

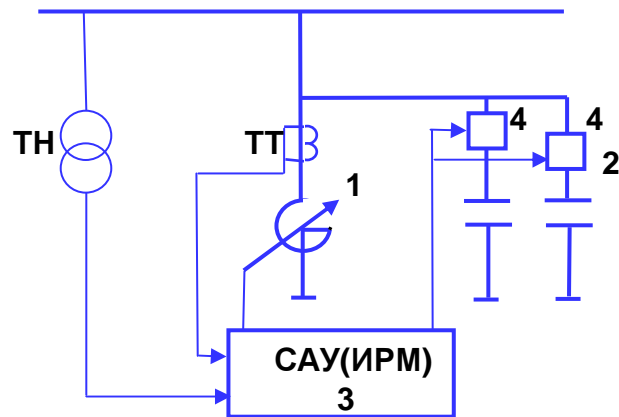
Брянцев А.М. (МЭИ (ТУ)), Смолвик С.В. (ООО «Источники реактивной мощности»), Карымов Р.Р.(ООО «Электросетевые компенсаторы»)

Доклад: Стабилизация напряжения электрической сети высокого напряжения внутрисетевыми управляемыми источниками реактивной мощности индуктивно-ёмкостного типа

Актуальность и основные направления работ

1. МЭИ (ТУ), ООО «ЭСКО» и ООО «ИРМ» участвуют в разработке и оснащении сетей 110-500 кВ **высоковольтными системами стабилизации напряжения (ИРМ)** на базе управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов (УШР) и батарей конденсаторов (БСК) (в том числе по приказам ОАО «РАО ЕЭС России» № 18 от 19.01.07, № 75 от 13.02.07). В ходе работ **исследованы режимы более 400 подстанций 110-500 кВ** электрических сетей РФ и других стран.

2. Принципиальная схема ИРМ



1 – УШР; 2 - БСК; 3 - САУ (ИРМ);
4 - выключатель; ТН – трансформатор напряжения; ТТ – трансформатор тока.

3. По техническим решениям, разработанным специалистами МЭИ (ТУ), ООО «ЭСКО», ООО «ИРМ», **только за последние три года** для электросетевых компаний России и других стран поставлено и **введено в эксплуатацию продукции более чем на 100 млн. долл. США.**



ИРМ-110/25/25 на ПС «Звездная» (ПС «Сугмутская-2»), РФ 2007г.

Перспективы применения ИРМ в распределительной сети 110 кВ НГК Тюменского региона.

1. По заданию ОАО «Тюменьэнерго» проведен анализ режимов электропотребления зимнего максимума 2006 г. и летнего минимума 2007 г. 286-ти подстанций, 11-ти электрических сетей, 6-ти потребителей.

2. Разработаны критерии и определен общий объем средств компенсации реактивной мощности (генерация / потребление).

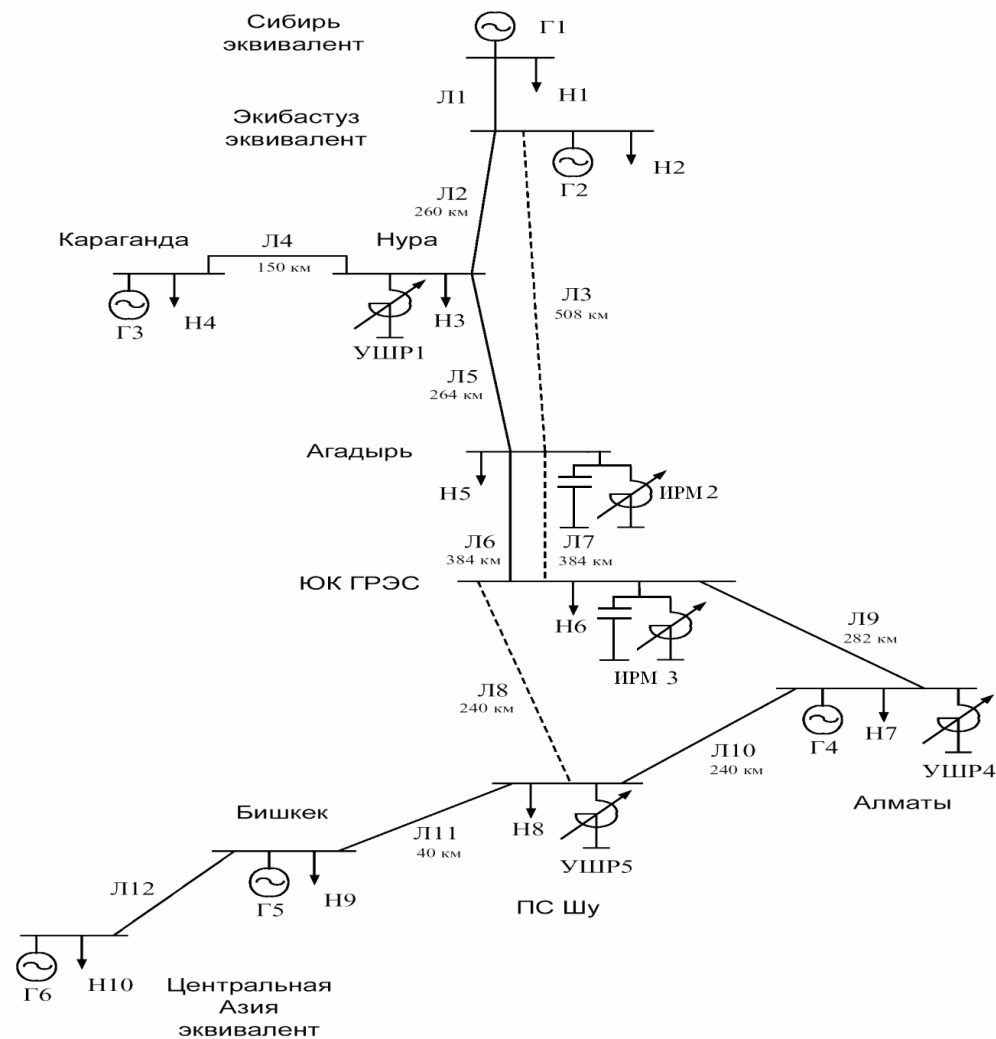
3. Разработаны технические требования на высоковольтные управляемые источники реактивной мощности ИРМ-110/50/25 и ИРМ-110/25/25. Приведены примеры технических спецификаций.

4. Разработана концепция оснащения сети 110/35/6 кВ ОАО «Тюменьэнерго» устройствами компенсации реактивной мощности, обеспечивающая максимальный системный эффект.

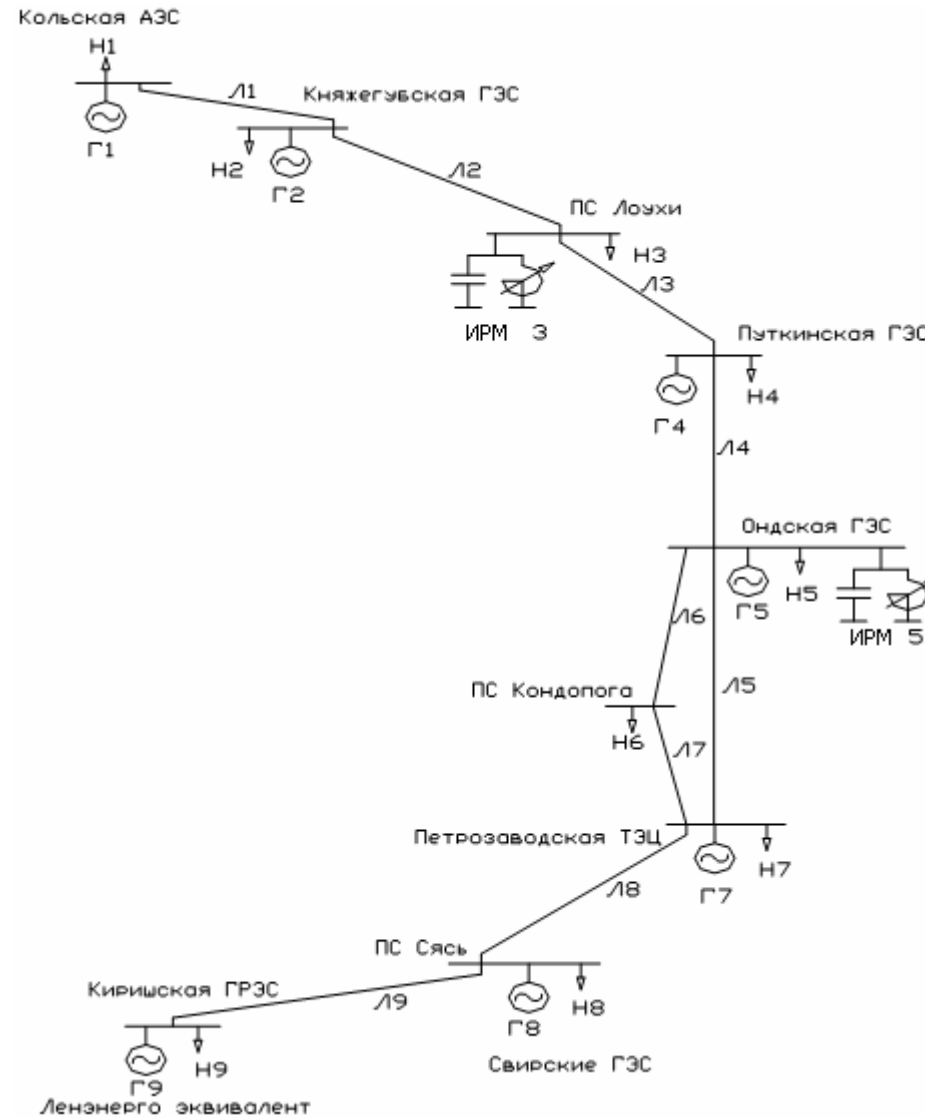
Показано, что:

- при загрузке сети 110 кВ в пределах 50÷70% от проектной, **значительная часть подстанций имеет заниженные рабочие напряжения (вплоть до предельно допустимых)**, что обусловлено повышенным уровнем реактивной мощности ($\text{tg}\varphi$ от 0,4 и выше) и «слабой» сетью (более 30 % подстанций 110 кВ имеют токи к.з. ≤ 5 кА);
- дооснащение сети плавно управляемыми устройствами компенсации реактивной мощности, в первую очередь подстанций 110 кВ с токами к.з. ≤ 5 кА позволяет **автоматизировать процесс стабилизации напряжения в узлах нагрузки по заданной уставке в нормальных ремонтных и послеаварийных режимах (технология FACTS)**;
- реализация мероприятий по стабилизации напряжений и компенсации реактивной мощности сети в объеме п.п. 1÷5 (около 5 Гвар) позволит не менее чем в 1,3 раза (дополнительно 2,5 ГВт) повысить пропускную способность сети при одновременном снижении удельных потерь на 20÷30 %.

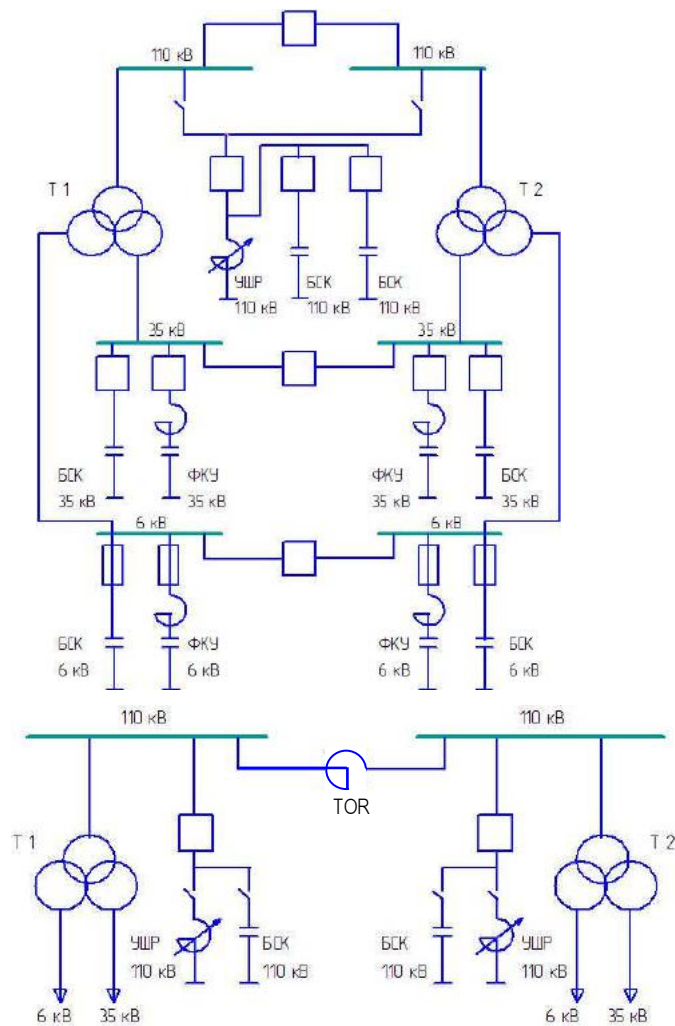
Опыт применения ИРМ на протяженных транзитных электропередачах:
Транзит Север-Юг Республики Казахстан



Опыт применения ИРМ на протяженных транзитных электропередачах:
Кольско-Карельский транзит 330 кВ



Принципиальная схема подключения ИРМ к двухтрансформаторной подстанции 110 кВ.



Функциональное назначение оборудования

БСК(ФКУ)35,6 -

снижение реактивной составляющей тока трансформаторов (вплоть до полной компенсации).

БСК 110 -

повышение напряжения узла нагрузки (вплоть до наибольшего рабочего).

УШР 110 -

Плавное регулирование напряжения узла нагрузки в пределах допустимого рабочего диапазона.

Повышение пропускной способности сети по условиям предельно допустимого рабочего тока и напряжения

Автоматическая стабилизация напряжения узла нагрузки по заданной уставке в нормальных, ремонтных, аварийных и послеаварийных режимах.

Изменение параметров сети до и после ввода в работу ИРМ-110/50/25 на ПП «Таврическая», РФ 2008 г.

(из презентации «Тюмень, 2007. Компенсация реактивной мощности и стабилизация напряжения в электрических сетях ОАО «Тюменьэнерго», питающих предприятия нефтегазового комплекса»)

Таким образом, достигнуто:

1. Увеличение напряжения на ПС «Таврическая» и в прилегающем узле **на 4,5%**

Снижение колебаний напряжения в течение суток **в 8,7 раз**

2. Снижена нагрузка:

2.1 автотрансформаторов на:

ПС «Кирилловская»	по полному току	на 3,2%
	по реактивной мощности	9,2%
ПС «Прогресс»	по полному току	на 2,2%
	по реактивной мощности	20 %



питающих линий:

2.2 ВЛ – 110 Кирилловская - Айка	по полному току на	12 %
	по реактивной мощности	37 %
2.3 ВЛ – 110 Инга – Таврическая	по полному току	на 7 %
	по реактивной мощности	33 %
2.4 ВЛ – 110 Прогресс – Таврическая	по полному току	на 6,5%
	по реактивной мощности	35 %
2.5 ВЛ – 110 Прогресс – Фотон	по полному току	на 6,6%
	по реактивной мощности	42 %

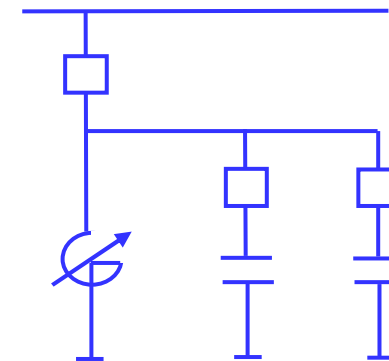
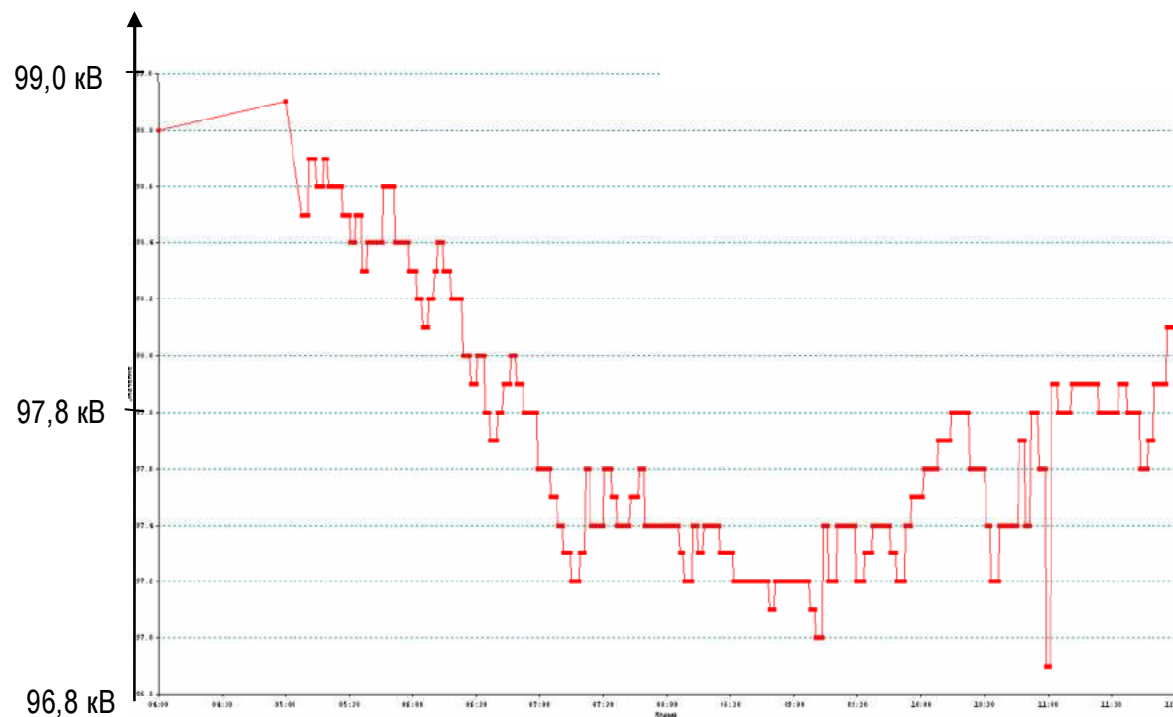


График напряжения на ПП «Таврическая»

(из презентации «Тюмень, 2007. Компенсация реактивной мощности и стабилизация напряжения в электрических сетях ОАО «Тюменьэнерго», питающих предприятия нефтегазового комплекса»)



Режим с ИРМ-110/50/25
 $\Delta U=0,4$ кВ



Режим без ИРМ-110/50/25
 $\Delta U=2,0$ кВ

1. Основные типы и эффективность устройств FACTS.

1.1. В мире налажено производство следующих типов устройств управления индуктивно-ёмкостными параметрами сети (устройства FACTS) :

- нерегулируемые индуктивные (реакторы) и ёмкостные (батареи статических конденсаторов);
- дискретно регулируемые индуктивно-ёмкостные (группы реакторов и (или) батарей конденсаторов);
- плавно регулируемые индуктивно-ёмкостные (электромашинные, полупроводниковые, **магнитно-полупроводниковые** и прочее).

1.2. Устройства FACTS **позволяют решить проблему стабильности напряжения** любой современной сети 110-500 кВ;

- **ликвидируют** предпосылку развития системных аварий;
- **повышают** пропускную способность сети (до 1,5 раз);
- **практически исключают** (в десятки раз уменьшают число срабатываний) работу коммутационного оборудования при регулировании напряжения узлов нагрузки;
- **до 30 % снижают** удельные потери электроэнергии.

2. Пример применения ИРМ -110/25/25 на основе УШР и БСК в сети 110 кВ

2.1. К исходу 2003года на нефтяных месторождениях Южного Васюгана ОАО «Томскнефть» возникла кризисная ситуация. **Пропускная способность** электропередачи 110 кВ «Парабель-Лугинецкая-Игольская-Крапивинская» **была исчерпана, а уровни напряжения на ПС-110 «Крапивинская» не превышали 85 % номинального.**

2.2. Даже непродолжительный период эксплуатации ИРМ-110/25/25 позволяет отметить, что реакторы совместно с батареями статических конденсаторов:

- **обеспечивают оптимальные потоки реактивной мощности позволяющие довести передаваемую мощность до предельно допустимой по сечению проводов.** Необходимость перевода региона на напряжение 220кВ потеряло свою актуальность.
- **снижают потери активной мощности** в проводах ВЛ-110кВ. При нагрузке 72 МВт потери составляют 7,5 МВт против 11,9 МВт, в том числе в сетях ООО «ЭнергонефтьТомск» 1.8 МВт против 2.9 МВт.
- **обеспечивают плавную автоматическую стабилизацию заданных уровней напряжения в установившихся режимах,** при сокращении числа коммутаций БСК и РПН в десятки раз.



Опыт эксплуатации схемы компенсации реактивной мощностей электрической сети 220/35/10/6 ООО «Нарьянмарнефтегаз»

г. Нарьянмар

01 ноября 2010г.

- К исходу 2008 года в развивающейся локальной электрической сети 220/35/10/6 ООО «Нарьянмарнефтегаз», питающей нефтегазовые месторождения Южное Хыльчую (Ненецкий автономный округ), возникла сложная ситуация с включением ВЛ 220 кВ «Южное Хыльчую - Варандей» длиной 150 км. При включении этой линии значительно повышалось напряжение на приемном конце, и до 40 Мвар увеличивался сток реактивной мощности с линии на передающем конце. Две (из пяти планируемых) уже введенные на тот момент в эксплуатацию ГТУ, по 25 МВт каждая, не могли обеспечить включение ВЛ 220 кВ до ПС «Варандей». По расчетам проектного института требовалось задействовать как минимум три ГТУ. Но даже после введения в эксплуатацию всех пяти ГТУ не снималась проблема их неустойчивой работы. В результате, небольшие изменения нагрузки в пределах 1МВт, при общей загрузке сети более 20 МВт, регулярно приводили к аварийным остановкам генераторов и полному погашению электрической сети. В течение 2009 года и первой половины 2010 года произошло несколько десятков таких блэкаутов.
- Ситуация радикальным образом изменилась после ввода в эксплуатацию схемы компенсации реактивной мощности, содержащей четыре ШР по 3,3 Мвар каждый, один УШР с подмагничиванием мощностью 25 Мвар и два ИРМ мощностью ± 25 Мвар каждый (рис. 1), разработанной инжиниринговой компанией ООО «Электросетевые компенсаторы» (ООО «ЭСКО»).
- После ввода в эксплуатацию схемы компенсации реактивной мощности во второй половине 2010 года:
 - электрическая сеть 220/35/10/6 ООО «Нарьянмарнефтегаз» устойчиво работает при любых реально возникающих колебаниях нагрузки, вплоть до 10 МВт;
 - на подстанциях 220 кВ «Южное Хыльчую» и «Варандей» напряжение 220 кВ автоматически стабилизируется по заданной уставке в рабочем диапазоне 220 ÷ 230 кВ с точностью ± 1 кВ независимо от текущей нагрузки сети;
 - во всех режимах работы сети – нормальных, послеаварийных, пусковых – работа генераторов с недовозбуждением исключена;
 - пропускная способность сети 220/35 кВ приведена в соответствие с проектными значениями: номинальная мощность передачи сети 220 кВ «Южное Хыльчую - Варандей» - 20 МВт (с перспективой увеличения мощности до 100 МВт), сеть 35 кВ ЦПС «Южное Хыльчую» - 95 МВт.

