самостоятельно применять графики разгрузки с учетом местных условий.
- б) Проанализировав развитие инцидента, мы приходим к выводу, что в регионах с высоким насыщением нагрузок необходимо вводить средства противоаварийной автоматики, чтобы исключить человеческий фактор. В 2007 году планируется установка устройств АОСН и АРО на ПС Западных сетей Немчиновка и Передельцы, Октябрьских ЭС – Тушино и Эра на сумму 500 млн. рублей
- в) Требуется установка сигнализации ненормальных режимов на ПС (отклонения напряжения на шинах, и токов нагрузки на линиях) с громким аварийным оповещением.
- г) Установка регулируемых источников реактивной мощности. В МОЭсК планируется на эти работы 500 млн. рублей в 2007 году. ОАО «МОЭСК» планирует установить ИРМ (СТК – статические тиристорные компенсаторы с автоматическим регулированием) на следующих подстанциях: ПС: Луговая, Кр.Горки, Н.Братцево, Пушкино, Егорьевск, Бронницы, Омега, Алабушево, Лебедево.
- д) Перевод узловых подстанций на напряжения более высокого класса. В районе, где произошли массовые отключения, в МОЭСК планируется перевод ПС Встреча (включение в декабре 2006 года) и Слобода (декабрь 2007 года) на напряжение 220 кВ. Ввод их в работу исключит возможность таких массовых отключений.

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 tg φ 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 150 и более кВт должны быть предъявлены требования по выдерживанию tg φ нагрузки не выше 0,35-0,5 (в зависимости от напряжения) за счет установки собственных средств компенсации реактивной мощности.

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

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 tg φ не более 0,4» (что соответствует cos φ = 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 электрический сетей – «Есть ли проблемы с напряжением и реактивной мощностью?» я получил ответ – «Проблем нет, все благополучно благодаря законодательству!».

Наши нормативные документы и требования

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 часть 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 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.**

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 φ) для линий 10(6) кВ в период максимума нагрузки принимается равным 0,92 (коэффициент реактивной мощности tg φ 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 +-5% номинального напряжения сети в нормальном режиме и +-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.

РД 34.20.112 «Указания по выбору средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности при проектировании сельскохозяйственных объектов и электрических сетей сельскохозяйственного назначения» (СО 153-34.20.112, включен в прил. 1 к приказу РАО «ЕЭС России» от 14.08.2003 №422):

- **Глава 1.3. При проектировании сельскохозяйственных объектов мощность БК должна выбираться по условию обеспечения коэффициента мощности у потребителей не менее 0,95 в часы максимума реактивной нагрузки, или соотношение потребляемой из сети реактивной и активной мощностей не должно превышать 0,33 квар/кВт.**
- **Глава 1.5. БК рекомендуются, как правило, комплектные и отключаемые. Регулирование мощности БК производится по условию минимума потерь электроэнергии при ограничении максимального уровня напряжения.**
- **Глава 1.6. Параметры электрических сетей должны быть проверены на соответствие нормированным отклонениям напряжения у электроприемников.**

  (Отклонение напряжения от номинального нормируется ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Нормы качества электрической энергии у ее приемников, присоединенных к электрическим сетям общего назначения»).
- **Глава 2.3. (Учет компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения при составлении схем развития электрических сетей 10 кВ РЭС).**
  - **2.3.3. Если коэффициент мощности на шинах 0,38 кВ подстанций 10/0,38 кВ в максимум нагрузки меньше 0,95, то следует предусмотреть установку БК 0,38 кВ у потребителей.**

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 (tg φ) 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.**

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 в 2006 году реализованы проекты по устранению дефицита реактивной мощности в отдельных наиболее проблемных ПО НАПРЯЖЕНИЮ энергоузлах за счет установки секционированных (2х50 Мвар) БСК (*ПС Кубинка, Можайск, Слобода, Грибово*) общей мощностью 300 Мвар.

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 Q и U стала одной из приоритетных задач Холдинга РАО «ЕЭС России»

- Председателем Правления РАО «ЕЭС России» А.Б. Чубайсом 11 декабря 2006 г. подписан приказ № 893 «О повышении устойчивости и технико-экономической эффективности распределительных электрических сетей и систем электроснабжения потребителей за счет управления потоками реактивной мощности и нормализации уровней напряжения».

- Необходимо немедленно приступить к его исполнению.

- Данный приказ подготовлен мной, также как и приказ от 25.10.2005 № 703, с которого мы с Вами начали процесс нормализации напряжения в распределительных электрических сетях. И контроль за его исполнением возложен на меня же.