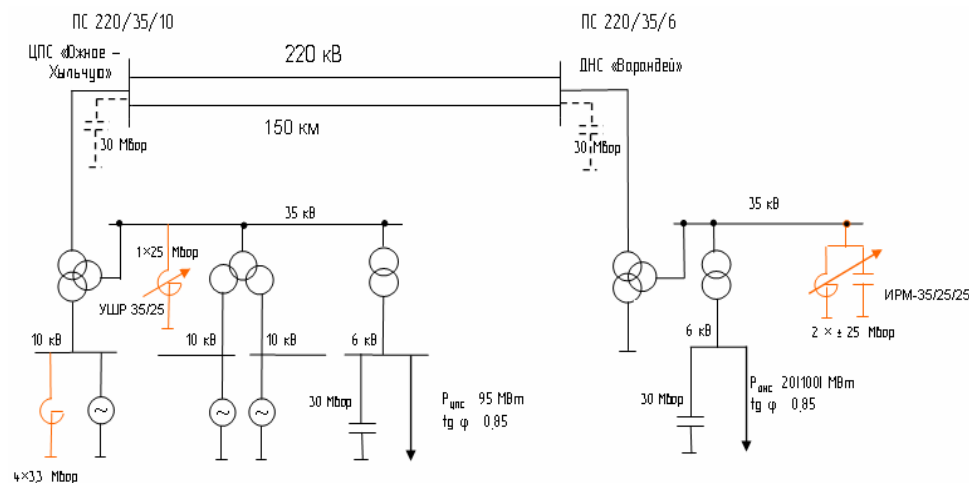


Рис 1. Схема компенсации реактивной мощности в электрической сети 220/35/10/6 ООО «Нарьянмарнефтегаз»

Главный энергетик ООО «Нарьянмарнефтегаз»

С. Л. Найман

Выдержки из «Концепции системы регулирования напряжения и реактивной мощности в ЕНЭС» ОАО ФСК ЕЭС (приказ от 14.03.2008 № 62)

.... п.3.5. Уровни напряжения в сетях 220-110 кВ

Сети 220-110 кВ ЕНЭС с повышенными или пониженными уровнями напряжения

МЭС	ЭНЕРГОСИСТЕМА
Восток	Амурская, Дальневосточная
Сибирь	Алтайская, Томская, Бурятская, Читинская, Хакасская, Томская, Кузбасская
Западная Сибирь	Тюменская
Урал	Оренбургская, Удмуртская Пермская, Свердловская/Свердловская
Волга	Пензенская, Саратовская, Самарская, Ульяновская,
Юг	Кубанская/Кубанская
Центр	Липецкая, Воронежская, Рязанская
Северо-Запад	Смоленская, Брянская

Приведены участки сети, на которых $U_{\text{факт}} \leq 0,95 U_{\text{ном}}$ (синий) или $U_{\text{факт}} \geq 1,1 U_{\text{ном}}$ (красный).

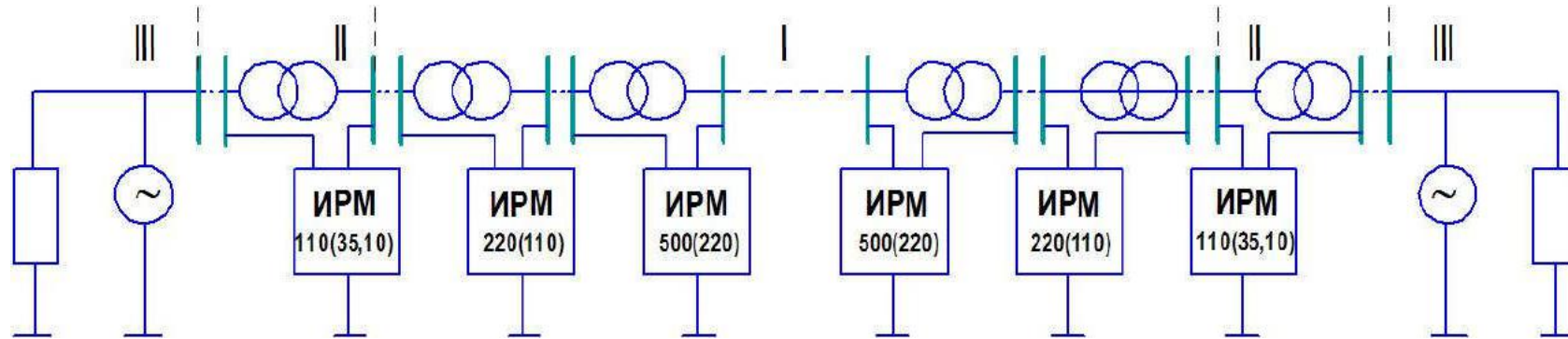
Многолетний опыт показывает, что если напряжение на шинах 220 кВ и выше центров питания выходит за указанные границы или диапазон изменения напряжения в течение суток $d \geq 5\%$ от $U_{\text{ном}}$, то в большинстве случаев в распределительной сети не выполняются нормы ГОСТ 13109-97 по отклонению напряжения.

п.3.6. Характеристика качества электроэнергии по отклонению напряжения на шинах 220-110 кВ подстанций ЕНЭС

Анализ режима работы сетей 220 кВ и выше ЕНЭС за последние годы показывает, что число подстанций ЕНЭС на шинах которых в течение суток $d \geq 5\%$ от $U_{\text{ном}}$ составляет не менее 40%. Следовательно, соответствующее число распределительных сетей находится в крайне сложных условиях при обеспечении качества электроэнергии по отклонению напряжения на зажимах потребителей.

...

1. Принципы (концепция) оснащения электрической сети 110-500кВ высоковольтными источниками реактивной мощности.



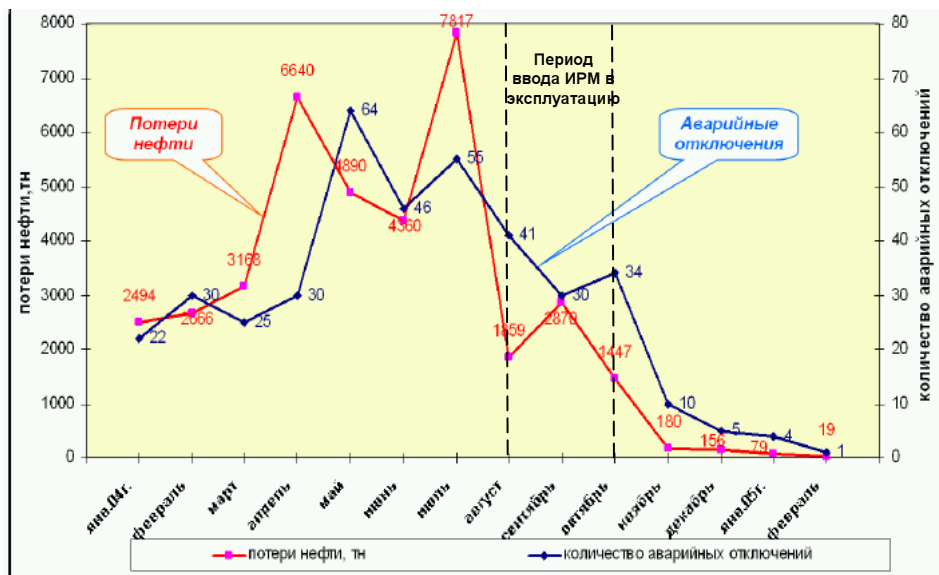
- 1.1. **Рассредоточенность (локализация)** – по классам напряжения и узлам нагрузки(чем чаще, тем лучше эффект).
 - 1.2. **Секционирование («эшелонированность»)** - законченность технологического процесса управления режимами напряжения в рамках отдельно хозяйствующего объекта.
 - 1.3. **Достаточность (в пределах каждого «эшелона»)** - для обеспечения управляемости напряжения сети в нормальных, ремонтных и аварийных режимах.
- 2. Достижимые результаты (по итогам исследований режимов сетей МРСК «Тюменьэнерго», Дальневосточной МРСК, ФСК РФ, ОАО «КЕГОС» и др.).**
- 2.1. **Автоматическая стабилизация напряжения сети 110-500 кВ по заданной уставке** в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах.
 - 2.2. **Исключение коммутационного оборудования** из процессов регулирования напряжения в нормальных режимах.
 - 2.3. **Повышение пропускной способности** существующей сети до 1,5 раз.
 - 2.4. **Снижение удельных потерь** до 20-30%.
- 3. Общая потребность в установленной мощности ИРМ составляет не менее 100 % от значения максимума потребления мощности сети 110-500кВ.**

Выводы

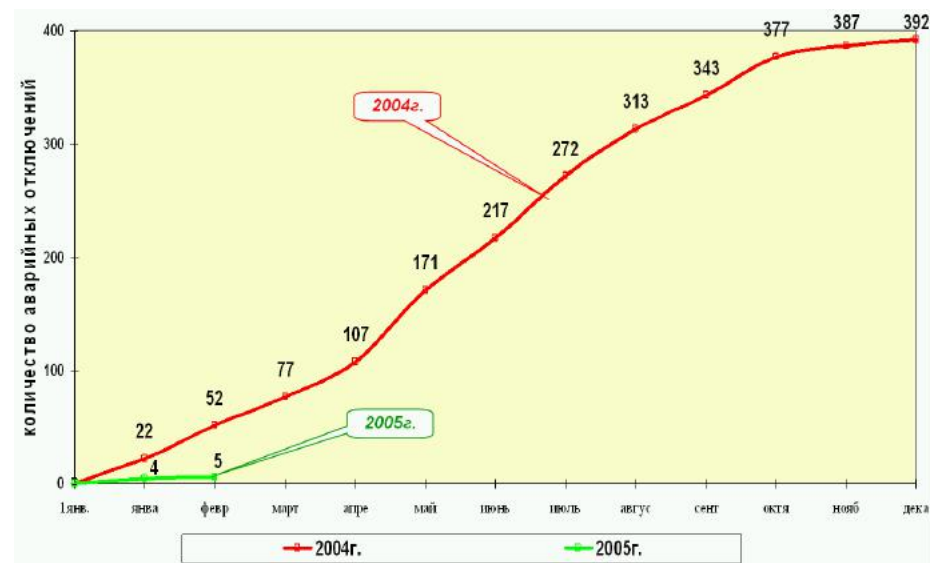
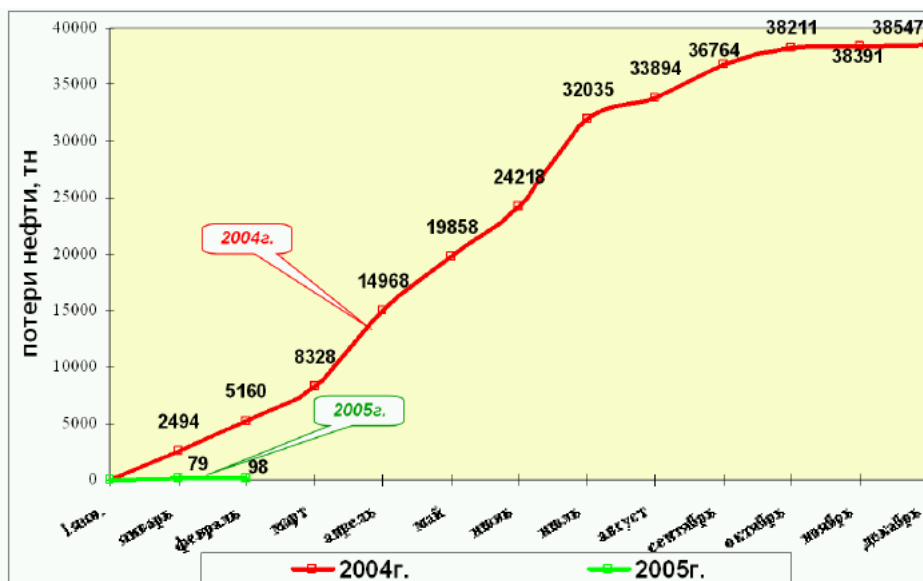
1. В высоковольтной сети РФ наблюдается массовое отклонение рабочих значений напряжений за пределы, превышающие требования ГОСТ ($\pm 15\%$ вместо 5%). Даже в нормальных режимах отклонения напряжений близки к предельно допустимым для электросетевого и присоединённого оборудования, что является прямой предпосылкой к возникновению «лавины» напряжения от локальной аварии.
2. Нестабильность напряжения имеет тенденцию к снижению значений напряжений в опорных узлах нагрузки в максимальных режимах, что уменьшает пропускную способность электрической сети против проектных значений на $20\div 30\%$.
3. Колебания напряжения сопровождаются увеличенными перетоками реактивной мощности в электрической сети, приводящими к увеличению потерь до 1,5 раз.
4. Проблема решается дооснащением электрической сети внутрисетевыми управляемыми источниками индуктивно-емкостного типа до технически целесообразного уровня, широко производящимися как в РФ, так и за рубежом.

Заключение.

1. Хронический, нарастающий год от года дефицит внутрисетевых управляемых устройств индуктивно-емкостного типа связан с отставанием технической политики электроэнергетических компаний от законодательных и хозяйственных реформ отрасли в части самодостаточности хозяйственных объектов по обеспечению собственных технологических процессов.
2. В части обеспечения стабильности и управляемости высоковольтной электрической сети сохраняется приоритет на применение исчерпавших себя внешнесетевых источников реактивной мощности (включая использование в качестве таковых генераторов электрических станций) при очевидно не достаточном объёме внутрисетевых управляемых устройств индуктивно-емкостного типа.
3. Отсутствуют условия формирования рынка внутрисетевых управляемых устройств индуктивно-емкостного типа как средств обеспечения стабильности напряжения в пределах одного класса напряжения с исключением механизма корректировки падений напряжения в нормальных режимах (РПН, вольтдобавочные трансформаторы и пр.).
4. Отсутствуют эффективные механизмы широкомасштабного оснащения электрической сети внутрисетевыми управляемыми устройствами индуктивно-емкостного типа, позволяющие ликвидировать тенденцию хронического нарастания их дефицита.



Из презентации главного энергетика ОАО «ЮКОС»



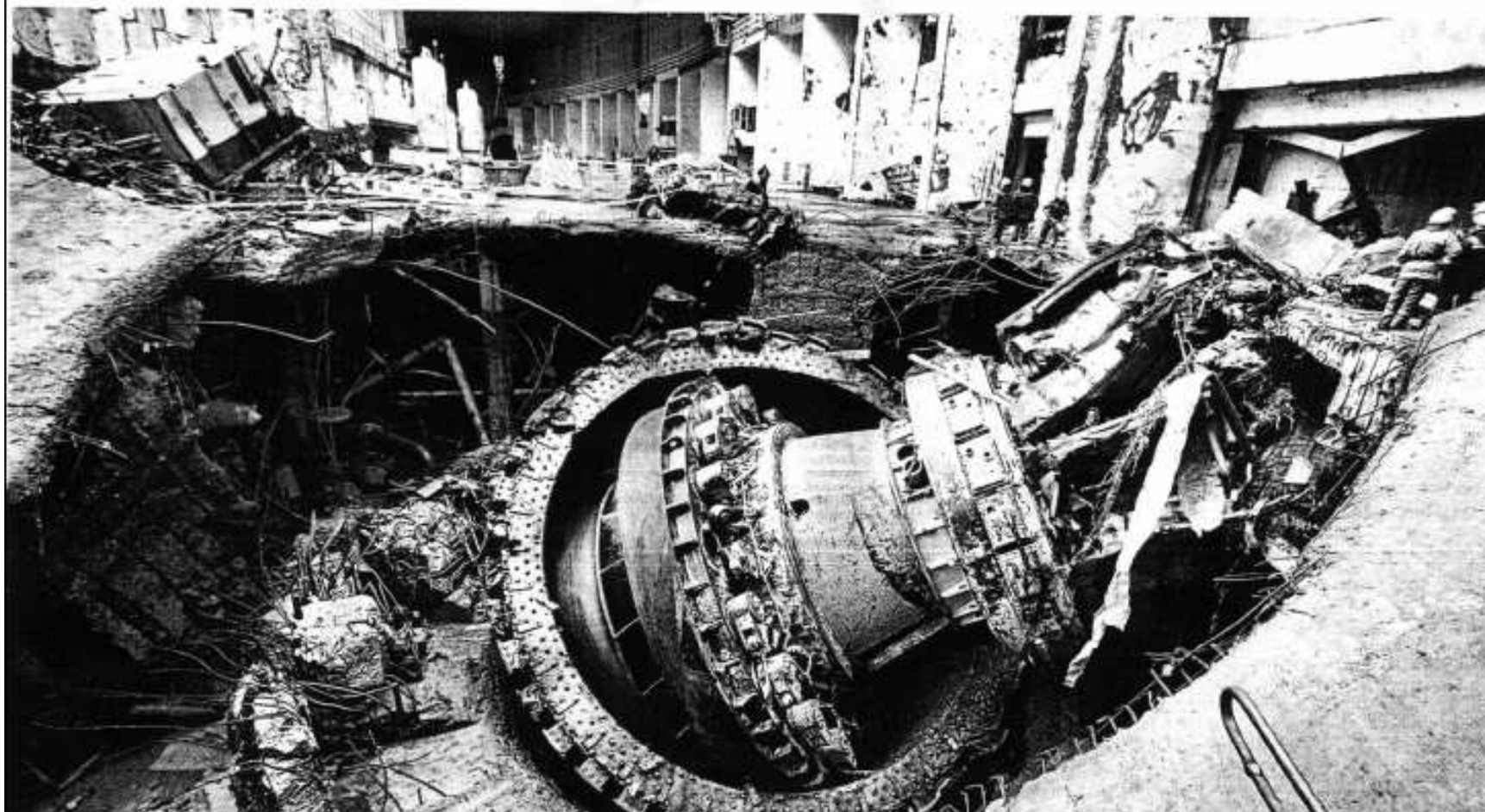
Издание Федерального Собрания Российской Федерации


 парламентская газета

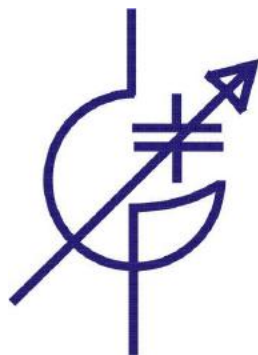
www.pnp.ru

СРЕДА, 13 ЯНВАРЯ 2010

специальный выпуск | выходит с мая 199



Ф.И.О. эксперта, занимаемая должность	Выводы	Рекомендации	Подпись, дата
<p>Брянцев Александр Михайлович, д.т.н., профессор МЭИ ТУ, главный конструктор ООО «Электросетевые компенсаторы»</p>	<p>1. Одним из обстоятельств режима эксплуатации гидрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС, негативно сказывающихся на эксплуатационном ресурсе силового оборудования, явилось переключивание функций сетевых компенсаторов реактивной мощности на гидрогенераторы.</p> <p>2. Переключивание функций электросетевых компенсаторов реактивной мощности на генераторы Саяно-Шушенской ГЭС осложнило послеаварийный режим в прилегающей сети не по условию дефицита активной мощности, а по условию её передачи по сети к потребителю.</p> <p>3. 3. Покрытие дефицита устройств компенсации реактивной мощности электрической сети за счёт генерации носит системный характер для большинства регионов высоковольтной электрической сети РФ. Это снижает функциональные возможности и ухудшает эксплуатационные режимы генераторов электрических станций и приводит к снижению надёжности электроэнергетической системы в целом и осложнению послеаварийных ситуаций вплоть до развития крупных системных аварий.</p>	<p><u>В сфере технической политики:</u> Переработать в сторону ужесточения требования к ограничению перетоков реактивной мощности, нормализации и степени стабилизации напряжения высоковольтной сети 110-500 кВ на границах раздела субъектов хозяйствования (ФСК-МРСК, ФСК-ОГК, ФСК - потребитель и т.д.).</p> <p><u>В сфере технического контроля и надзора:</u> Разработать систему стимулирования и механизмов понуждения хозяйствующих объектов к соблюдению переработанных требований (см. пункт в сфере технической политики) (отраслевые стандарты, приказы, распоряжения и т.д.).</p> <p><u>В сфере экономической политики:</u> Создать систему экономической мотивации к оснащению сети 110-500 кВ сетевыми компенсаторами реактивной мощности до технически целесообразного уровня.</p>	 16.11.2008



«Системный подход к регулированию и стабилизации напряжения высоковольтной электрической сети управляемыми источниками реактивной мощности индуктивно-ёмкостного типа»

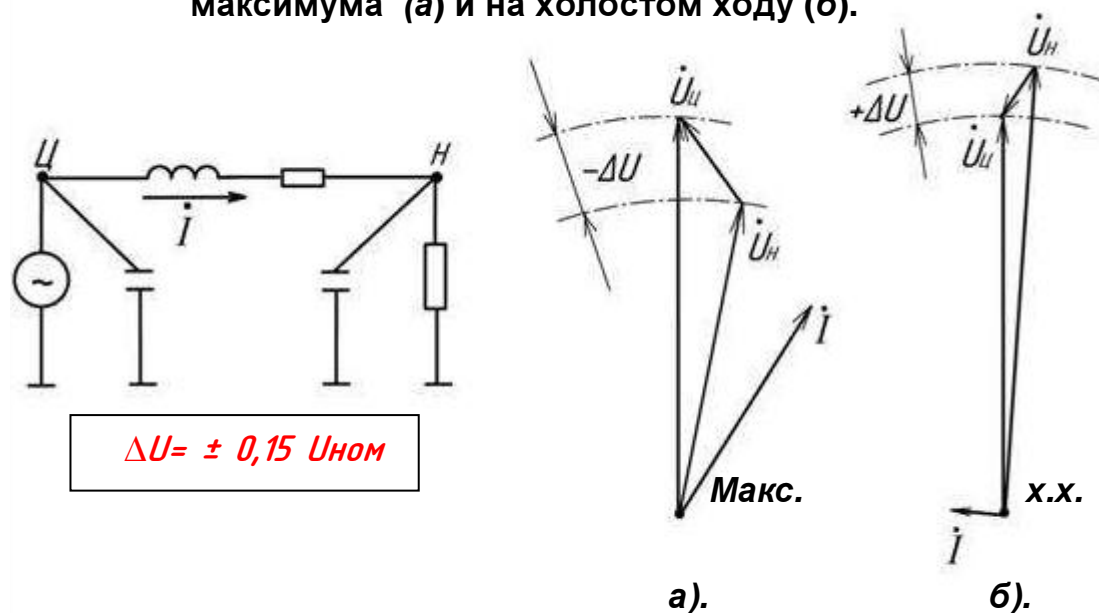


2.1. Значительная часть подстанций высоковольтной сети 6÷500 кВ имеет разброс текущих значений напряжений в нормальных режимах, достигающий $\pm 15\%$ от номинального значения.

2.2. Подобная нестабильность напряжения сети – это не только ограничение пропускной способности, повышение потерь электроэнергии, ускоренный износ коммутационного оборудования. Это прямая и явная угроза развития системных аварий и «блэк-аутов» из-за частных аварийных случаев.

2.3. Суть проблемы в том, что существующие концепции регулирования напряжения допускают и, более того, предусматривают возможность колебания напряжения электрической сети при изменении режима нагрузки. В итоге, в максимальных режимах напряжение в узлах нагрузки снижается, а в минимальных режимах растет вплоть до предельно допустимых значений.

Напряжение центра питания $U_{Ц}$ и узла нагрузки $U_{Н}$ в режиме максимума (а) и на холостом ходу (б).

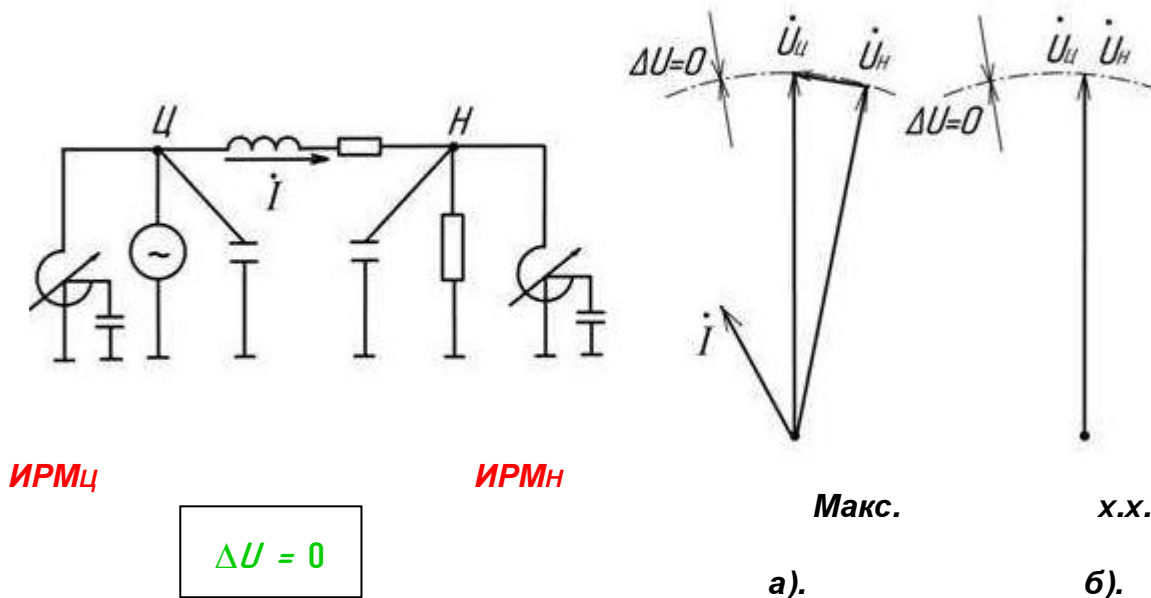




3.1. Одним из возможных путей выхода из сложившейся ситуации является изменение приоритетов существующих средств и методов регулирования напряжения с кардинальным усилением роли средств компенсации реактивной мощности (управляемых индуктивно-ёмкостных устройств или устройств FACTS)

3.2. Соответствующим подбором номинальных данных и функциональных параметров управляемых индуктивно-ёмкостных устройств обеспечивается полная независимость значений напряжения от изменения графика нагрузки во всем диапазоне от расчетного максимума до холостого хода.

Напряжение центра питания $U_{Ц}$ и узла нагрузки $U_{Н}$ с устройствами индуктивно-ёмкостного типа (ИРМ_Ц, ИРМ_Н)





Опыт эксплуатации схемы компенсации реактивной мощности в электрической сети 220/35/10/6 ООО «Нарьянмарнефтегаз»

г. Нарьянмар

01 ноября 2010г.

1. К исходу 2008 года в развивающейся локальной электрической сети 220/35/10/6 ООО «Нарьянмарнефтегаз», питающей нефтегазовые месторождения Южное Хыльчую (Ненецкий автономный округ), возникла сложная ситуация с включением ВЛ 220 кВ «Южное Хыльчую - Варандей» длиной 150 км. При включении этой линии значительно повышалось напряжение на приемном конце, и до 40 Мвар увеличивался сток реактивной мощности с линии на передающем конце. Две (из пяти планируемых) уже введенные на тот момент в эксплуатацию ГТУ, по 25 МВт каждая, не могли обеспечить включение ВЛ 220 кВ до ПС «Варандей». **По расчетам проектного института требовалось задействовать как минимум три ГТУ. Но даже после введения в эксплуатацию всех пяти ГТУ не снималась проблема их неустойчивой работы.** В результате, небольшие изменения нагрузки в пределах 1МВт, при общей загрузке сети более 20 МВт, регулярно приводили к аварийным остановкам генераторов и полному погашению электрической сети. **В течение 2009 года и первой половины 2010 года произошло несколько десятков таких блэкаутов.**
2. Ситуация радикальным образом изменилась после ввода в эксплуатацию схемы компенсации реактивной мощности, содержащей четыре ШПР по 3,3 Мвар каждый, один УШР с подмагничиванием мощностью 25 Мвар и два ИРМ мощностью ± 25 Мвар каждый (рис. 1), разработанной инжиниринговой компанией ООО «Электросетевые компенсаторы» (ООО «ЭСКО»).
3. После ввода в эксплуатацию схемы компенсации реактивной мощности во второй половине 2010 года:
 - 3.1. **электрическая сеть 220/35/10/6 ООО «Нарьянмарнефтегаз» устойчиво работает** при любых реально возникающих колебаниях нагрузки, вплоть до 10 МВт;
 - 3.2. на подстанциях 220 кВ «Южное Хыльчую» и «Варандей» **напряжение 220 кВ автоматически стабилизируется по заданной уставке** в рабочем диапазоне 220 ÷ 230 кВ с точностью ± 1 кВ независимо от текущей нагрузки сети;
 - 3.3. во всех режимах работы сети – нормальных, послеаварийных, пусковых – **работа генераторов с недовозбуждением исключена;**
 - 3.4. пропускная способность сети 220/35 кВ приведена в соответствие с **проектными значениями:** номинальная мощность передачи сети 220 кВ «Южное Хыльчую - Варандей» - 20 МВт (с перспективой увеличения мощности до 100 МВт), сеть 35 кВ ЦПС «Южное Хыльчую» - 95 МВт.

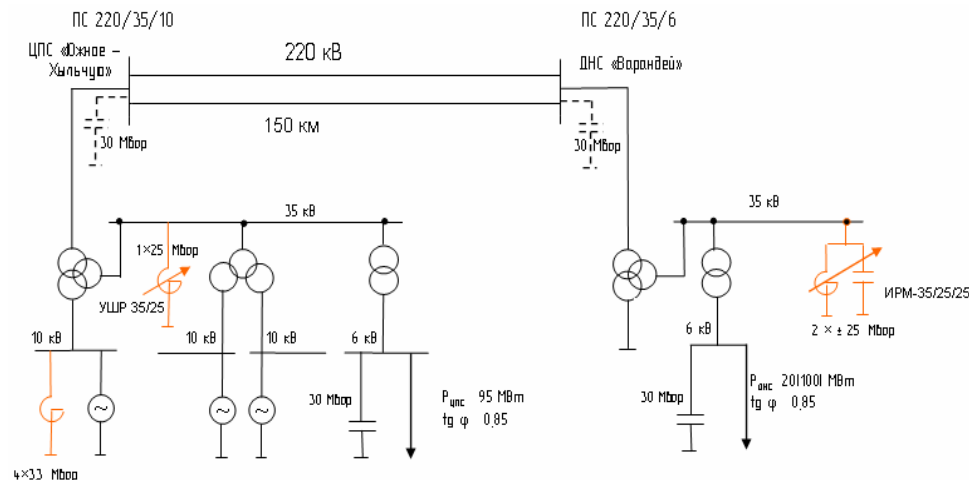


Рис 1. Схема компенсации реактивной мощности в электрической сети 220/35/10/6 ООО «Нарьянмарнефтегаз»

Главный энергетик ООО «Нарьянмарнефтегаз»

С. Л. Найман



5.1. Доказано и подтверждено на практике, что устройства управления индуктивно-ёмкостными параметрами позволяют решить проблему стабильности напряжения любой современной сети 6÷500 кВ и ликвидировать предпосылки развития системных аварий по условиям статической устойчивости из-за опасного понижения или роста напряжения.

5.2. Оснащение сети подобными устройствами до технически целесообразного уровня позволяет автоматически стабилизировать напряжение в пределах 1-2% от заданной уставки не только в нормальных, но и в ремонтных, пусковых и послеаварийных режимах. В итоге достигается:

- автоматическая стабилизация напряжения сети 6÷500 кВ по заданной уставке в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах в пределах $\pm 5\%$ от номинального значения;
- исключение коммутационного оборудования из процессов регулирования напряжения в нормальных режимах;
- повышение пропускной способности существующей сети до 1,5 раз;
- снижение удельных потерь до 20-30%;
- исключение режимов недо возбуждения генераторов;
- снижение ущерба, наносимого субъектам рынка электроэнергии от действий противоаварийной автоматики

5.3. Специальное оборудование для автоматических систем стабилизации напряжения, разработанное по авторским решениям ООО «ЭСКО»:

- управляемые шунтирующие реакторы 6,10,35 кВ мощностью 3,6; 10; 16; 25 Мвар для электрической сети с изолированной нейтралью (УШР 6÷35 кВ);
- управляемые шунтирующие реакторы 110, 220, 330, 500 кВ мощностью 25, 63, 100, 180 Мвар для электрической сети с заземленной нейтралью (УШР 110÷500 кВ);
- источники реактивной мощности 6÷500 кВ на базе управляемых шунтирующих реакторов и батарей статических конденсаторов, с диапазоном мощностей от $\pm 3,6$ до ± 180 Мвар (ИРМ 6÷500 кВ).



Автоматические системы стабилизации напряжения на базе УШР и ИРМ в странах ЕвразЭС

6.1.

№	Страна	Количество	Установленная мощность
1	Российская Федерация	44	4,8 Гвар
2	Республика Казахстан	5	0,46 Гвар
3	Республика Белоруссия	2	0,36 Гвар
Итого:		51	5,62 Гвар

6.2. Текущая потребность 40÷50 Гвар.

6.3. Потенциальный рынок благодаря активному освоению FACTS-технологий и «интеллектуальных сетей» уже в ближайшие годы увеличится в разы.



УШР 6÷35 кВ



УШР 110÷500 кВ



ИРМ 6÷500 кВ

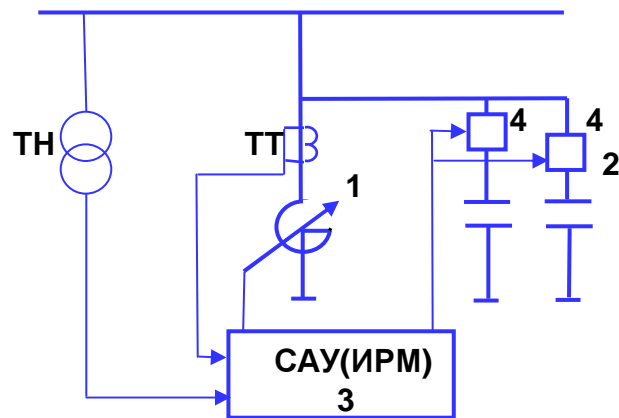
Брянцев А.М. (МЭИ (ТУ)), Смоловик С.В. (ООО «Источники реактивной мощности»), Карымов Р.Р.(ООО «Электросетевые компенсаторы»)

Доклад: Стабилизация напряжения электрической сети высокого напряжения внутрисетевыми управляемыми источниками реактивной мощности индуктивно-ёмкостного типа

Актуальность и основные направления работ

1. МЭИ (ТУ), ООО «ЭСКО» и ООО «ИРМ» участвуют в разработке и оснащении сетей 110-500 кВ **высоковольтными системами стабилизации напряжения (ИРМ)** на базе управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов (УШР) и батарей конденсаторов (БСК) (в том числе по приказам ОАО «РАО ЕЭС России» № 18 от 19.01.07, № 75 от 13.02.07). В ходе работ **исследованы режимы более 400 подстанций 110-500 кВ** электрических сетей РФ и других стран.

2. Принципиальная схема ИРМ



1 – УШР; 2 - БСК; 3 - САУ (ИРМ);
4 - выключатель; ТН – трансформатор напряжения; ТТ – трансформатор тока.

3. По техническим решениям, разработанным специалистами МЭИ (ТУ), ООО «ЭСКО», ООО «ИРМ», **только за последние три года** для электросетевых компаний России и других стран поставлено и **введено в эксплуатацию продукции более чем на 100 млн. долл. США.**



ИРМ-110/25/25 на ПС «Звездная» (ПС «Сугмутская-2»), РФ 2007г.

Перспективы применения ИРМ в распределительной сети 110 кВ НГК Тюменского региона.

1. По заданию ОАО «Тюменьэнерго» проведен анализ режимов электропотребления зимнего максимума 2006 г. и летнего минимума 2007 г. 286-ти подстанций, 11-ти электрических сетей, 6-ти потребителей.

2. Разработаны критерии и определен общий объем средств компенсации реактивной мощности (генерация / потребление).

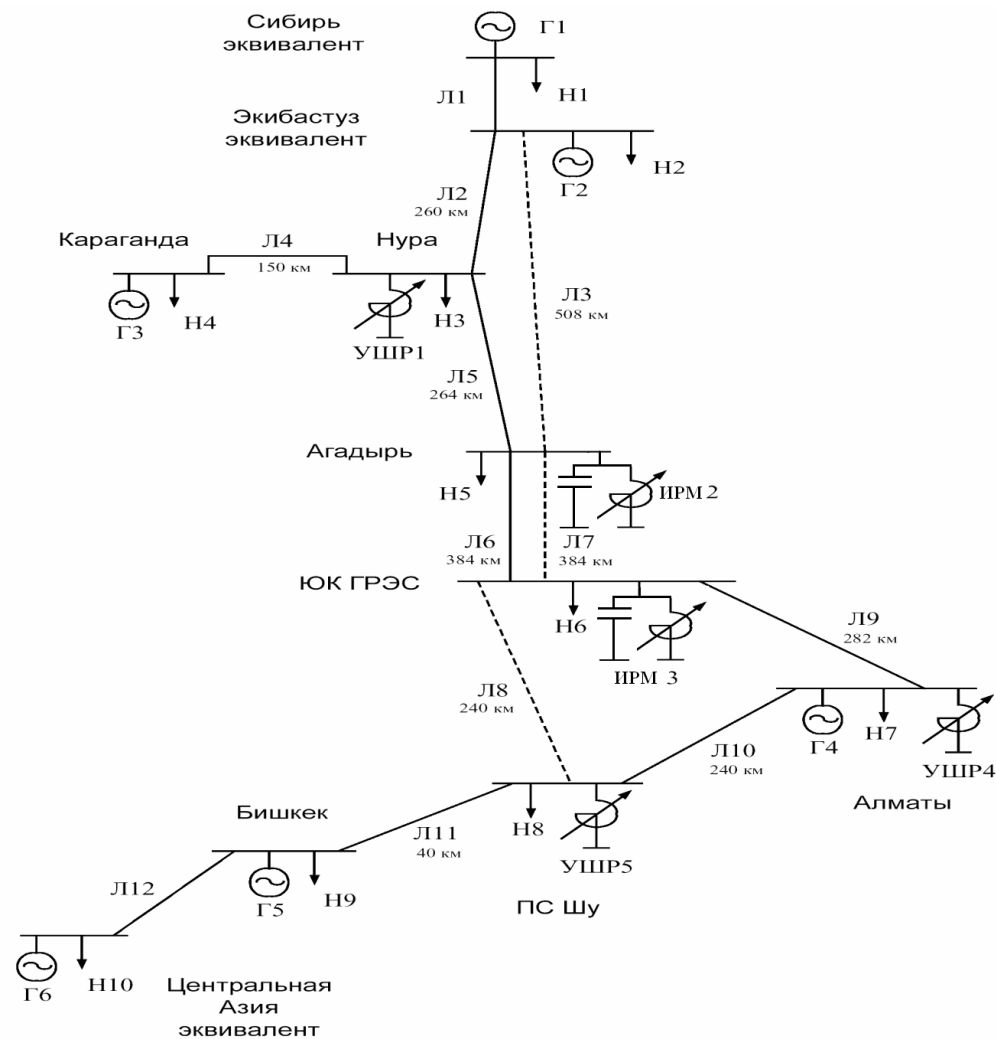
3. Разработаны технические требования на высоковольтные управляемые источники реактивной мощности ИРМ-110/50/25 и ИРМ-110/25/25. Приведены примеры технических спецификаций.

4. Разработана концепция оснащения сети 110/35/6 кВ ОАО «Тюменьэнерго» устройствами компенсации реактивной мощности, обеспечивающая максимальный системный эффект.

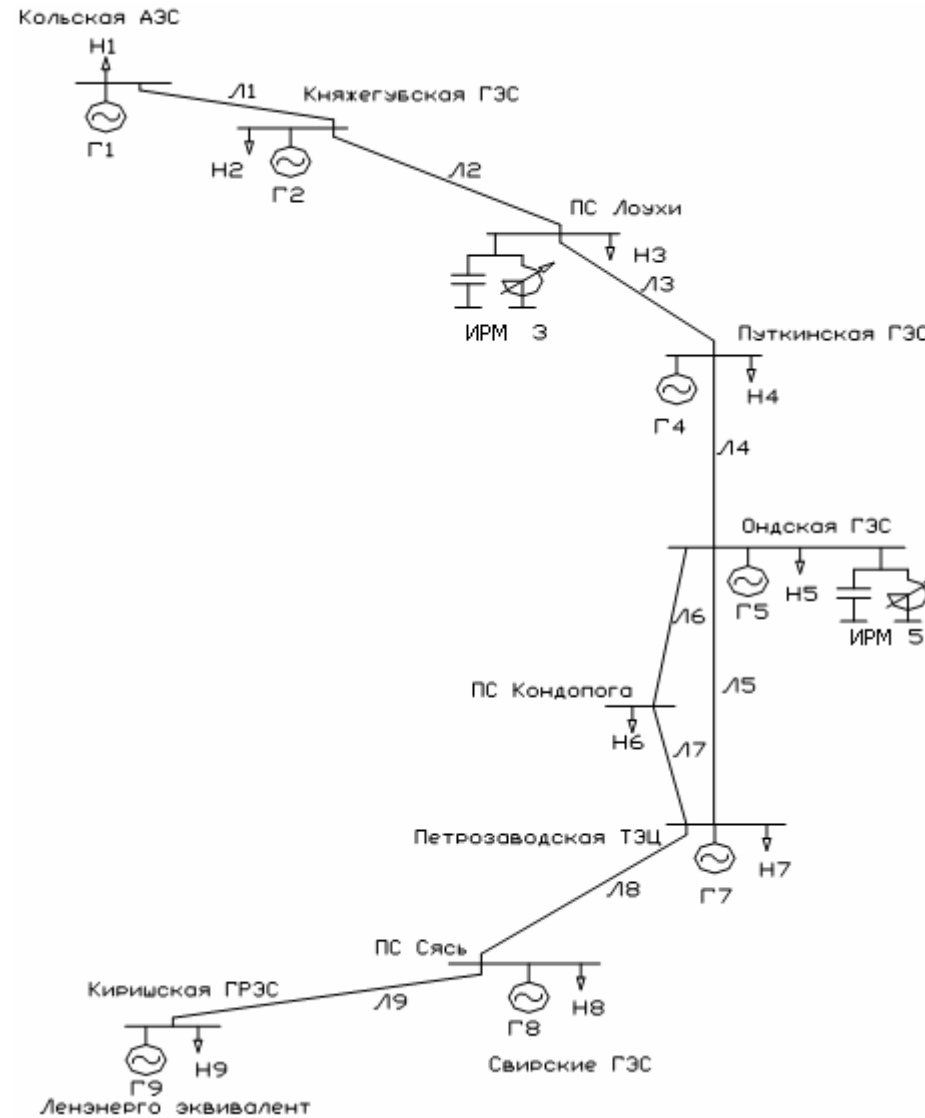
Показано, что:

- при загрузке сети 110 кВ в пределах 50÷70% от проектной, **значительная часть подстанций имеет заниженные рабочие напряжения (вплоть до предельно допустимых)**, что обусловлено повышенным уровнем реактивной мощности ($\text{tg}\varphi$ от 0,4 и выше) и «слабой» сетью (более 30 % подстанций 110 кВ имеют токи к.з. ≤ 5 кА);
- дооснащение сети плавно управляемыми устройствами компенсации реактивной мощности, в первую очередь подстанций 110 кВ с токами к.з. ≤ 5 кА позволяет **автоматизировать процесс стабилизации напряжения в узлах нагрузки по заданной уставке в нормальных ремонтных и послеаварийных режимах (технология FACTS)**;
- реализация мероприятий по стабилизации напряжений и компенсации реактивной мощности сети в объеме п.п. 1÷5 (около 5 Гвар) позволит не менее чем в 1,3 раза (дополнительно 2,5 ГВт) повысить пропускную способность сети при одновременном снижении удельных потерь на 20÷30 %.

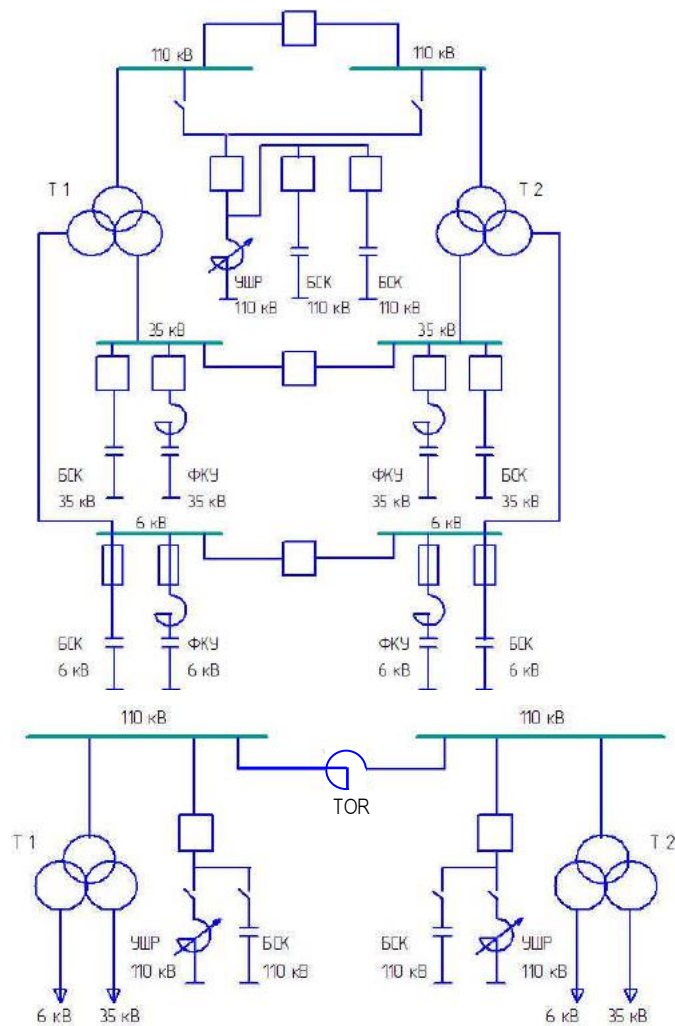
Опыт применения ИРМ на протяженных транзитных электропередачах:
Транзит Север-Юг Республики Казахстан



Опыт применения ИРМ на протяженных транзитных электропередачах:
Кольско-Карельский транзит 330 кВ



Принципиальная схема подключения ИРМ к двухтрансформаторной подстанции 110 кВ.



Функциональное назначение оборудования

БСК(ФКУ)35,6 -

снижение реактивной составляющей тока трансформаторов (вплоть до полной компенсации).

БСК 110 -

повышение напряжения узла нагрузки (вплоть до наибольшего рабочего).

УШР 110 -

Плавное регулирование напряжения узла нагрузки в пределах допустимого рабочего диапазона.

Повышение пропускной способности сети по условиям предельно допустимого рабочего тока и напряжения

Автоматическая стабилизация напряжения узла нагрузки по заданной уставке в нормальных, ремонтных, аварийных и послеаварийных режимах.

Изменение параметров сети до и после ввода в работу ИРМ-110/50/25 на ПП «Таврическая», РФ 2008 г.