«Реактивная мощность» и новые 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) разработан и представлен на утверждение в Минпромэнерго России (письмо от 27.12.2006 № АЧ-3991):

«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)».

В данный документ внесено требование:

а) об обязательном выдерживании потребителями *нормативно устанавливаемых предельных значений коэффициентов реактивной мощности* - tg φ;

б) о порядке установления *экономических значений коэффициентов реактивной мощности* - tg φ для потребителей, привлекаемых к регулированию напряжения и реактивной мощности на экономической основе за счет введения повышающих и понижающих коэффициентов к оплате за услуги по передаче электрической энергии.

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 ниже;**
  - **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.**

«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)».

ПРЕДУСМАТРИВАЕТ:

Предельные значения коэффициента реактивной мощности потребителей, подключенных к шинам подстанций и распределительных устройств электростанций:

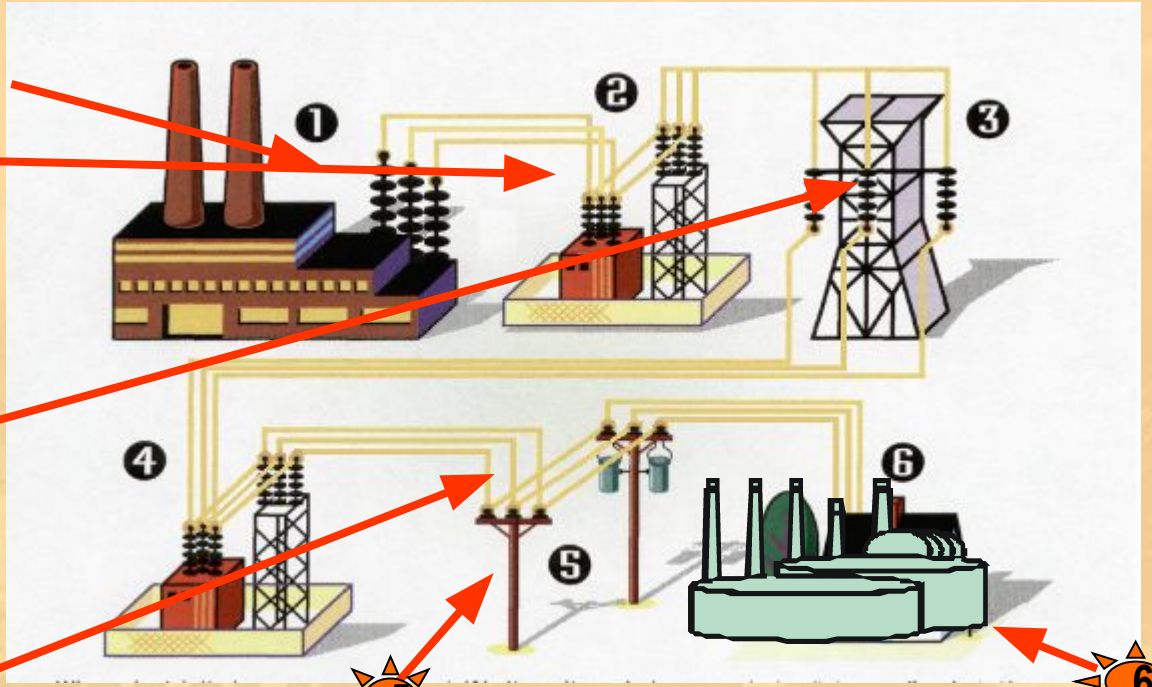
Точки присоединения	tg φ
на шинах напряжением 110 кВ (150 кВ)	0,5
на шинах 35 кВ (60 кВ)	0,4
на шинах напряжением 6 – 20 кВ	0,4
на шинах напряжением 0,4 кВ	0,35

Предстоит после утверждения указанного «Порядка …» разработать и утвердить в ФСТ России методику по установлению повышающих и понижающих коэффициентов к оплате потребителем услуги по передаче электрической энергии, в том числе в составе конечного тарифа (цены) на электрическую энергию, поставляемую ему по договору энергоснабжения.

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 и распределительным сетям, так как это значительно увеличивает потери в сети и снижает пропускную способность ВЛ.



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!

Распределительная сеть не должна быть загружена реактивной мощностью!

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!