(из презентации «Тюмень, 2007. Компенсация реактивной мощности и стабилизация напряжения в электрических сетях ОАО «Тюменьэнерго», питающих предприятия нефтегазового комплекса»)

Таким образом, достигнуто:

1. Увеличение напряжения на ПС «Таврическая» и в прилегающем узле на 4,5%

Снижение колебаний напряжения в течение суток в 8,7 раз

2. Снижена нагрузка:

2.1 автотрансформаторов на:

ПС «Кирилловская»	по полному току	на 3,2%
	по реактивной мощности	9,2%
ПС «Прогресс»	по полному току	на 2,2%
	по реактивной мощности	20 %



питающих линий:

2.2 ВЛ – 110 Кирилловская - Айка	по полному току на	12 %
	по реактивной мощности	37 %
2.3 ВЛ – 110 Инга – Таврическая	по полному току	на 7 %
	по реактивной мощности	33 %
2.4 ВЛ – 110 Прогресс – Таврическая	по полному току	на 6,5%
	по реактивной мощности	35 %
2.5 ВЛ – 110 Прогресс – Фотон	по полному току	на 6,6%
	по реактивной мощности	42 %

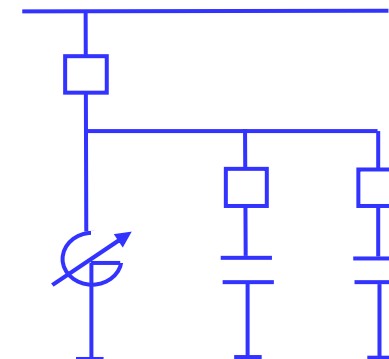
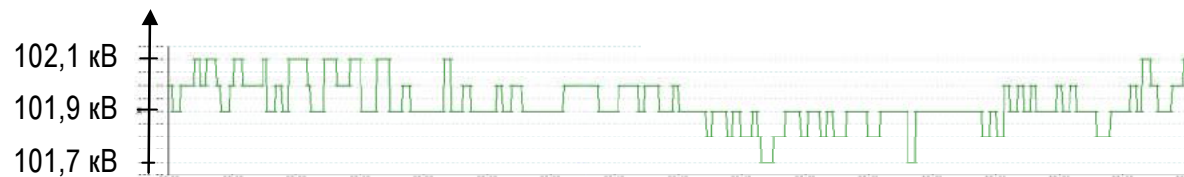
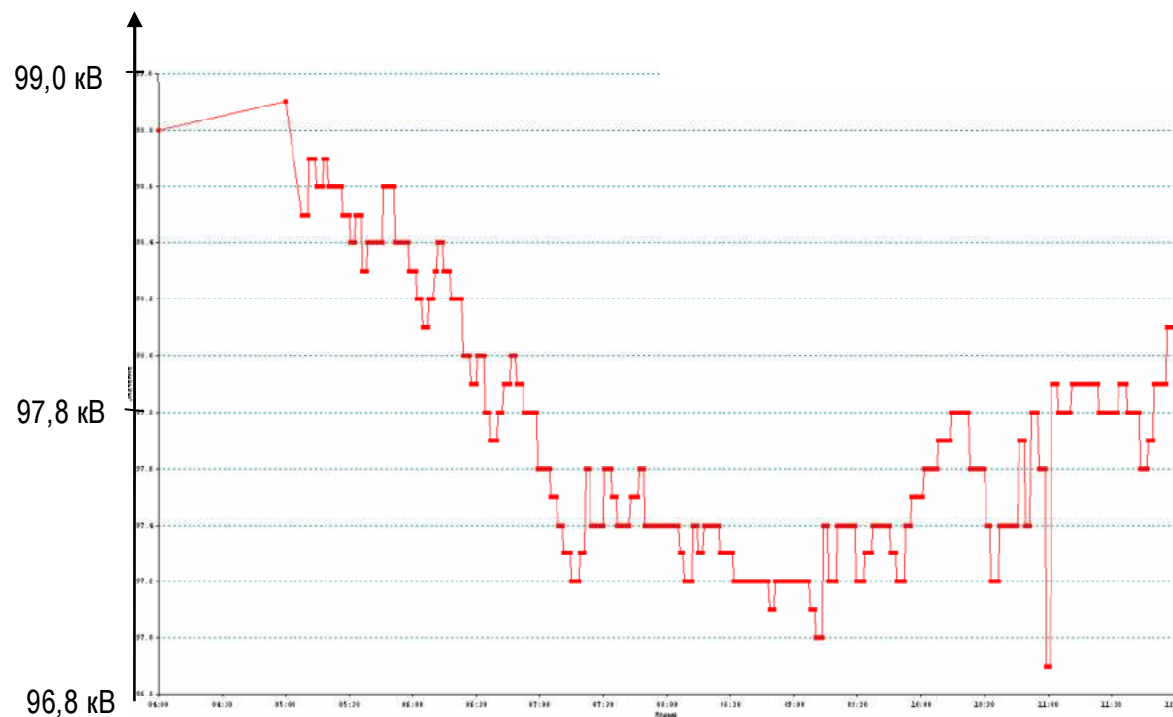


График напряжения на ПП «Таврическая»

(из презентации «Тюмень, 2007. Компенсация реактивной мощности и стабилизация напряжения в электрических сетях ОАО «Тюменьэнерго», питающих предприятия нефтегазового комплекса»)



Режим с ИРМ-110/50/25
 $\Delta U = 0,4$ кВ



Режим без ИРМ-110/50/25
 $\Delta U = 2,0$ кВ

1. Основные типы и эффективность устройств FACTS.

1.1. В мире налажено производство следующих типов устройств управления индуктивно-ёмкостными параметрами сети (устройства FACTS) :

- нерегулируемые индуктивные (реакторы) и ёмкостные (батареи статических конденсаторов);
- дискретно регулируемые индуктивно-ёмкостные (группы реакторов и (или) батарей конденсаторов);
- плавно регулируемые индуктивно-ёмкостные (электромашинные, полупроводниковые, **магнитно-полупроводниковые** и прочее).

1.2. Устройства FACTS **позволяют решить проблему стабильности напряжения** любой современной сети 110-500 кВ;

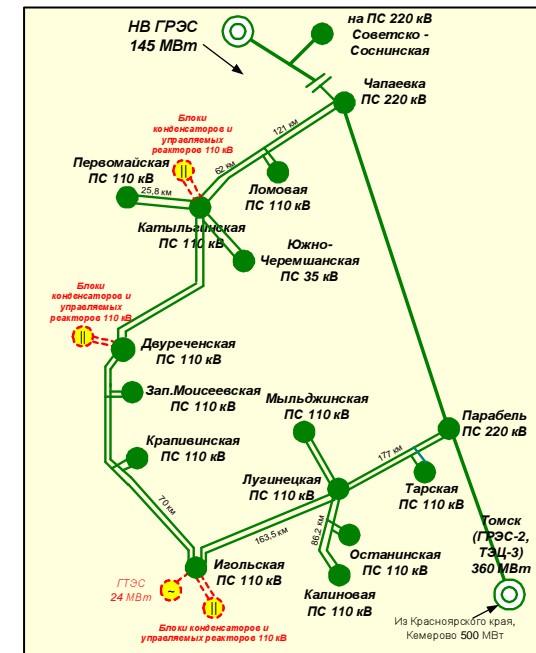
- **ликвидируют** предпосылку развития системных аварий;
- **повышают** пропускную способность сети (до 1,5 раз);
- **практически исключают** (в десятки раз уменьшают число срабатываний) работу коммутационного оборудования при регулировании напряжения узлов нагрузки;
- **до 30 % снижают** удельные потери электроэнергии.

2. Пример применения ИРМ -110/25/25 на основе УШР и БСК в сети 110 кВ

2.1. К исходу 2003года на нефтяных месторождениях Южного Васюгана ОАО «Томскнефть» возникла кризисная ситуация. **Пропускная способность** электропередачи 110 кВ «Парабель-Лугинецкая-Игольская-Крапивинская» **была исчерпана, а уровни напряжения на ПС-110 «Крапивинская» не превышали 85 % номинального.**

2.2. Даже непродолжительный период эксплуатации ИРМ-110/25/25 позволяет отметить, что реакторы совместно с батареями статических конденсаторов:

- **обеспечивают оптимальные потоки реактивной мощности позволяющие довести передаваемую мощность до предельно допустимой по сечению проводов.** Необходимость перевода региона на напряжение 220кВ потеряло свою актуальность.
- **снижают потери активной мощности** в проводах ВЛ-110кВ. При нагрузке 72 МВт потери составляют 7,5 МВт против 11,9 МВт, в том числе в сетях ООО «ЭнергонефтьТомск» 1.8 МВт против 2.9 МВт.
- **обеспечивают плавную автоматическую стабилизацию заданных уровней напряжения в установившихся режимах,** при сокращении числа коммутаций БСК и РПН в десятки раз.



Опыт эксплуатации схемы компенсации реактивной мощностей электрической сети 220/35/10/6 ООО «Нарьянмарнефтегаз»

г. Нарьянмар

01 ноября 2010г.

1. К исходу 2008 года в развивающейся локальной электрической сети 220/35/10/6 ООО «Нарьянмарнефтегаз», питающей нефтегазовые месторождения Южное Хыльчую (Ненецкий автономный округ), возникла сложная ситуация с включением ВЛ 220 кВ «Южное Хыльчую - Варандей» длиной 150 км. При включении этой линии значительно повышалось напряжение на приемном конце, и до 40 Мвар увеличивался сток реактивной мощности с линии на передающем конце. Две (из пяти планируемых) уже введенные на тот момент в эксплуатацию ГТУ, по 25 МВт каждая, не могли обеспечить включение ВЛ 220 кВ до ПС «Варандей». **По расчетам проектного института требовалось задействовать как минимум три ГТУ. Но даже после введения в эксплуатацию всех пяти ГТУ не снималась проблема их неустойчивой работы.** В результате, небольшие изменения нагрузки в пределах 1МВт, при общей загрузке сети более 20 МВт, регулярно приводили к аварийным остановкам генераторов и полному погашению электрической сети. **В течение 2009 года и первой половины 2010 года произошло несколько десятков таких блэкаутов.**
2. Ситуация радикальным образом изменилась после ввода в эксплуатацию схемы компенсации реактивной мощности, содержащей четыре ШР по 3,3 Мвар каждый, один УШР с подмагничиванием мощностью 25 Мвар и два ИРМ мощностью ± 25 Мвар каждый (рис. 1), разработанной инженеринговой компанией ООО «Электросетевые компенсаторы» (ООО «ЭСКО»).
3. После ввода в эксплуатацию схемы компенсации реактивной мощности во второй половине 2010 года:
 - 3.1. **электрическая сеть 220/35/10/6 ООО «Нарьянмарнефтегаз» устойчиво работает** при любых реально возникающих колебаниях нагрузки, вплоть до 10 МВт;
 - 3.2. **на подстанциях 220 кВ «Южное Хыльчую» и «Варандей» напряжение 220 кВ автоматически стабилизируется по заданной уставке в рабочем диапазоне 220 ÷ 230 кВ с точностью ± 1 кВ независимо от текущей нагрузки сети;**
 - 3.3. **во всех режимах работы сети – нормальных, послеаварийных, пусковых – работа генераторов с недовозбуждением исключена;**
 - 3.4. пропускная способность сети 220/35 кВ приведена в соответствие с **проектными значениями:** номинальная мощность передачи сети 220 кВ «Южное Хыльчую - Варандей» - 20 МВт (с перспективой увеличения мощности до 100 МВт), сеть 35 кВ ЦПС «Южное Хыльчую» - 95 МВт.

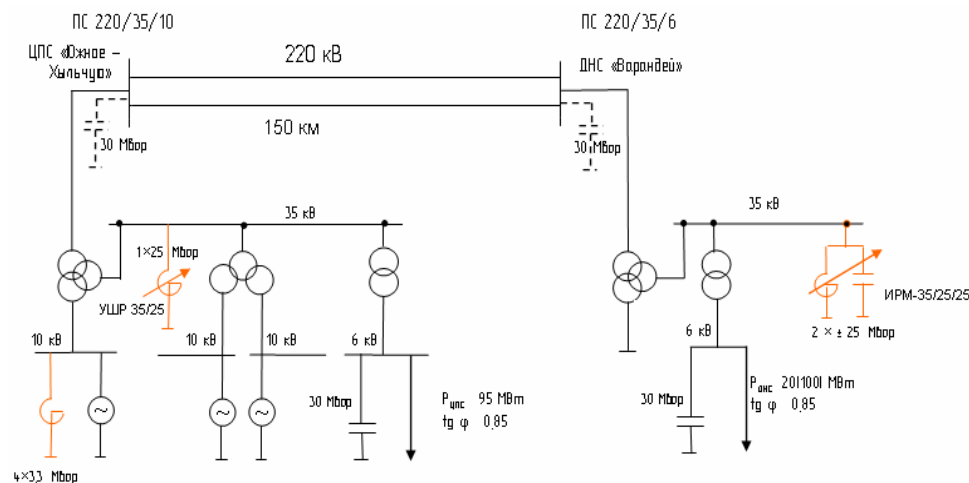


Рис 1. Схема компенсации реактивной мощности в электрической сети 220/35/10/6 ООО «Нарьянмарнефтегаз»

Главный энергетик ООО «Нарьянмарнефтегаз»

С. Л. Найман

Выдержки из «Концепции системы регулирования напряжения и реактивной мощности в ЕНЭС» ОАО ФСК ЕЭС (приказ от 14.03.2008 № 62)

.... п.3.5. Уровни напряжения в сетях 220-110 кВ

Сети 220-110 кВ ЕНЭС с повышенными или пониженными уровнями напряжения

МЭС	ЭНЕРГОСИСТЕМА
Восток	Амурская, Дальневосточная
Сибирь	Алтайская, Томская, Бурятская, Читинская, Хакасская, Томская, Кузбасская
Западная Сибирь	Тюменская
Урал	Оренбургская, Удмуртская Пермская, Свердловская/Свердловская
Волга	Пензенская, Саратовская, Самарская, Ульяновская,
Юг	Кубанская/Кубанская
Центр	Липецкая, Воронежская, Рязанская
Северо-Запад	Смоленская, Брянская

Приведены участки сети, на которых $U_{\text{факт}} \leq 0,95 U_{\text{ном}}$ (синий) или $U_{\text{факт}} \geq 1,1 U_{\text{ном}}$ (красный).

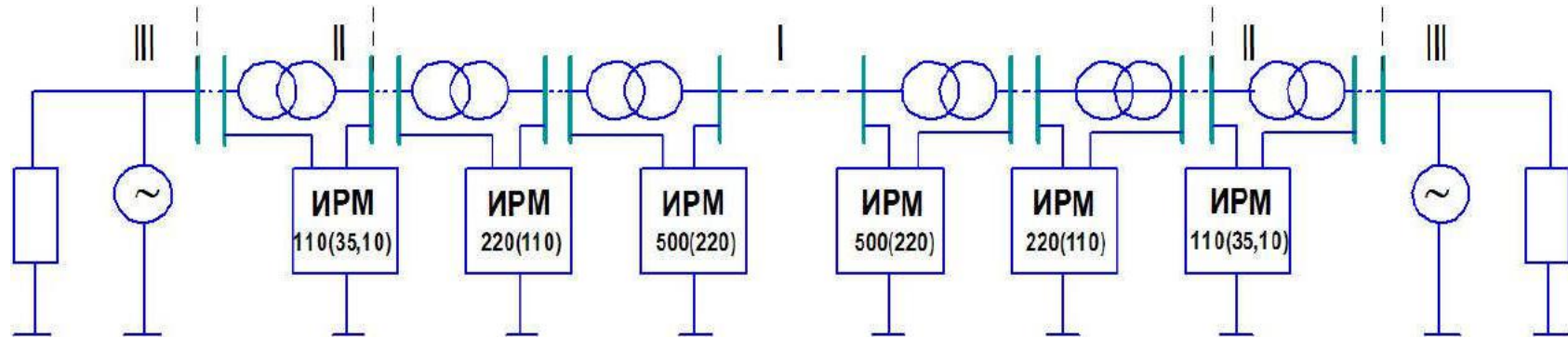
Многолетний опыт показывает, что если напряжение на шинах 220 кВ и выше центров питания выходит за указанные границы или диапазон изменения напряжения в течение суток $d \geq 5\%$ от $U_{\text{ном}}$, то в большинстве случаев в распределительной сети не выполняются нормы ГОСТ 13109-97 по отклонению напряжения.

п.3.6. Характеристика качества электроэнергии по отклонению напряжения на шинах 220-110 кВ подстанций ЕНЭС

Анализ режима работы сетей 220 кВ и выше ЕНЭС за последние годы показывает, что число подстанций ЕНЭС на шинах которых в течение суток $d \geq 5\%$ от $U_{\text{ном}}$ составляет не менее 40%. Следовательно, соответствующее число распределительных сетей находится в крайне сложных условиях при обеспечении качества электроэнергии по отклонению напряжения на зажимах потребителей.

...

1. Принципы (концепция) оснащения электрической сети 110-500кВ высоковольтными источниками реактивной мощности.



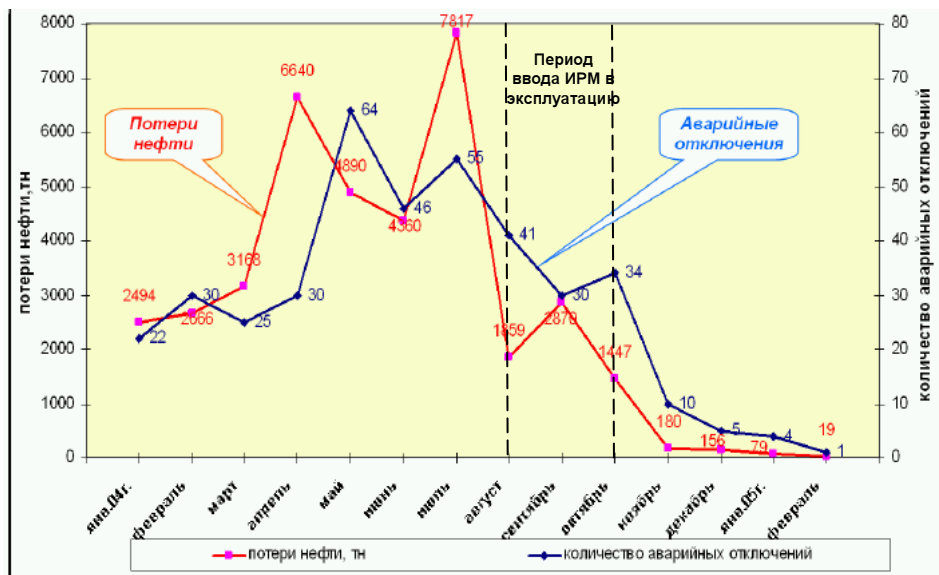
- 1.1. **Рассредоточенность (локализация)** – по классам напряжения и узлам нагрузки(чем чаще, тем лучше эффект).
 - 1.2. **Секционирование («эшелонированность»)** - законченность технологического процесса управления режимами напряжения в рамках отдельно хозяйствующего объекта.
 - 1.3. **Достаточность (в пределах каждого «эшелона»)** - для обеспечения управляемости напряжения сети в нормальных, ремонтных и аварийных режимах.
- 2. Достижимые результаты (по итогам исследований режимов сетей МРСК «Тюменьэнерго», Дальневосточной МРСК, ФСК РФ, ОАО «КЕГОС» и др.).**
- 2.1. **Автоматическая стабилизация напряжения сети 110-500 кВ по заданной уставке** в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах.
 - 2.2. **Исключение коммутационного оборудования** из процессов регулирования напряжения в нормальных режимах.
 - 2.3. **Повышение пропускной способности** существующей сети до 1,5 раз.
 - 2.4. **Снижение удельных потерь** до 20-30%.
- 3. Общая потребность в установленной мощности ИРМ составляет не менее 100 % от значения максимума потребления мощности сети 110-500кВ.**

Выводы

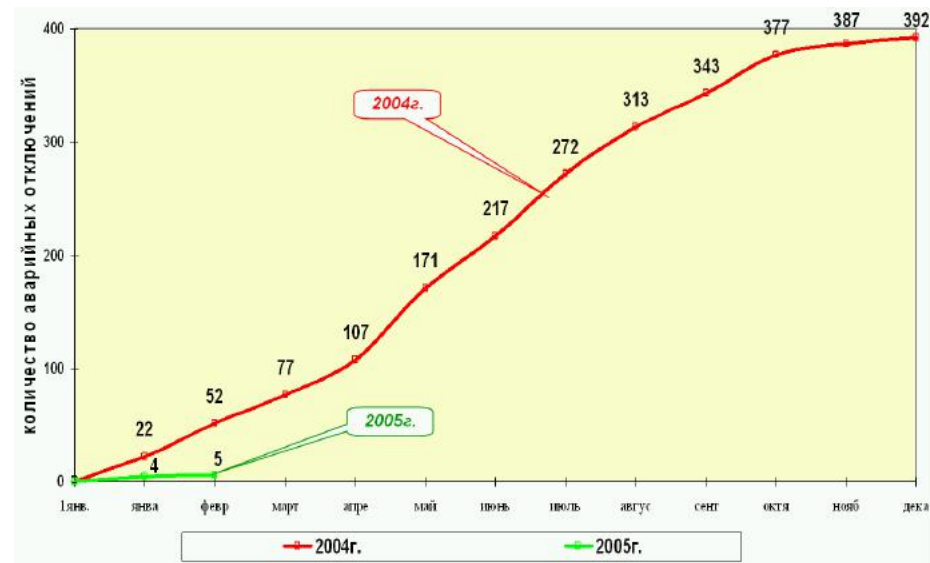
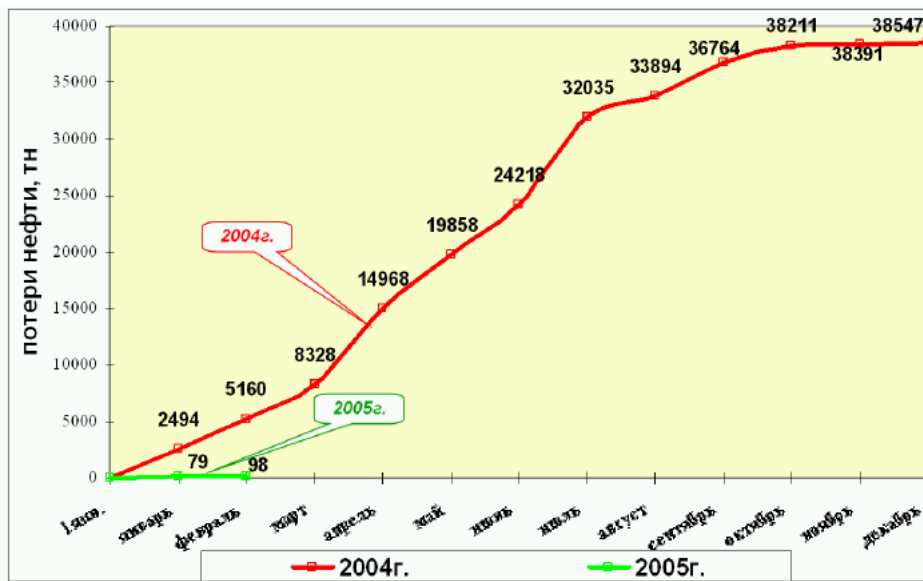
1. В высоковольтной сети РФ наблюдается массовое отклонение рабочих значений напряжений за пределы, превышающие требования ГОСТ ($\pm 15\%$ вместо 5%). Даже в нормальных режимах отклонения напряжений близки к предельно допустимым для электросетевого и присоединённого оборудования, что является прямой предпосылкой к возникновению «лавины» напряжения от локальной аварии.
2. Нестабильность напряжения имеет тенденцию к снижению значений напряжений в опорных узлах нагрузки в максимальных режимах, что уменьшает пропускную способность электрической сети против проектных значений на $20\div 30\%$.
3. Колебания напряжения сопровождаются увеличенными перетоками реактивной мощности в электрической сети, приводящими к увеличению потерь до 1,5 раз.
4. Проблема решается дооснащением электрической сети внутрисетевыми управляемыми источниками индуктивно-емкостного типа до технически целесообразного уровня, широко производящимися как в РФ, так и за рубежом.

Заключение.

1. Хронический, нарастающий год от года дефицит внутрисетевых управляемых устройств индуктивно-емкостного типа связан с отставанием технической политики электроэнергетических компаний от законодательных и хозяйственных реформ отрасли в части самодостаточности хозяйственных объектов по обеспечению собственных технологических процессов.
2. В части обеспечения стабильности и управляемости высоковольтной электрической сети сохраняется приоритет на применение исчерпавших себя внешнесетевых источников реактивной мощности (включая использование в качестве таковых генераторов электрических станций) при очевидно не достаточном объёме внутрисетевых управляемых устройств индуктивно-емкостного типа.
3. Отсутствуют условия формирования рынка внутрисетевых управляемых устройств индуктивно-емкостного типа как средств обеспечения стабильности напряжения в пределах одного класса напряжения с исключением механизма корректировки падений напряжения в нормальных режимах (РПН, вольтдобавочные трансформаторы и пр.).
4. Отсутствуют эффективные механизмы широкомасштабного оснащения электрической сети внутрисетевыми управляемыми устройствами индуктивно-емкостного типа, позволяющие ликвидировать тенденцию хронического нарастания их дефицита.



Из презентации главного энергетика ОАО «ЮКОС»



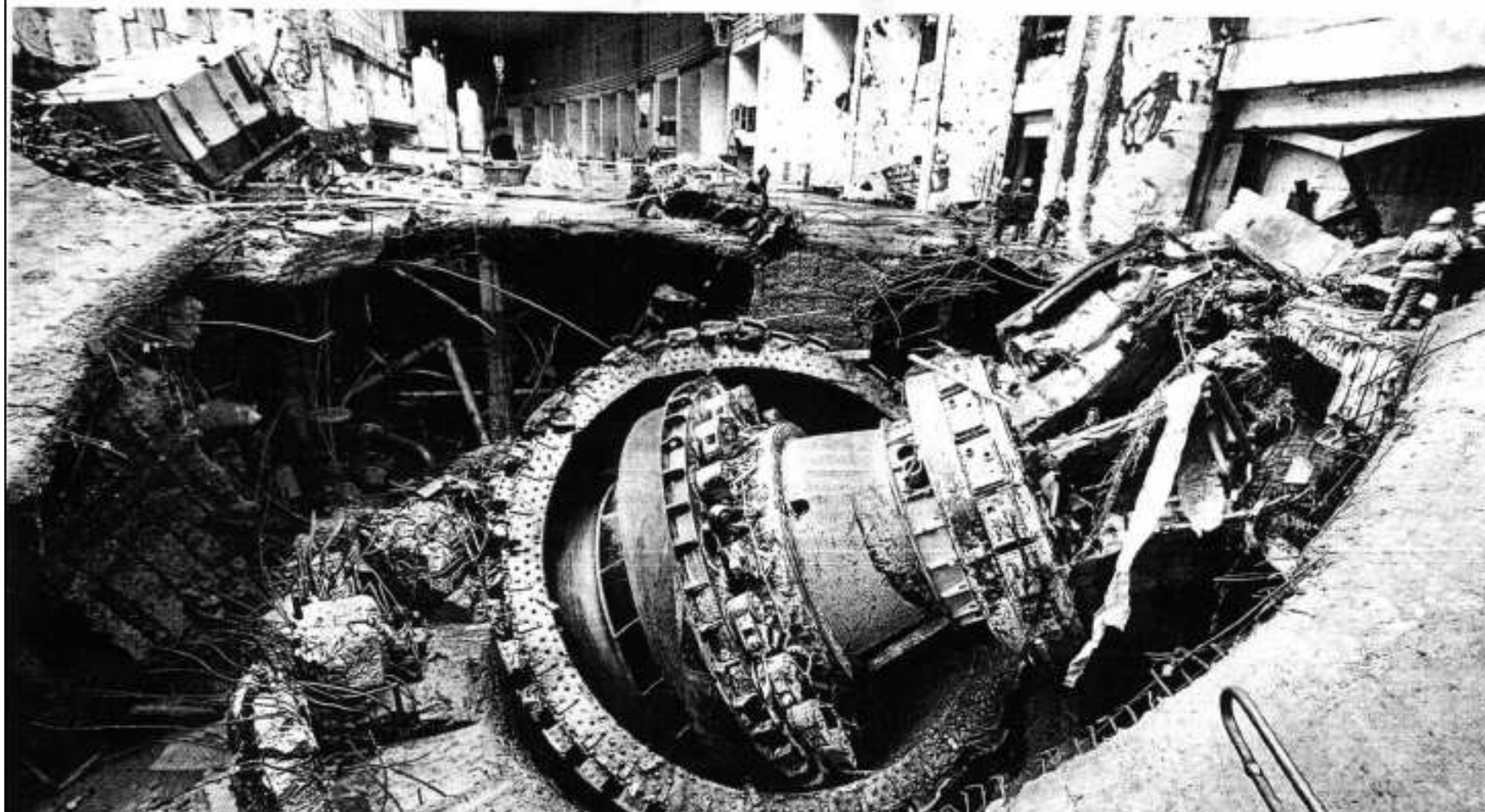
Издание Федерального Собрания Российской Федерации


 парламентская газета

www.pnp.ru

СРЕДА, 13 ЯНВАРЯ 2010

специальный выпуск | выходит с мая 199



Ф.И.О. эксперта, занимаемая должность	Выводы	Рекомендации	Подпись, дата
<p>Брянцев Александр Михайлович, д.т.н., профессор МЭИ ТУ, главный конструктор ООО «Электросетевые компенсаторы»</p>	<p>1. Одним из обстоятельств режима эксплуатации гидрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС, негативно сказывающихся на эксплуатационном ресурсе силового оборудования, явилось переключивание функций сетевых компенсаторов реактивной мощности на гидрогенераторы.</p> <p>2. Переключивание функций электросетевых компенсаторов реактивной мощности на генераторы Саяно-Шушенской ГЭС осложнило послеаварийный режим в прилегающей сети не по условию дефицита активной мощности, а по условию её передачи по сети к потребителю.</p> <p>3. 3. Покрытие дефицита устройств компенсации реактивной мощности электрической сети за счёт генерации носит системный характер для большинства регионов высоковольтной электрической сети РФ. Это снижает функциональные возможности и ухудшает эксплуатационные режимы генераторов электрических станций и приводит к снижению надёжности электроэнергетической системы в целом и осложнению послеаварийных ситуаций вплоть до развития крупных системных аварий.</p>	<p><u>В сфере технической политики:</u> Переработать в сторону ужесточения требования к ограничению перетоков реактивной мощности, нормализации и степени стабилизации напряжения высоковольтной сети 110-500 кВ на границах раздела субъектов хозяйствования (ФСК-МРСК, ФСК-ОГК, ФСК - потребитель и т.д.).</p> <p><u>В сфере технического контроля и надзора:</u> Разработать систему стимулирования и механизмов понуждения хозяйствующих объектов к соблюдению переработанных требований (см. пункт в сфере технической политики) (отраслевые стандарты, приказы, распоряжения и т.д.).</p> <p><u>В сфере экономической политики:</u> Создать систему экономической мотивации к оснащению сети 110-500 кВ сетевыми компенсаторами реактивной мощности до технически целесообразного уровня.</p>	 16.11.2008

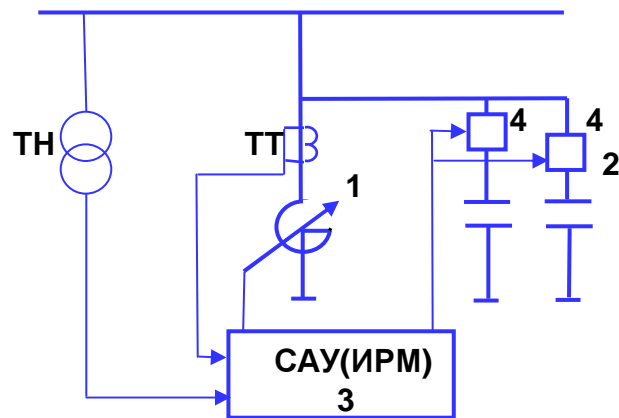
Брянцев А.М. (МЭИ (ТУ)), Смоловик С.В. (ООО «Источники реактивной мощности»), Карымов Р.Р.(ООО «Электросетевые компенсаторы»)

Доклад: Стабилизация напряжения электрической сети высокого напряжения внутрисетевыми управляемыми источниками реактивной мощности индуктивно-ёмкостного типа

Актуальность и основные направления работ

1. МЭИ (ТУ), ООО «ЭСКО» и ООО «ИРМ» участвуют в разработке и оснащении сетей 110-500 кВ **высоковольтными системами стабилизации напряжения (ИРМ)** на базе управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов (УШР) и батарей конденсаторов (БСК) (в том числе по приказам ОАО «РАО ЕЭС России» № 18 от 19.01.07, № 75 от 13.02.07). В ходе работ **исследованы режимы более 400 подстанций 110-500 кВ** электрических сетей РФ и других стран.

2. Принципиальная схема ИРМ



1 – УШР; 2 - БСК; 3 - САУ (ИРМ);
4 - выключатель; ТН – трансформатор напряжения; ТТ – трансформатор тока.

3. По техническим решениям, разработанным специалистами МЭИ (ТУ), ООО «ЭСКО», ООО «ИРМ», **только за последние три года** для электросетевых компаний России и других стран поставлено и **введено в эксплуатацию продукции более чем на 100 млн. долл. США.**



ИРМ-110/25/25 на ПС «Звездная» (ПС «Сугмутская-2»), РФ 2007г.

Перспективы применения ИРМ в распределительной сети 110 кВ НГК Тюменского региона.

1. По заданию ОАО «Тюменьэнерго» проведен анализ режимов электропотребления зимнего максимума 2006 г. и летнего минимума 2007 г. 286-ти подстанций, 11-ти электрических сетей, 6-ти потребителей.

2. Разработаны критерии и определен общий объем средств компенсации реактивной мощности (генерация / потребление).

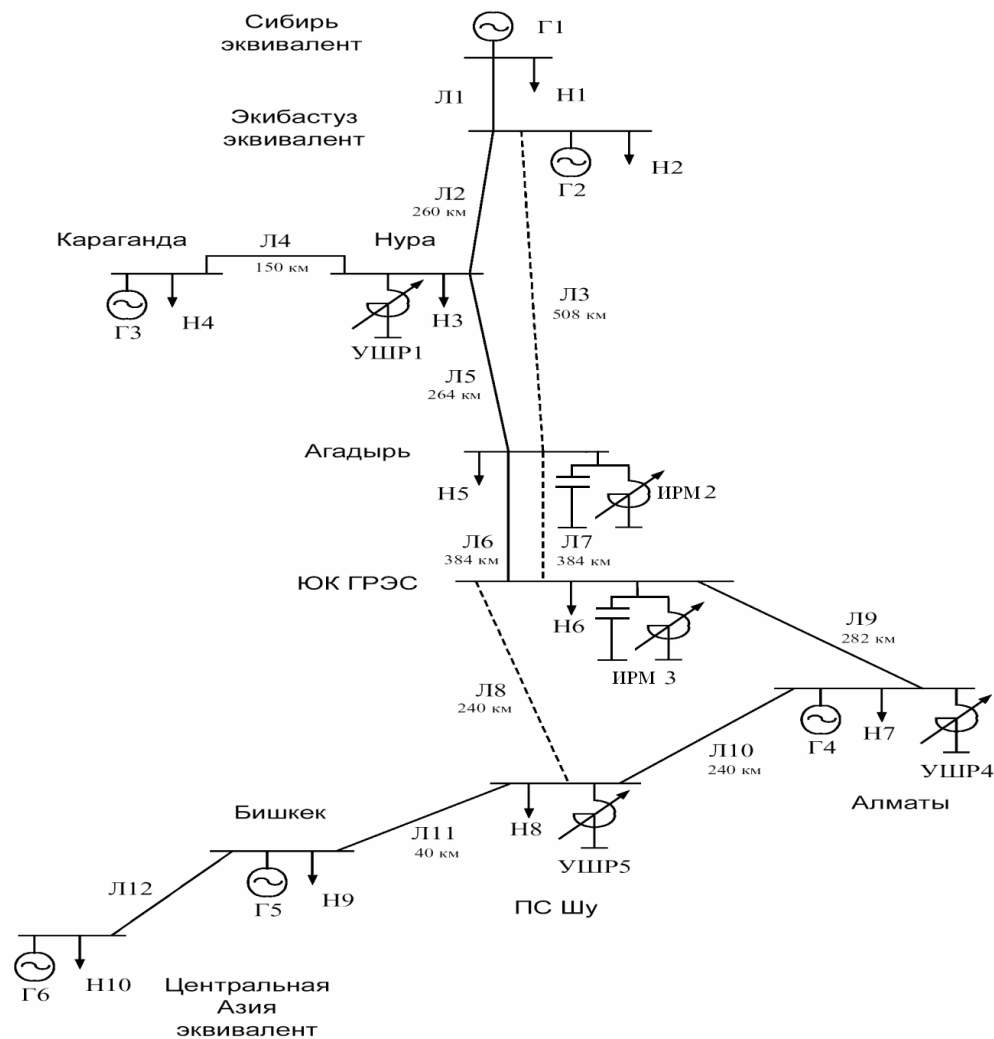
3. Разработаны технические требования на высоковольтные управляемые источники реактивной мощности ИРМ-110/50/25 и ИРМ-110/25/25. Приведены примеры технических спецификаций.

4. Разработана концепция оснащения сети 110/35/6 кВ ОАО «Тюменьэнерго» устройствами компенсации реактивной мощности, обеспечивающая максимальный системный эффект.

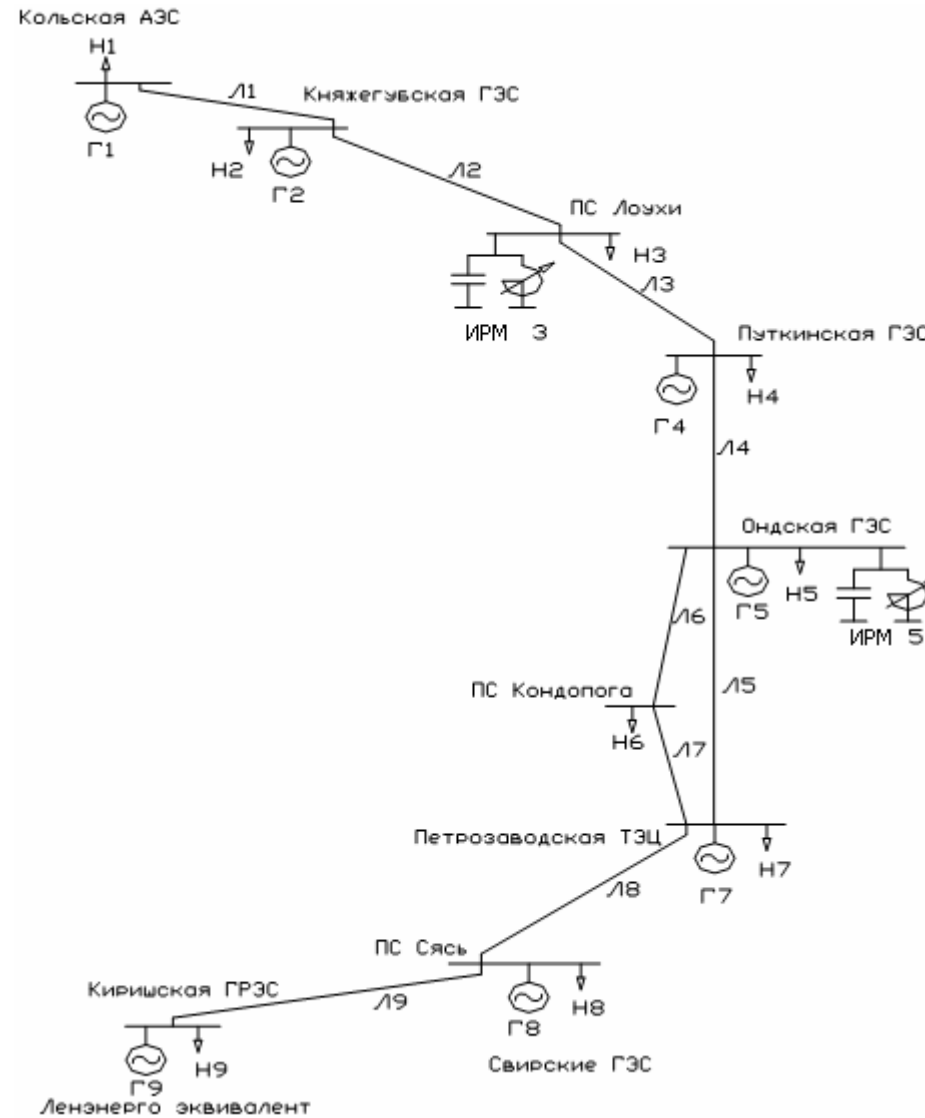
Показано, что:

- при загрузке сети 110 кВ в пределах 50÷70% от проектной, **значительная часть подстанций имеет заниженные рабочие напряжения (вплоть до предельно допустимых)**, что обусловлено повышенным уровнем реактивной мощности ($\text{tg}\varphi$ от 0,4 и выше) и «слабой» сетью (более 30 % подстанций 110 кВ имеют токи к.з. ≤ 5 кА);
- дооснащение сети плавно управляемыми устройствами компенсации реактивной мощности, в первую очередь подстанций 110 кВ с токами к.з. ≤ 5 кА позволяет **автоматизировать процесс стабилизации напряжения в узлах нагрузки по заданной уставке в нормальных ремонтных и послеаварийных режимах (технология FACTS)**;
- реализация мероприятий по стабилизации напряжений и компенсации реактивной мощности сети в объеме п.п. 1÷5 (около 5 Гвар) позволит не менее чем в 1,3 раза (дополнительно 2,5 ГВт) повысить пропускную способность сети при одновременном снижении удельных потерь на 20÷30 %.

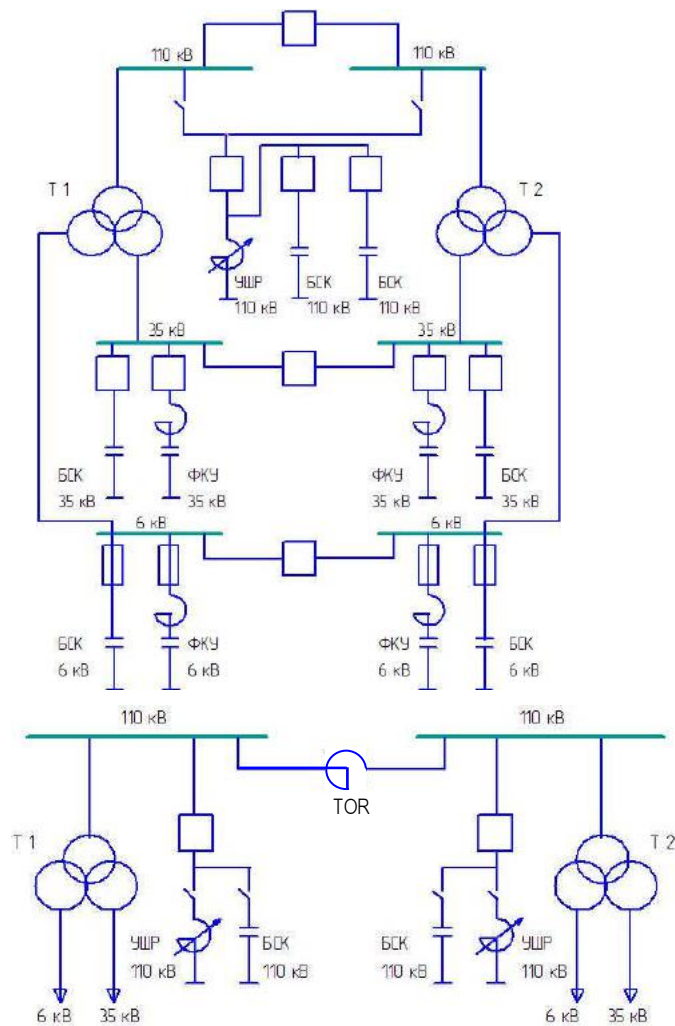
Опыт применения ИРМ на протяженных транзитных электропередачах:
Транзит Север-Юг Республики Казахстан



Опыт применения ИРМ на протяженных транзитных электропередачах:
Кольско-Карельский транзит 330 кВ



Принципиальная схема подключения ИРМ к двухтрансформаторной подстанции 110 кВ.



Функциональное назначение оборудования

БСК(ФКУ)35,6 -

снижение реактивной составляющей тока трансформаторов (вплоть до полной компенсации).

БСК 110 -

повышение напряжения узла нагрузки (вплоть до наибольшего рабочего).

УШР 110 -

Плавное регулирование напряжения узла нагрузки в пределах допустимого рабочего диапазона.

Повышение пропускной способности сети по условиям предельно допустимого рабочего тока и напряжения

Автоматическая стабилизация напряжения узла нагрузки по заданной уставке в нормальных, ремонтных, аварийных и послеаварийных режимах.

Изменение параметров сети до и после ввода в работу ИРМ-110/50/25 на ПП «Таврическая», РФ 2008 г.

(из презентации «Тюмень, 2007. Компенсация реактивной мощности и стабилизация напряжения в электрических сетях ОАО «Тюменьэнерго», питающих предприятия нефтегазового комплекса»)

Таким образом, достигнуто:

- 1. Увеличение напряжения на ПС «Таврическая» и в прилегающем узле на 4,5%
- Снижение колебаний напряжения в течение суток в 8,7 раз

2. Снижена нагрузка:

2.1 автотрансформаторов на:

ПС «Кирилловская»	по полному току	на 3,2%
	по реактивной мощности	9,2%
ПС «Прогресс»	по полному току	на 2,2%
	по реактивной мощности	20 %



питающих линий:

2.2 ВЛ – 110 Кирилловская - Айка	по полному току на	12 %
	по реактивной мощности	37 %
2.3 ВЛ – 110 Инга – Таврическая	по полному току	на 7 %
	по реактивной мощности	33 %
2.4 ВЛ – 110 Прогресс – Таврическая	по полному току	на 6,5%
	по реактивной мощности	35 %
2.5 ВЛ – 110 Прогресс – Фотон	по полному току	на 6,6%
	по реактивной мощности	42 %

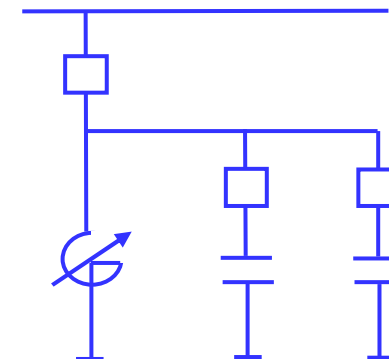
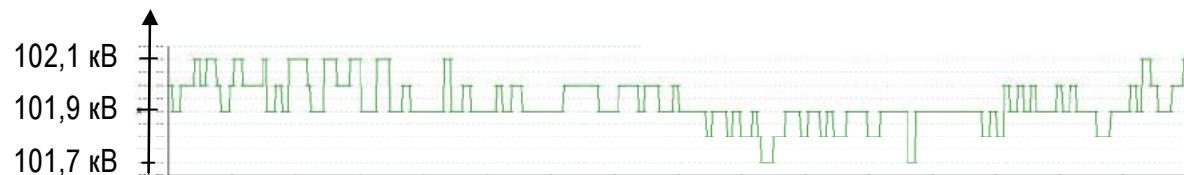
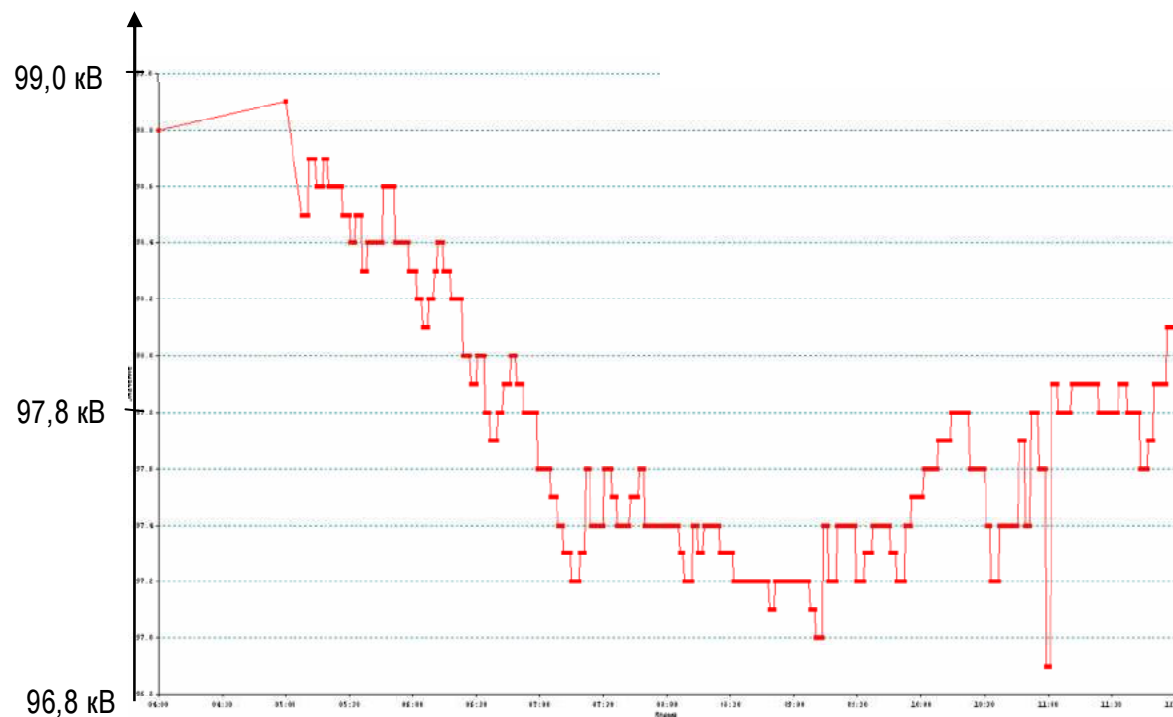


График напряжения на ПП «Таврическая»

(из презентации «Тюмень, 2007. Компенсация реактивной мощности и стабилизация напряжения в электрических сетях ОАО «Тюменьэнерго», питающих предприятия нефтегазового комплекса»)



Режим с ИРМ-110/50/25
 $\Delta U=0,4$ кВ



Режим без ИРМ-110/50/25
 $\Delta U=2,0$ кВ

1. Основные типы и эффективность устройств FACTS.