Специальные программы *«Повышение надежности распределительных электрических сетей»* должны также предусматривать:

- Использование преимущественно защищенных проводов в сетях 110 кВ и самонесущих изолированных проводов в сетях 35 кВ и ниже при реконструкции и новом строительстве распределительных сетей;
- Использование повышенных опор ЛЭП;
- Проведение целевого обследования ЛЭП со сроком службы 40 лет и более с целью выявления участков с низкой надежностью и принятия мер по проведению реконструкции в приоритетном порядке;
- Выполнение проектов при реконструкции и новом строительстве электрических сетей на основе реальных температурных и гололедо-ветровых условий;
- Применение с целью повышения надежности электроснабжения потребителей секционирования распределительных сетей с использованием выключателей вместо разъединителей при реконструкции и новом строительстве, в первую очередь в регионах с тяжелыми климатическими условиями;
- Использование в сетях 6-10 кВ реклоузеров, позволяющих широко и эффективно использовать локальную автоматику, снижающую последствия аварийных отключений;
- Переход от масляных выключателей на элегазовые и вакуумные;
- Принятие мер по обеспечению запаса статической устойчивости нагрузки по напряжению;
- Автоматизация и телемеханизация подстанций и в первую очередь тех, на которых отсутствует постоянный дежурный персонал, но которые являются наиболее ответственными в системе электроснабжения потребителей.

надежности распределительных электрических сетей»

-

использование самонесущих изолированных проводов в сетях 35 кВ и ниже для повышения надежности распределительных электрических сетей относится к эффективной и быстроокупаемой инновации

Использование СИП:

- значительно повышает надежность распределительных электрических сетей – обеспечивает работу сетей даже при схлестывании проводов или падении на них деревьев;
- снижает реальные эксплуатационные расходы до 80%;
- на самонесущих изолированных проводах не происходит гололедообразование;
- уменьшается ширина просек;
- исключает возможность самоподключения «набросом» и потому снижается неоплачиваемый «отпуск» электроэнергии – снижаются потери;
- исключает электротравматизм и гибель посторонних лиц при случайном или преднамеренном прикосновении к проводу;
- снижает возможность воровства проводов с действующих ВЛ из-за невозможности вызвать отключение линии путем КЗ при набросе.

❖ **Глубоким заблуждением менеджмента электросетевых компаний является мнение о том, что использование самонесущих изолированных проводов относится к дорогостоящей инновации. Это уже не так – рынок насыщается и происходит снижение цен.**

Приоритетные направления в программах «Повышение надежности распределительных электрических сетей»

- использование в сетях 6-10 кВ реклоузеров, позволяющих широко и эффективно использовать локальную автоматику, снижающую последствия аварийных отключений

✔ **Реклоузер – это пункт автоматического секционирования и АВР воздушных и воздушно-кабельных распределительных сетей столбового исполнения:**

а) включает в себя и объединяет в одном комплекте:

- ***вакуумный выключатель;***
- ***систему первичных преобразователей тока и напряжения;***
- ***автономную систему оперативного питания;***
- ***микропроцессорную систему релейной защиты и автоматики;***
- ***систему портов для подключения устройств телемеханики; комплекс программного обеспечения***

б) выполняет следующие функции:

- ✔ ***автоматическое отключение поврежденных участков;***
- ✔ ***автоматическое повторное включение;***
- ✔ ***автоматический ввод резервного питания;***
- ✔ ***местную и дистанционную реконфигурацию сети;***
- ✔ ***самодиагностику;***
- ✔ ***измерение параметров режимов работы сети;***
- ✔ ***ведение журналов событий в линии;***
- ✔ ***дистанционное управление.***

ПРИМЕР ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИННОВАЦИОННЫХ РЕШЕНИЙ - использование в сетях 6-10 кВ реклоузеров

ПОЗВОЛИТ:

- значительно повысить надежность электроснабжения потребителей и электроприемников;
- автоматизировать процессы поиска и локализации повреждений на линии;
- уменьшить затраты на обслуживание электрической сети;
- оптимизировать работу диспетчерского и оперативного персонала;
- повысить технический уровень эксплуатации электрических сетей;
- создать управляемые и автоматизированные распределительные сети нового поколения.

Первые РЕКЛОУЗЕРЫ уже внедрены в распределительных электрических сетях ОАО «Астраханьэнерго», «Белгородэнерго», Волгоградэнерго», «Вологдаэнерго», «Ивэнерго», «Курскэнерго», «Карелэнерго», ОАО «Кубаньэнерго», «Липецкэнерго», «МОЭСК», «Самараэнерго», «Смоленскэнерго», «Ставропольэнерго», «Тверьэнерго», «Тулэнерго», «Тюменьэнерго», «Чувашэнерго», «Якутскэнерго»!

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!