1.1. В мире налажено производство следующих типов устройств управления индуктивно-ёмкостными параметрами сети (устройства FACTS) :

- нерегулируемые индуктивные (реакторы) и ёмкостные (батареи статических конденсаторов);
- дискретно регулируемые индуктивно-ёмкостные (группы реакторов и (или) батарей конденсаторов);
- плавно регулируемые индуктивно-ёмкостные (электромашинные, полупроводниковые, **магнитно-полупроводниковые** и прочее).

1.2. Устройства FACTS **позволяют решить проблему стабильности напряжения** любой современной сети 110-500 кВ;

- **ликвидируют** предпосылку развития системных аварий;
- **повышают** пропускную способность сети (до 1,5 раз);
- **практически исключают** (в десятки раз уменьшают число срабатываний) работу коммутационного оборудования при регулировании напряжения узлов нагрузки;
- **до 30 % снижают** удельные потери электроэнергии.

2. Пример применения ИРМ -110/25/25 на основе УШР и БСК в сети 110 кВ

2.1. К исходу 2003года на нефтяных месторождениях Южного Васюгана ОАО «Томскнефть» возникла кризисная ситуация. **Пропускная способность** электропередачи 110 кВ «Парабель-Лугинецкая-Игольская-Крапивинская» **была исчерпана, а уровни напряжения на ПС-110 «Крапивинская» не превышали 85 % номинального.**

2.2. Даже непродолжительный период эксплуатации ИРМ-110/25/25 позволяет отметить, что реакторы совместно с батареями статических конденсаторов:

- **обеспечивают оптимальные потоки реактивной мощности позволяющие довести передаваемую мощность до предельно допустимой по сечению проводов.** Необходимость перевода региона на напряжение 220кВ потеряло свою актуальность.
- **снижают потери активной мощности** в проводах ВЛ-110кВ. При нагрузке 72 МВт потери составляют 7,5 МВт против 11,9 МВт, в том числе в сетях ООО «ЭнергонефтьТомск» 1.8 МВт против 2.9 МВт.
- **обеспечивают плавную автоматическую стабилизацию заданных уровней напряжения в установившихся режимах,** при сокращении числа коммутаций БСК и РПН в десятки раз.



Опыт эксплуатации схемы компенсации реактивной мощностей электрической сети 220/35/10/6 ООО «Нарьянмарнефтегаз»

г. Нарьянмар

01 ноября 2010г.

- К исходу 2008 года в развивающейся локальной электрической сети 220/35/10/6 ООО «Нарьянмарнефтегаз», питающей нефтегазовые месторождения Южное Хыльчую (Ненецкий автономный округ), возникла сложная ситуация с включением ВЛ 220 кВ «Южное Хыльчую - Варандей» длиной 150 км. При включении этой линии значительно повышалось напряжение на приемном конце, и до 40 Мвар увеличивался сток реактивной мощности с линии на передающем конце. Две (из пяти планируемых) уже введенные на тот момент в эксплуатацию ГТУ, по 25 МВт каждая, не могли обеспечить включение ВЛ 220 кВ до ПС «Варандей». По расчетам проектного института требовалось задействовать как минимум три ГТУ. Но даже после введения в эксплуатацию всех пяти ГТУ не снималась проблема их неустойчивой работы. В результате, небольшие изменения нагрузки в пределах 1МВт, при общей загрузке сети более 20 МВт, регулярно приводили к аварийным остановкам генераторов и полному погашению электрической сети. В течение 2009 года и первой половины 2010 года произошло несколько десятков таких блэкаутов.
- Ситуация радикальным образом изменилась после ввода в эксплуатацию схемы компенсации реактивной мощности, содержащей четыре ШР по 3,3 Мвар каждый, один УШР с подмагничиванием мощностью 25 Мвар и два ИРМ мощностью ± 25 Мвар каждый (рис. 1), разработанной инженеринговой компанией ООО «Электросетевые компенсаторы» (ООО «ЭСКО»).
- После ввода в эксплуатацию схемы компенсации реактивной мощности во второй половине 2010 года:
 - электрическая сеть 220/35/10/6 ООО «Нарьянмарнефтегаз» устойчиво работает при любых реально возникающих колебаниях нагрузки, вплоть до 10 МВт;
 - на подстанциях 220 кВ «Южное Хыльчую» и «Варандей» напряжение 220 кВ автоматически стабилизируется по заданной уставке в рабочем диапазоне 220 ÷ 230 кВ с точностью ± 1 кВ независимо от текущей нагрузки сети;
 - во всех режимах работы сети – нормальных, послеаварийных, пусковых – работа генераторов с недовозбуждением исключена;
 - пропускная способность сети 220/35 кВ приведена в соответствие с проектными значениями: номинальная мощность передачи сети 220 кВ «Южное Хыльчую - Варандей» - 20 МВт (с перспективой увеличения мощности до 100 МВт), сеть 35 кВ ЦПС «Южное Хыльчую» - 95 МВт.

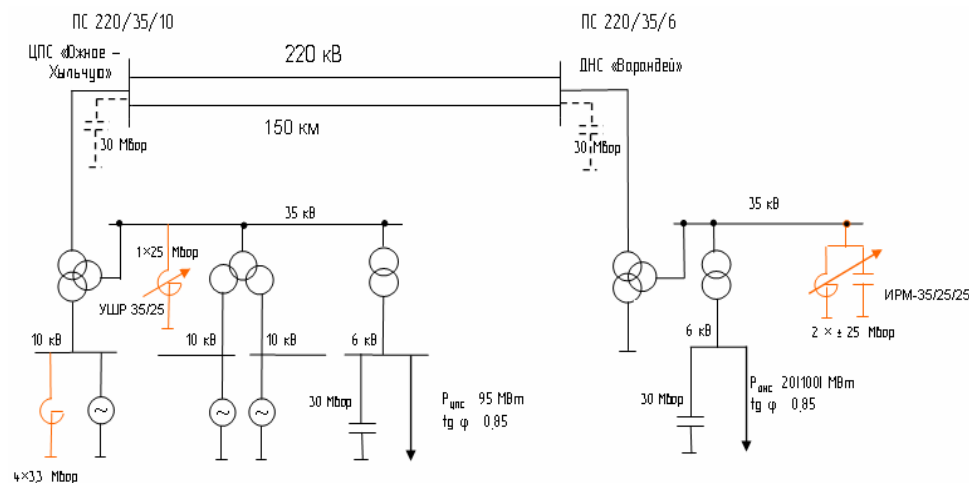


Рис 1. Схема компенсации реактивной мощности в электрической сети 220/35/10/6 ООО «Нарьянмарнефтегаз»

Главный энергетик ООО «Нарьянмарнефтегаз»

С. Л. Найман

Выдержки из «Концепции системы регулирования напряжения и реактивной мощности в ЕНЭС» ОАО ФСК ЕЭС (приказ от 14.03.2008 № 62)

.... п.3.5. Уровни напряжения в сетях 220-110 кВ

Сети 220-110 кВ ЕНЭС с повышенными или пониженными уровнями напряжения

МЭС	ЭНЕРГОСИСТЕМА
Восток	Амурская, Дальневосточная
Сибирь	Алтайская, Томская, Бурятская, Читинская, Хакасская, Томская, Кузбасская
Западная Сибирь	Тюменская
Урал	Оренбургская, Удмуртская Пермская, Свердловская/Свердловская
Волга	Пензенская, Саратовская, Самарская, Ульяновская,
Юг	Кубанская/Кубанская
Центр	Липецкая, Воронежская, Рязанская
Северо-Запад	Смоленская, Брянская

Приведены участки сети, на которых $U_{\text{факт}} \leq 0,95 U_{\text{ном}}$ (синий) или $U_{\text{факт}} \geq 1,1 U_{\text{ном}}$ (красный).

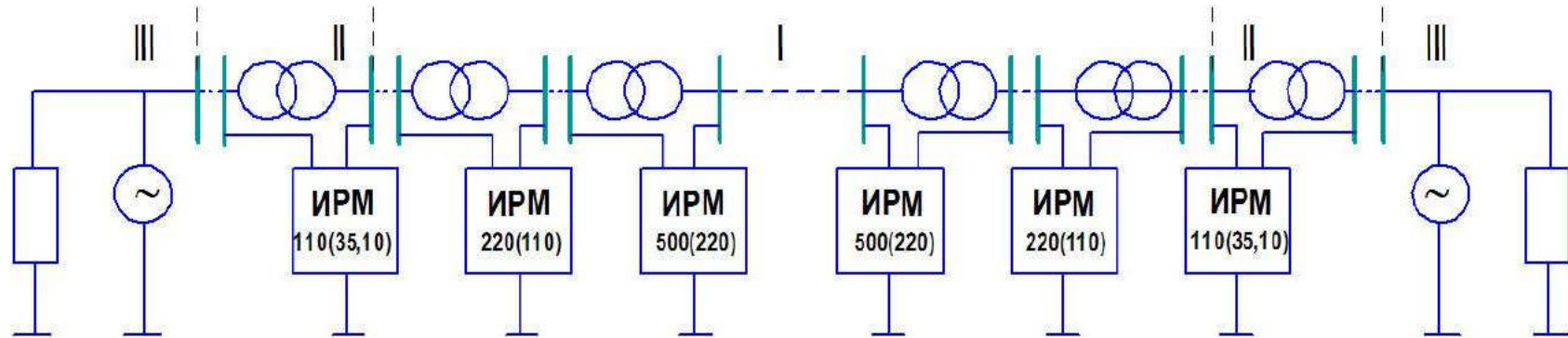
Многолетний опыт показывает, что если напряжение на шинах 220 кВ и выше центров питания выходит за указанные границы или диапазон изменения напряжения в течение суток $d \geq 5\%$ от $U_{\text{ном}}$, то в большинстве случаев в распределительной сети не выполняются нормы ГОСТ 13109-97 по отклонению напряжения.

п.3.6. Характеристика качества электроэнергии по отклонению напряжения на шинах 220-110 кВ подстанций ЕНЭС

Анализ режима работы сетей 220 кВ и выше ЕНЭС за последние годы показывает, что число подстанций ЕНЭС на шинах которых в течение суток $d \geq 5\%$ от $U_{\text{ном}}$ составляет не менее 40%. Следовательно, соответствующее число распределительных сетей находится в крайне сложных условиях при обеспечении качества электроэнергии по отклонению напряжения на зажимах потребителей.

...

1. Принципы (концепция) оснащения электрической сети 110-500кВ высоковольтными источниками реактивной мощности.



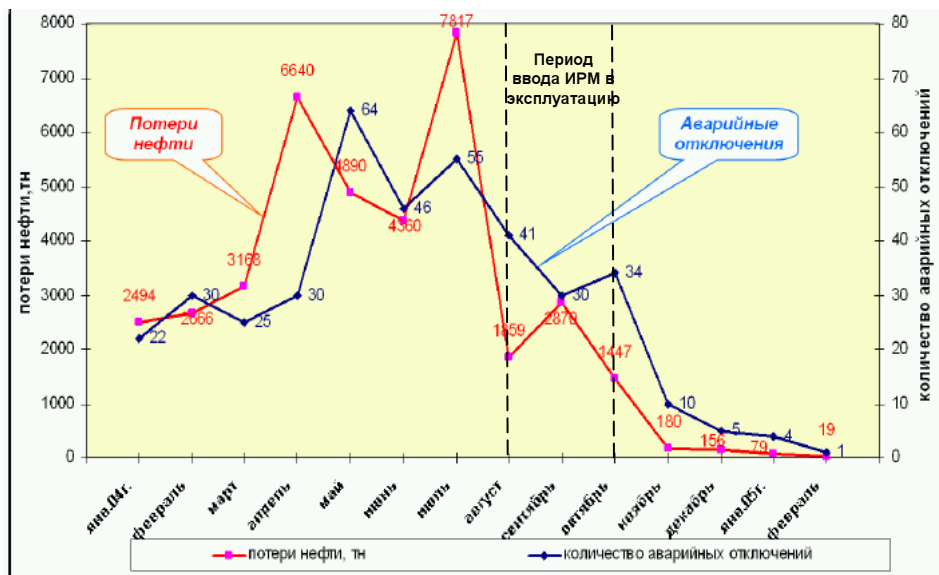
- 1.1. **Рассредоточенность (локализация)** – по классам напряжения и узлам нагрузки(чем чаще, тем лучше эффект).
 - 1.2. **Секционирование («эшелонированность»)** - законченность технологического процесса управления режимами напряжения в рамках отдельно хозяйствующего объекта.
 - 1.3. **Достаточность (в пределах каждого «эшелона»)** - для обеспечения управляемости напряжения сети в нормальных, ремонтных и аварийных режимах.
- 2. Достижимые результаты (по итогам исследований режимов сетей МРСК «Тюменьэнерго», Дальневосточной МРСК, ФСК РФ, ОАО «КЕГОС» и др.).**
- 2.1. **Автоматическая стабилизация напряжения сети 110-500 кВ по заданной уставке** в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах.
 - 2.2. **Исключение коммутационного оборудования** из процессов регулирования напряжения в нормальных режимах.
 - 2.3. **Повышение пропускной способности** существующей сети до 1,5 раз.
 - 2.4. **Снижение удельных потерь** до 20-30%.
- 3. Общая потребность в установленной мощности ИРМ составляет не менее 100 % от значения максимума потребления мощности сети 110-500кВ.**

Выводы

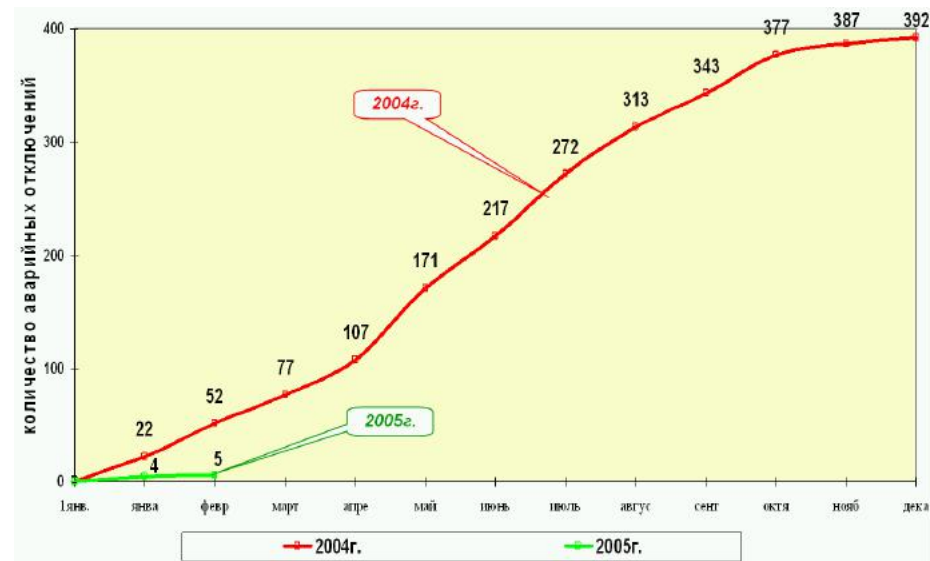
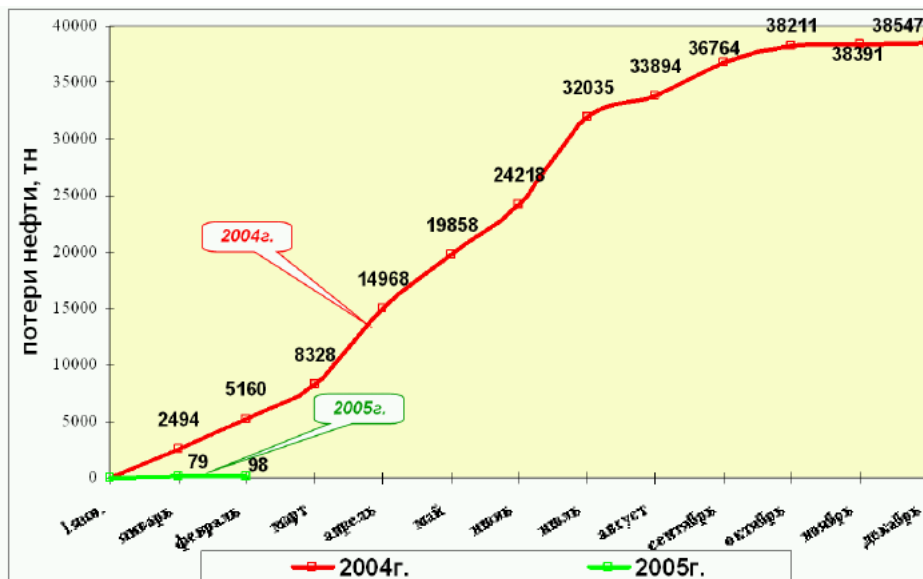
1. В высоковольтной сети РФ наблюдается массовое отклонение рабочих значений напряжений за пределы, превышающие требования ГОСТ ($\pm 15\%$ вместо 5%). Даже в нормальных режимах отклонения напряжений близки к предельно допустимым для электросетевого и присоединённого оборудования, что является прямой предпосылкой к возникновению «лавины» напряжения от локальной аварии.
2. Нестабильность напряжения имеет тенденцию к снижению значений напряжений в опорных узлах нагрузки в максимальных режимах, что уменьшает пропускную способность электрической сети против проектных значений на $20\div 30\%$.
3. Колебания напряжения сопровождаются увеличенными перетоками реактивной мощности в электрической сети, приводящими к увеличению потерь до 1,5 раз.
4. Проблема решается дооснащением электрической сети внутрисетевыми управляемыми источниками индуктивно-емкостного типа до технически целесообразного уровня, широко производящимися как в РФ, так и за рубежом.

Заключение.

1. Хронический, нарастающий год от года дефицит внутрисетевых управляемых устройств индуктивно-емкостного типа связан с отставанием технической политики электроэнергетических компаний от законодательных и хозяйственных реформ отрасли в части самодостаточности хозяйственных объектов по обеспечению собственных технологических процессов.
2. В части обеспечения стабильности и управляемости высоковольтной электрической сети сохраняется приоритет на применение исчерпавших себя внешнесетевых источников реактивной мощности (включая использование в качестве таковых генераторов электрических станций) при очевидно не достаточном объёме внутрисетевых управляемых устройств индуктивно-емкостного типа.
3. Отсутствуют условия формирования рынка внутрисетевых управляемых устройств индуктивно-емкостного типа как средств обеспечения стабильности напряжения в пределах одного класса напряжения с исключением механизма корректировки падений напряжения в нормальных режимах (РПН, вольтдобавочные трансформаторы и пр.).
4. Отсутствуют эффективные механизмы широкомасштабного оснащения электрической сети внутрисетевыми управляемыми устройствами индуктивно-емкостного типа, позволяющие ликвидировать тенденцию хронического нарастания их дефицита.



Из презентации главного энергетика ОАО «ЮКОС»



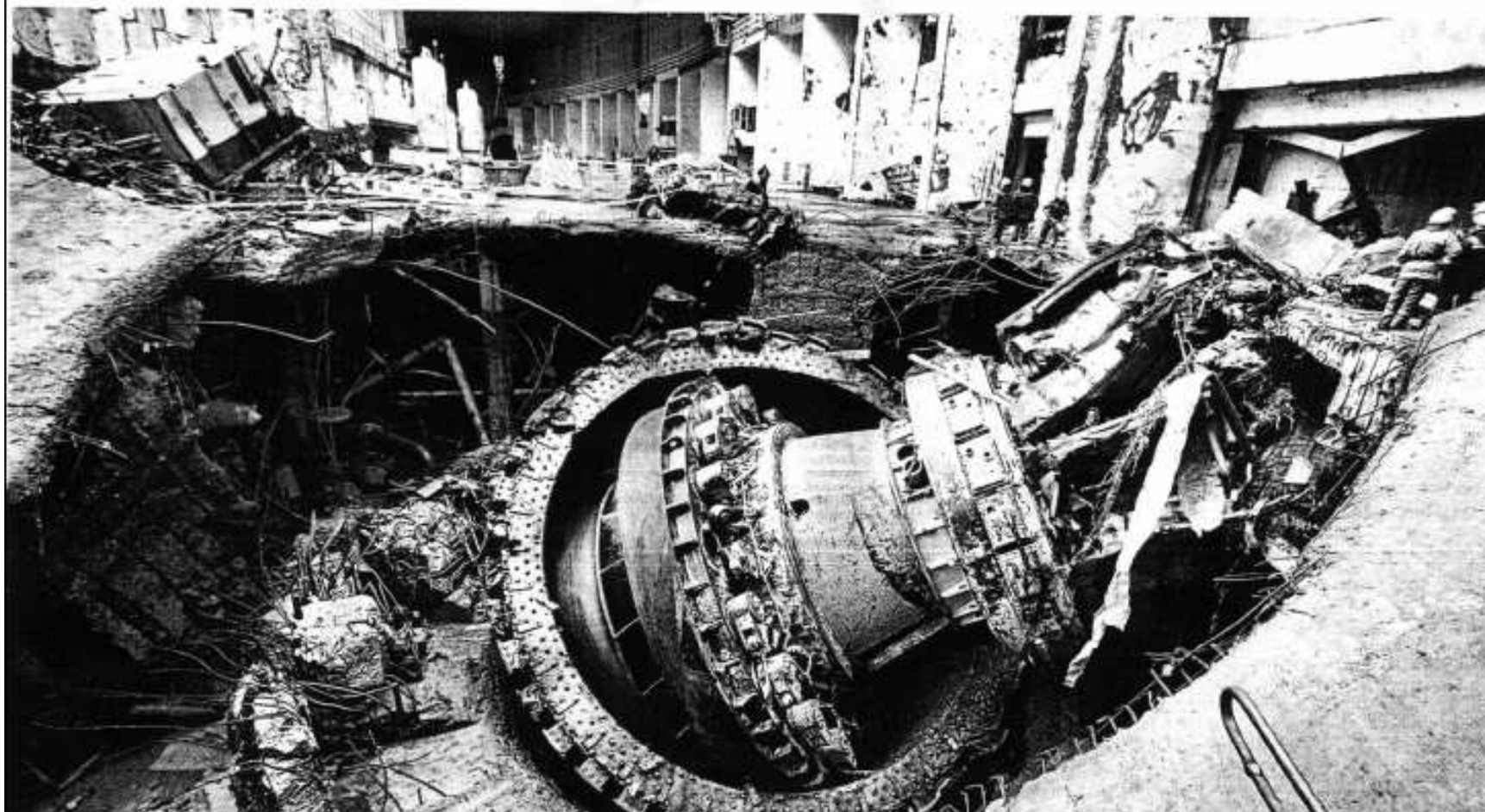
Издание Федерального Собрания Российской Федерации


 парламентская газета

www.pnp.ru

СРЕДА, 13 ЯНВАРЯ 2010

специальный выпуск | выходит с мая 199



Ф.И.О. эксперта, занимаемая должность	Выводы	Рекомендации	Подпись, дата
<p>Брянцев Александр Михайлович, д.т.н., профессор МЭИ ТУ, главный конструктор ООО «Электросетевые компенсаторы»</p>	<p>1. Одним из обстоятельств режима эксплуатации гидрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС, негативно сказывающихся на эксплуатационном ресурсе силового оборудования, явилось переключивание функций сетевых компенсаторов реактивной мощности на гидрогенераторы.</p> <p>2. Переключивание функций электросетевых компенсаторов реактивной мощности на генераторы Саяно-Шушенской ГЭС осложнило послеаварийный режим в прилегающей сети не по условию дефицита активной мощности, а по условию её передачи по сети к потребителю.</p> <p>3. 3. Покрытие дефицита устройств компенсации реактивной мощности электрической сети за счёт генерации носит системный характер для большинства регионов высоковольтной электрической сети РФ. Это снижает функциональные возможности и ухудшает эксплуатационные режимы генераторов электрических станций и приводит к снижению надёжности электроэнергетической системы в целом и осложнению послеаварийных ситуаций вплоть до развития крупных системных аварий.</p>	<p><u>В сфере технической политики:</u> Переработать в сторону ужесточения требования к ограничению перетоков реактивной мощности, нормализации и степени стабилизации напряжения высоковольтной сети 110-500 кВ на границах раздела субъектов хозяйствования (ФСК-МРСК, ФСК-ОГК, ФСК - потребитель и т.д.).</p> <p><u>В сфере технического контроля и надзора:</u> Разработать систему стимулирования и механизмов понуждения хозяйствующих объектов к соблюдению переработанных требований (см. пункт в сфере технической политики) (отраслевые стандарты, приказы, распоряжения и т.д.).</p> <p><u>В сфере экономической политики:</u> Создать систему экономической мотивации к оснащению сети 110-500 кВ сетевыми компенсаторами реактивной мощности до технически целесообразного уровня.</p>	 16.11.2008

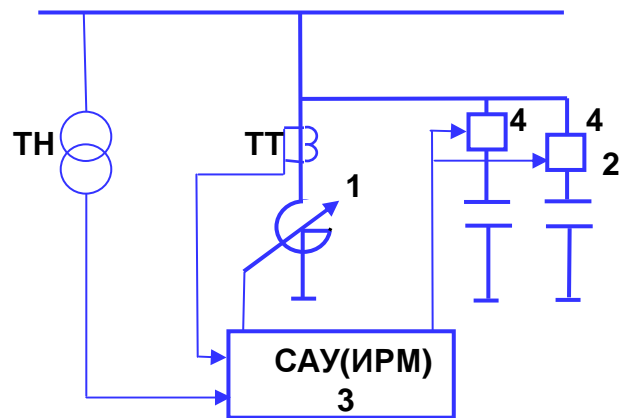
Брянцев А.М. (МЭИ (ТУ)), Смоловик С.В. (ООО «Источники реактивной мощности»), Карымов Р.Р.(ООО «Электросетевые компенсаторы»)

Доклад: Стабилизация напряжения электрической сети высокого напряжения внутрисетевыми управляемыми источниками реактивной мощности индуктивно-ёмкостного типа

Актуальность и основные направления работ

1. МЭИ (ТУ), ООО «ЭСКО» и ООО «ИРМ» участвуют в разработке и оснащении сетей 110-500 кВ **высоковольтными системами стабилизации напряжения (ИРМ)** на базе управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов (УШР) и батарей конденсаторов (БСК) (в том числе по приказам ОАО «РАО ЕЭС России» № 18 от 19.01.07, № 75 от 13.02.07). В ходе работ **исследованы режимы более 400 подстанций 110-500 кВ** электрических сетей РФ и других стран.

2. Принципиальная схема ИРМ



1 – УШР; 2 - БСК; 3 - САУ (ИРМ);
4 - выключатель; ТН – трансформатор напряжения; ТТ – трансформатор тока.

3. По техническим решениям, разработанным специалистами МЭИ (ТУ), ООО «ЭСКО», ООО «ИРМ», **только за последние три года** для электросетевых компаний России и других стран поставлено и **введено в эксплуатацию продукции более чем на 100 млн. долл. США.**



ИРМ-110/25/25 на ПС «Звездная» (ПС «Сугмутская-2»), РФ 2007г.

Перспективы применения ИРМ в распределительной сети 110 кВ НГК Тюменского региона.

1. По заданию ОАО «Тюменьэнерго» проведен анализ режимов электропотребления зимнего максимума 2006 г. и летнего минимума 2007 г. 286-ти подстанций, 11-ти электрических сетей, 6-ти потребителей.

2. Разработаны критерии и определен общий объем средств компенсации реактивной мощности (генерация / потребление).

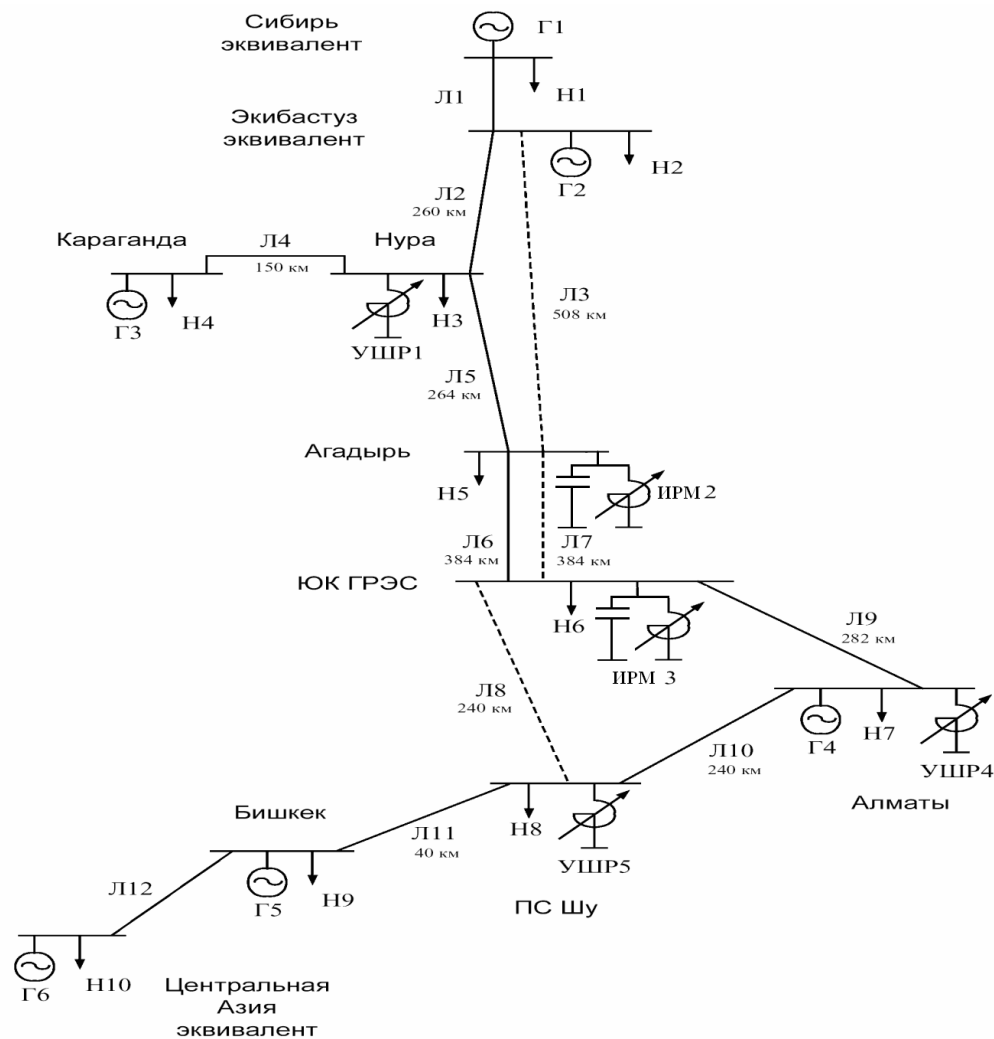
3. Разработаны технические требования на высоковольтные управляемые источники реактивной мощности ИРМ-110/50/25 и ИРМ-110/25/25. Приведены примеры технических спецификаций.

4. Разработана концепция оснащения сети 110/35/6 кВ ОАО «Тюменьэнерго» устройствами компенсации реактивной мощности, обеспечивающая максимальный системный эффект.

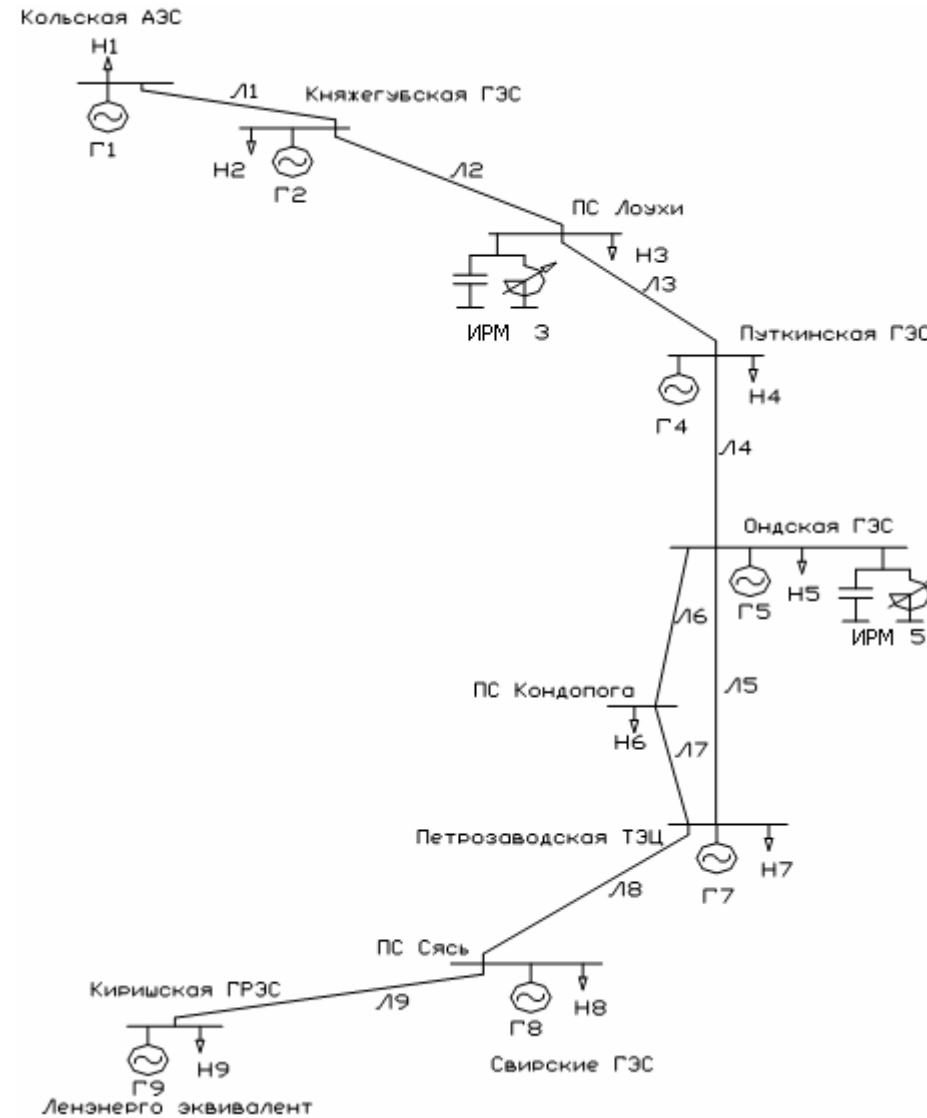
Показано, что:

- при загрузке сети 110 кВ в пределах 50÷70% от проектной, **значительная часть подстанций имеет заниженные рабочие напряжения (вплоть до предельно допустимых)**, что обусловлено повышенным уровнем реактивной мощности ($\text{tg}\varphi$ от 0,4 и выше) и «слабой» сетью (более 30 % подстанций 110 кВ имеют токи к.з. ≤ 5 кА);
- дооснащение сети плавно управляемыми устройствами компенсации реактивной мощности, в первую очередь подстанций 110 кВ с токами к.з. ≤ 5 кА позволяет **автоматизировать процесс стабилизации напряжения в узлах нагрузки по заданной уставке в нормальных ремонтных и послеаварийных режимах (технология FACTS)**;
- реализация мероприятий по стабилизации напряжений и компенсации реактивной мощности сети в объеме п.п. 1÷5 (около 5 Гвар) позволит не менее чем в 1,3 раза (дополнительно 2,5 ГВт) повысить пропускную способность сети при одновременном снижении удельных потерь на 20÷30 %.

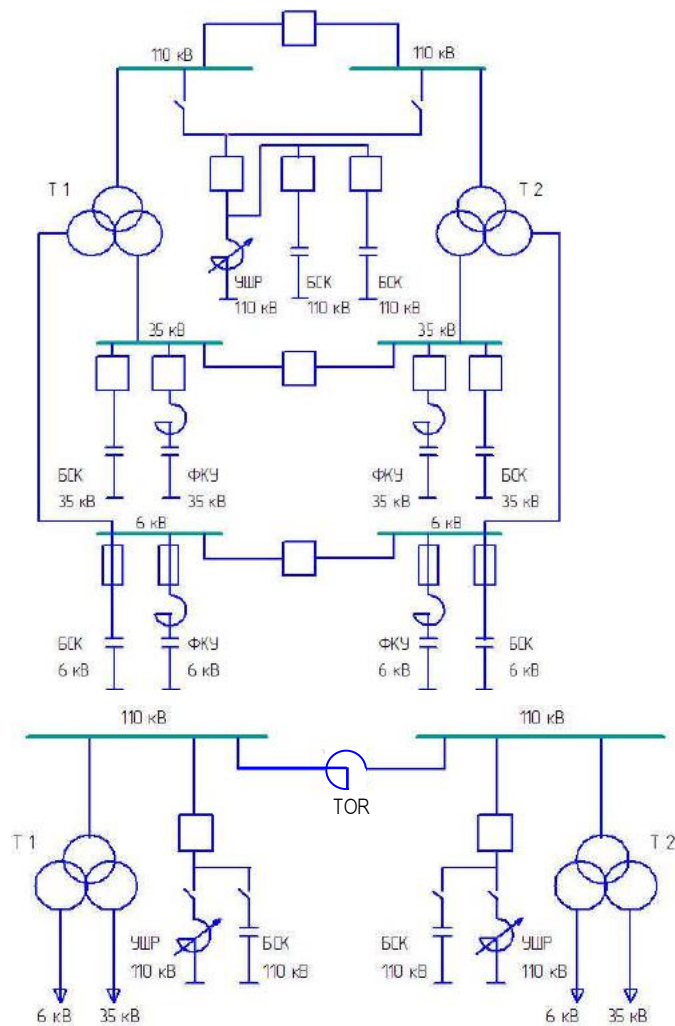
Опыт применения ИРМ на протяженных транзитных электропередачах:
Транзит Север-Юг Республики Казахстан



Опыт применения ИРМ на протяженных транзитных электропередачах:
Кольско-Карельский транзит 330 кВ



Принципиальная схема подключения ИРМ к двухтрансформаторной подстанции 110 кВ.



Функциональное назначение оборудования

БСК(ФКУ)35,6 -

снижение реактивной составляющей тока трансформаторов (вплоть до полной компенсации).

БСК 110 -

повышение напряжения узла нагрузки (вплоть до наибольшего рабочего).

УШР 110 -

Плавное регулирование напряжения узла нагрузки в пределах допустимого рабочего диапазона.

Повышение пропускной способности сети по условиям предельно допустимого рабочего тока и напряжения

Автоматическая стабилизация напряжения узла нагрузки по заданной уставке в нормальных, ремонтных, аварийных и послеаварийных режимах.

Изменение параметров сети до и после ввода в работу ИРМ-110/50/25 на ПП «Таврическая», РФ 2008 г.

(из презентации «Тюмень, 2007. Компенсация реактивной мощности и стабилизация напряжения в электрических сетях ОАО «Тюменьэнерго», питающих предприятия нефтегазового комплекса»)

Таким образом, достигнуто:

- 1. Увеличение напряжения на ПС «Таврическая» и в прилегающем узле на 4,5%
- Снижение колебаний напряжения в течение суток в 8,7 раз

2. Снижена нагрузка:

2.1 автотрансформаторов на:

ПС «Кирилловская»	по полному току	на 3,2%
	по реактивной мощности	9,2%
ПС «Прогресс»	по полному току	на 2,2%
	по реактивной мощности	20 %



питающих линий:

2.2 ВЛ – 110 Кирилловская - Айка	по полному току на	12 %
	по реактивной мощности	37 %
2.3 ВЛ – 110 Инга – Таврическая	по полному току	на 7 %
	по реактивной мощности	33 %
2.4 ВЛ – 110 Прогресс – Таврическая	по полному току	на 6,5%
	по реактивной мощности	35 %
2.5 ВЛ – 110 Прогресс – Фотон	по полному току	на 6,6%
	по реактивной мощности	42 %

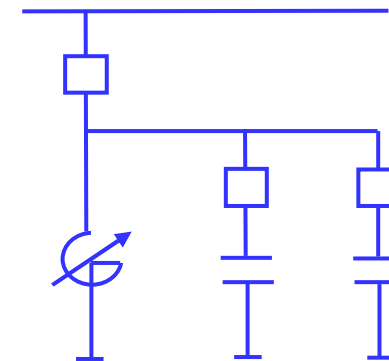
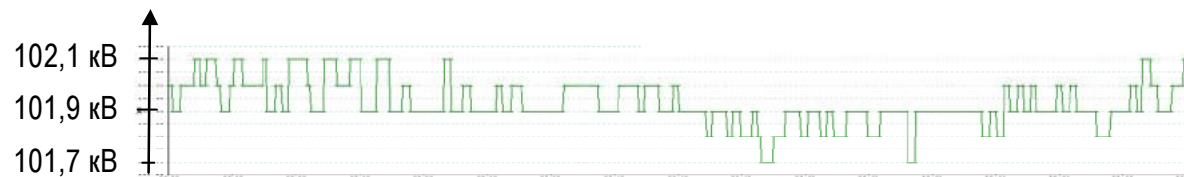
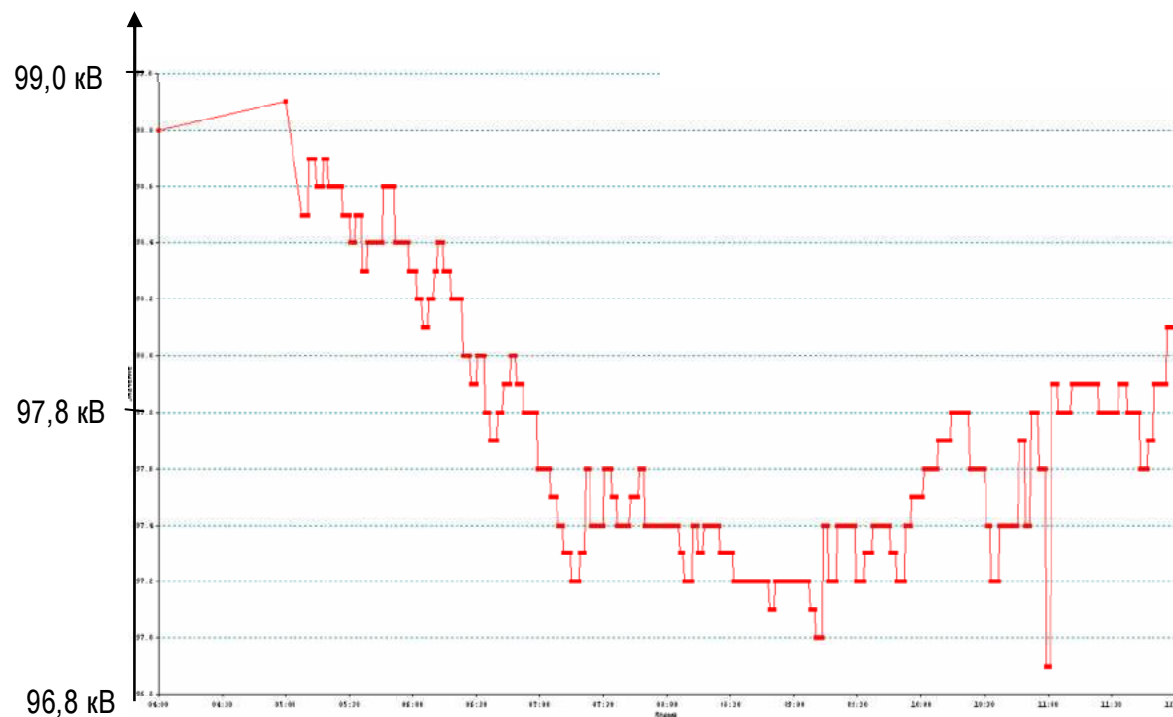


График напряжения на ПП «Таврическая»

(из презентации «Тюмень, 2007. Компенсация реактивной мощности и стабилизация напряжения в электрических сетях ОАО «Тюменьэнерго», питающих предприятия нефтегазового комплекса»)



Режим с ИРМ-110/50/25
 $\Delta U = 0,4$ кВ



Режим без ИРМ-110/50/25
 $\Delta U = 2,0$ кВ

1. Основные типы и эффективность устройств FACTS.

1.1. В мире налажено производство следующих типов устройств управления индуктивно-ёмкостными параметрами сети (устройства FACTS) :

- нерегулируемые индуктивные (реакторы) и ёмкостные (батареи статических конденсаторов);
- дискретно регулируемые индуктивно-ёмкостные (группы реакторов и (или) батарей конденсаторов);
- плавно регулируемые индуктивно-ёмкостные (электромашинные, полупроводниковые, **магнитно-полупроводниковые** и прочее).

1.2. Устройства FACTS **позволяют решить проблему стабильности напряжения** любой современной сети 110-500 кВ;

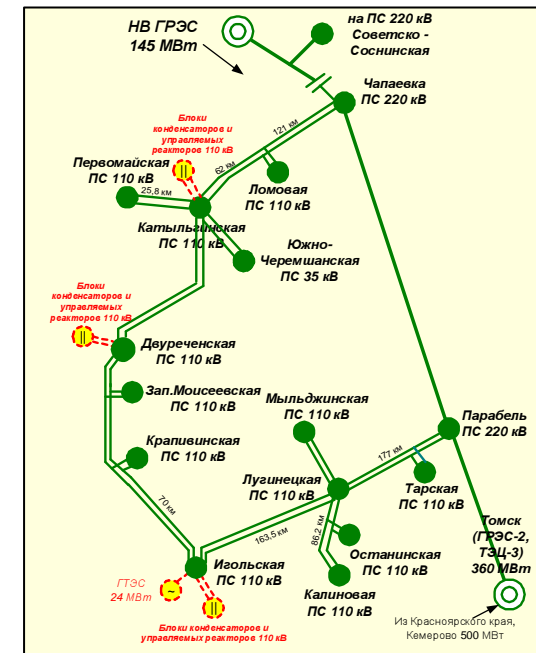
- **ликвидируют** предпосылку развития системных аварий;
- **повышают** пропускную способность сети (до 1,5 раз);
- **практически исключают** (в десятки раз уменьшают число срабатываний) работу коммутационного оборудования при регулировании напряжения узлов нагрузки;
- **до 30 % снижают** удельные потери электроэнергии.

2. Пример применения ИРМ -110/25/25 на основе УШР и БСК в сети 110 кВ

2.1. К исходу 2003года на нефтяных месторождениях Южного Васюгана ОАО «Томскнефть» возникла кризисная ситуация. **Пропускная способность** электропередачи 110 кВ «Парабель-Лугинецкая-Игольская-Крапивинская» **была исчерпана, а уровни напряжения на ПС-110 «Крапивинская» не превышали 85 % номинального.**

2.2. Даже непродолжительный период эксплуатации ИРМ-110/25/25 позволяет отметить, что реакторы совместно с батареями статических конденсаторов:

- **обеспечивают оптимальные потоки реактивной мощности позволяющие довести передаваемую мощность до предельно допустимой по сечению проводов.** Необходимость перевода региона на напряжение 220кВ потеряло свою актуальность.
- **снижают потери активной мощности** в проводах ВЛ-110кВ. При нагрузке 72 МВт потери составляют 7,5 МВт против 11,9 МВт, в том числе в сетях ООО «ЭнергонефтьТомск» 1.8 МВт против 2.9 МВт.
- **обеспечивают плавную автоматическую стабилизацию заданных уровней напряжения в установившихся режимах,** при сокращении числа коммутаций БСК и РПН в десятки раз.



Опыт эксплуатации схемы компенсации реактивной мощностей электрической сети 220/35/10/6 ООО «Нарьянмарнефтегаз»

г. Нарьянмар

01 ноября 2010г.

- К исходу 2008 года в развивающейся локальной электрической сети 220/35/10/6 ООО «Нарьянмарнефтегаз», питающей нефтегазовые месторождения Южное Хыльчую (Ненецкий автономный округ), возникла сложная ситуация с включением ВЛ 220 кВ «Южное Хыльчую - Варандей» длиной 150 км. При включении этой линии значительно повышалось напряжение на приемном конце, и до 40 Мвар увеличивался сток реактивной мощности с линии на передающем конце. Две (из пяти планируемых) уже введенные на тот момент в эксплуатацию ГТУ, по 25 МВт каждая, не могли обеспечить включение ВЛ 220 кВ до ПС «Варандей». По расчетам проектного института требовалось задействовать как минимум три ГТУ. Но даже после введения в эксплуатацию всех пяти ГТУ не снималась проблема их неустойчивой работы. В результате, небольшие изменения нагрузки в пределах 1МВт, при общей загрузке сети более 20 МВт, регулярно приводили к аварийным остановкам генераторов и полному погашению электрической сети. В течение 2009 года и первой половины 2010 года произошло несколько десятков таких блэкаутов.
- Ситуация радикальным образом изменилась после ввода в эксплуатацию схемы компенсации реактивной мощности, содержащей четыре ШР по 3,3 Мвар каждый, один УШР с подмагничиванием мощностью 25 Мвар и два ИРМ мощностью ± 25 Мвар каждый (рис. 1), разработанной инженеринговой компанией ООО «Электросетевые компенсаторы» (ООО «ЭСКО»).
- После ввода в эксплуатацию схемы компенсации реактивной мощности во второй половине 2010 года:
 - электрическая сеть 220/35/10/6 ООО «Нарьянмарнефтегаз» устойчиво работает при любых реально возникающих колебаниях нагрузки, вплоть до 10 МВт;
 - на подстанциях 220 кВ «Южное Хыльчую» и «Варандей» напряжение 220 кВ автоматически стабилизируется по заданной уставке в рабочем диапазоне 220 ÷ 230 кВ с точностью ± 1 кВ независимо от текущей нагрузки сети;
 - во всех режимах работы сети – нормальных, послеаварийных, пусковых – работа генераторов с недовозбуждением исключена;
 - пропускная способность сети 220/35 кВ приведена в соответствие с проектными значениями: номинальная мощность передачи сети 220 кВ «Южное Хыльчую - Варандей» - 20 МВт (с перспективой увеличения мощности до 100 МВт), сеть 35 кВ ЦПС «Южное Хыльчую» - 95 МВт.

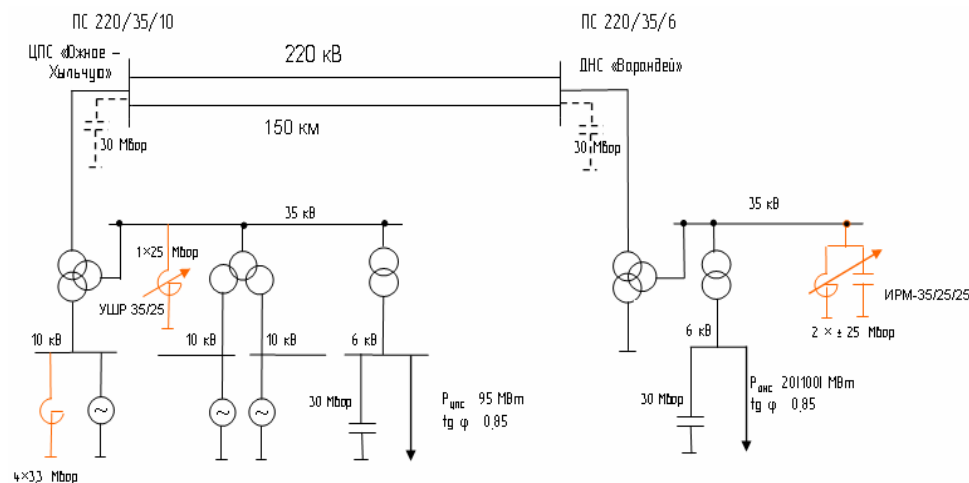


Рис 1. Схема компенсации реактивной мощности в электрической сети 220/35/10/6 ООО «Нарьянмарнефтегаз»

Главный энергетик ООО «Нарьянмарнефтегаз»

С. Л. Найман

Выдержки из «Концепции системы регулирования напряжения и реактивной мощности в ЕНЭС» ОАО ФСК ЕЭС (приказ от 14.03.2008 № 62)

.... п.3.5. Уровни напряжения в сетях 220-110 кВ

Сети 220-110 кВ ЕНЭС с повышенными или пониженными уровнями напряжения

МЭС	ЭНЕРГОСИСТЕМА
Восток	Амурская, Дальневосточная
Сибирь	Алтайская, Томская, Бурятская, Читинская, Хакасская, Томская, Кузбасская
Западная Сибирь	Тюменская
Урал	Оренбургская, Удмуртская Пермская, Свердловская/Свердловская
Волга	Пензенская, Саратовская, Самарская, Ульяновская,
Юг	Кубанская/Кубанская
Центр	Липецкая, Воронежская, Рязанская
Северо-Запад	Смоленская, Брянская

Приведены участки сети, на которых $U_{\text{факт}} \leq 0,95 U_{\text{ном}}$ (синий) или $U_{\text{факт}} \geq 1,1 U_{\text{ном}}$ (красный).

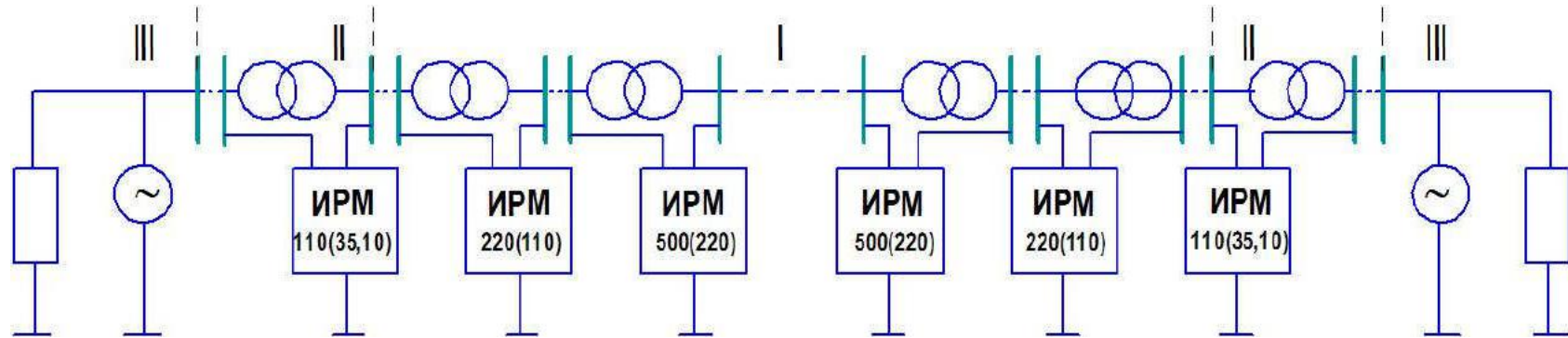
Многолетний опыт показывает, что если напряжение на шинах 220 кВ и выше центров питания выходит за указанные границы или диапазон изменения напряжения в течение суток $d \geq 5\%$ от $U_{\text{ном}}$, то в большинстве случаев в распределительной сети не выполняются нормы ГОСТ 13109-97 по отклонению напряжения.

п.3.6. Характеристика качества электроэнергии по отклонению напряжения на шинах 220-110 кВ подстанций ЕНЭС

Анализ режима работы сетей 220 кВ и выше ЕНЭС за последние годы показывает, что число подстанций ЕНЭС на шинах которых в течение суток $d \geq 5\%$ от $U_{\text{ном}}$ составляет не менее 40%. Следовательно, соответствующее число распределительных сетей находится в крайне сложных условиях при обеспечении качества электроэнергии по отклонению напряжения на зажимах потребителей.

...

1. Принципы (концепция) оснащения электрической сети 110-500кВ высоковольтными источниками реактивной мощности.



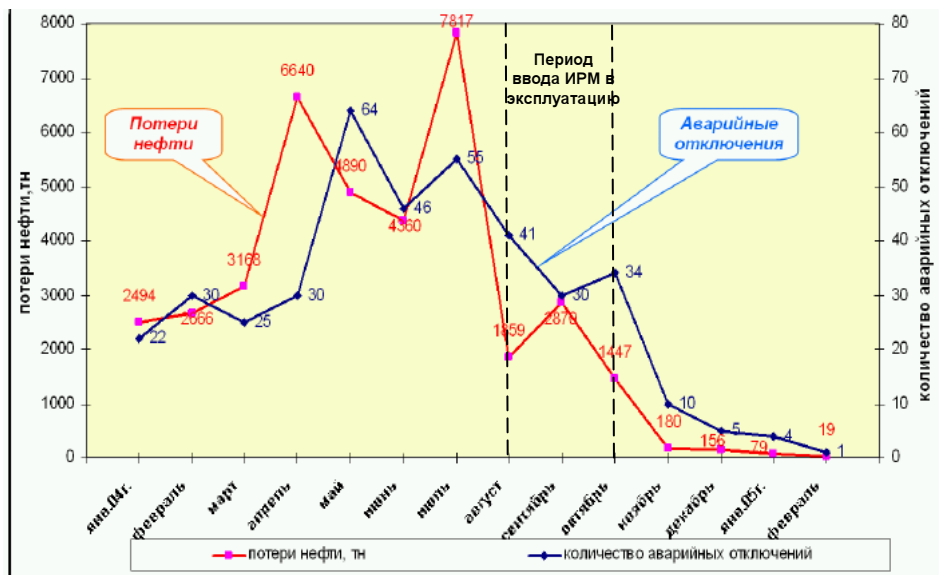
- 1.1. **Рассредоточенность (локализация)** – по классам напряжения и узлам нагрузки(чем чаще, тем лучше эффект).
 - 1.2. **Секционирование («эшелонированность»)** - законченность технологического процесса управления режимами напряжения в рамках отдельно хозяйствующего объекта.
 - 1.3. **Достаточность (в пределах каждого «эшелона»)** - для обеспечения управляемости напряжения сети в нормальных, ремонтных и аварийных режимах.
- 2. Достижимые результаты (по итогам исследований режимов сетей МРСК «Тюменьэнерго», Дальневосточной МРСК, ФСК РФ, ОАО «КЕГОС» и др.).**
- 2.1. **Автоматическая стабилизация напряжения сети 110-500 кВ по заданной уставке** в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах.
 - 2.2. **Исключение коммутационного оборудования** из процессов регулирования напряжения в нормальных режимах.
 - 2.3. **Повышение пропускной способности** существующей сети до 1,5 раз.
 - 2.4. **Снижение удельных потерь** до 20-30%.
- 3. Общая потребность в установленной мощности ИРМ составляет не менее 100 % от значения максимума потребления мощности сети 110-500кВ.**

Выводы

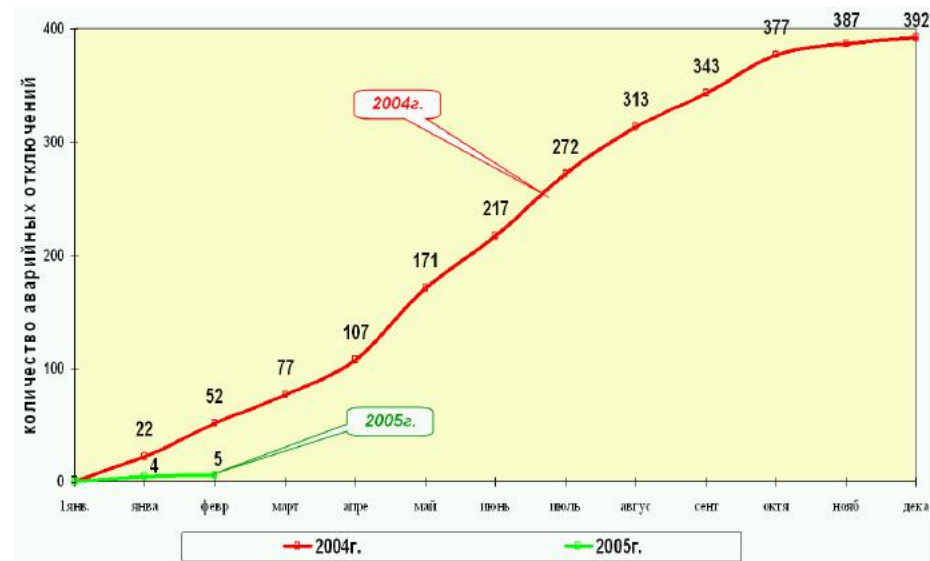
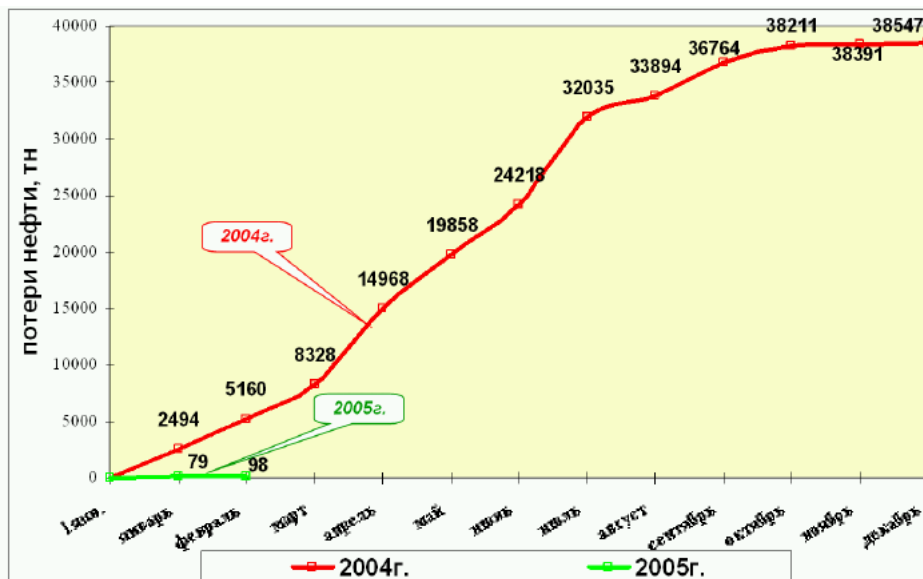
1. В высоковольтной сети РФ наблюдается массовое отклонение рабочих значений напряжений за пределы, превышающие требования ГОСТ ($\pm 15\%$ вместо 5%). Даже в нормальных режимах отклонения напряжений близки к предельно допустимым для электросетевого и присоединённого оборудования, что является прямой предпосылкой к возникновению «лавины» напряжения от локальной аварии.
2. Нестабильность напряжения имеет тенденцию к снижению значений напряжений в опорных узлах нагрузки в максимальных режимах, что уменьшает пропускную способность электрической сети против проектных значений на $20\div 30\%$.
3. Колебания напряжения сопровождаются увеличенными перетоками реактивной мощности в электрической сети, приводящими к увеличению потерь до $1,5$ раз.
4. Проблема решается дооснащением электрической сети внутрисетевыми управляемыми источниками индуктивно-емкостного типа до технически целесообразного уровня, широко производящимися как в РФ, так и за рубежом.

Заключение.

1. Хронический, нарастающий год от года дефицит внутрисетевых управляемых устройств индуктивно-емкостного типа связан с отставанием технической политики электроэнергетических компаний от законодательных и хозяйственных реформ отрасли в части самодостаточности хозяйственных объектов по обеспечению собственных технологических процессов.
2. В части обеспечения стабильности и управляемости высоковольтной электрической сети сохраняется приоритет на применение исчерпавших себя внешнесетевых источников реактивной мощности (включая использование в качестве таковых генераторов электрических станций) при очевидно не достаточном объёме внутрисетевых управляемых устройств индуктивно-емкостного типа.
3. Отсутствуют условия формирования рынка внутрисетевых управляемых устройств индуктивно-емкостного типа как средств обеспечения стабильности напряжения в пределах одного класса напряжения с исключением механизма корректировки падений напряжения в нормальных режимах (РПН, вольтдобавочные трансформаторы и пр.).
4. Отсутствуют эффективные механизмы широкомасштабного оснащения электрической сети внутрисетевыми управляемыми устройствами индуктивно-емкостного типа, позволяющие ликвидировать тенденцию хронического нарастания их дефицита.



Из презентации главного энергетика ОАО «ЮКОС»



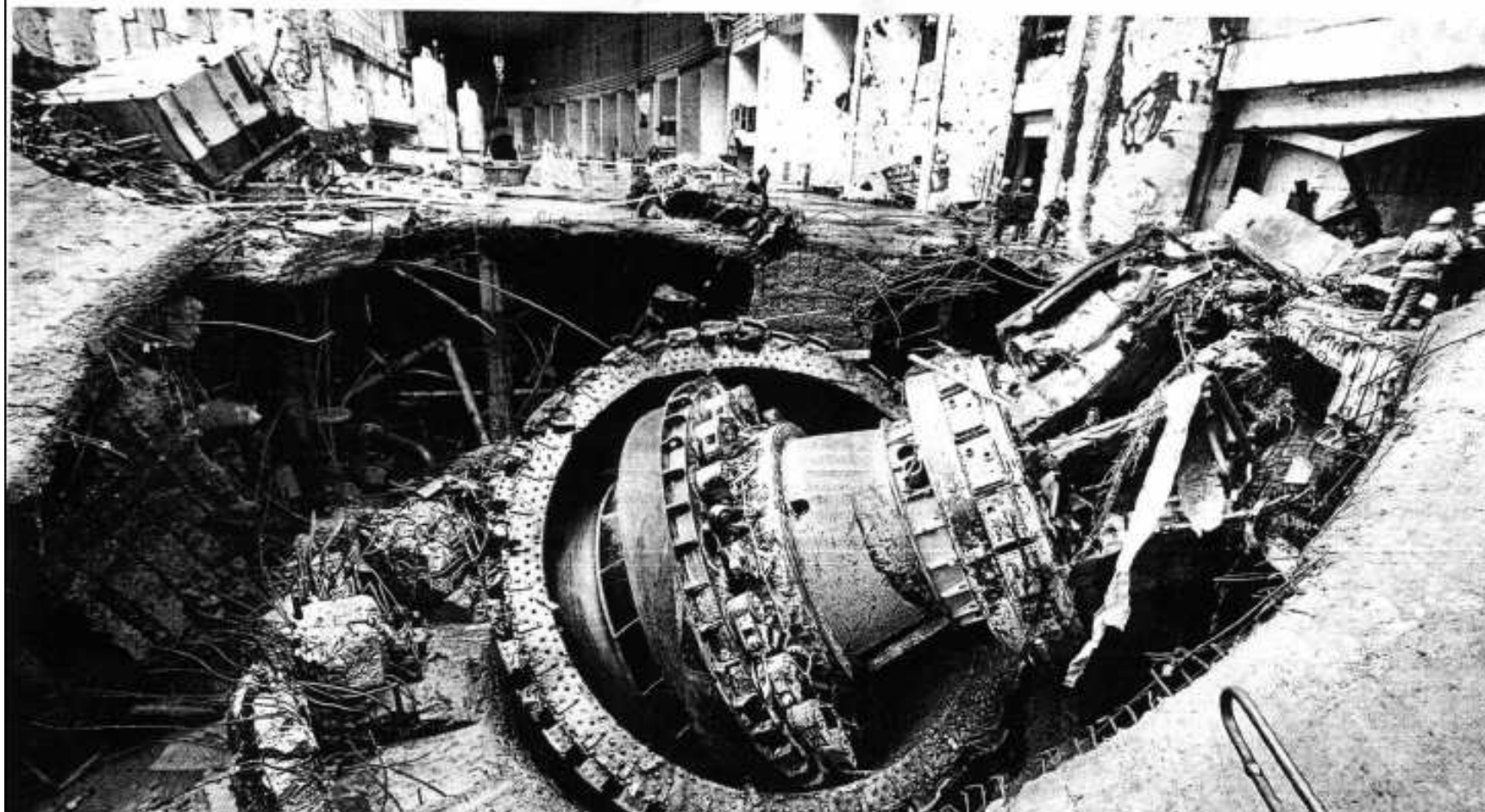
Издание Федерального Собрания Российской Федерации


 парламентская газета

www.pnp.ru

СРЕДА, 13 ЯНВАРЯ 2010

специальный выпуск | выходит с мая 199



Ф.И.О. эксперта, занимаемая должность	Выводы	Рекомендации	Подпись, дата
<p>Брянцев Александр Михайлович, д.т.н., профессор МЭИ ТУ, главный конструктор ООО «Электросетевые компенсаторы»</p>	<p>1. Одним из обстоятельств режима эксплуатации гидрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС, негативно сказывающихся на эксплуатационном ресурсе силового оборудования, явилось переключивание функций сетевых компенсаторов реактивной мощности на гидрогенераторы.</p> <p>2. Переключивание функций электросетевых компенсаторов реактивной мощности на генераторы Саяно-Шушенской ГЭС осложнило послеаварийный режим в прилегающей сети не по условию дефицита активной мощности, а по условию её передачи по сети к потребителю.</p> <p>3. 3. Покрытие дефицита устройств компенсации реактивной мощности электрической сети за счёт генерации носит системный характер для большинства регионов высоковольтной электрической сети РФ. Это снижает функциональные возможности и ухудшает эксплуатационные режимы генераторов электрических станций и приводит к снижению надёжности электроэнергетической системы в целом и осложнению послеаварийных ситуаций вплоть до развития крупных системных аварий.</p>	<p><u>В сфере технической политики:</u> Переработать в сторону ужесточения требования к ограничению перетоков реактивной мощности, нормализации и степени стабилизации напряжения высоковольтной сети 110-500 кВ на границах раздела субъектов хозяйствования (ФСК-МРСК, ФСК-ОГК, ФСК - потребитель и т.д.).</p> <p><u>В сфере технического контроля и надзора:</u> Разработать систему стимулирования и механизмов понуждения хозяйствующих объектов к соблюдению переработанных требований (см. пункт в сфере технической политики) (отраслевые стандарты, приказы, распоряжения и т.д.).</p> <p><u>В сфере экономической политики:</u> Создать систему экономической мотивации к оснащению сети 110-500 кВ сетевыми компенсаторами реактивной мощности до технически целесообразного уровня.</p>	 16.11.2008