

## СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	4
ВВЕДЕНИЕ.....	5
РАЗДЕЛ 1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТОК ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ УСТАНОВОК БОЛЬШОЙ МОЩНОСТИ И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	13
1.1 Состояние разработок ветроэлектрических установок большой мощности.....	13
1.2 Особенности турбогенераторной схемы ветроэлектрических установок большой мощности.....	20
1.3 Применение преобразовательной техники в ветроэлектрических установках большой мощности.....	23
1.4 Постановка задачи исследования.....	30
Выводы по разделу 1.....	30
РАЗДЕЛ 2 ИССЛЕДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ВЭУ С АЭРОДИНАМИЧЕСКОЙ МУЛЬТИПЛИКАЦИЕЙ.....	32
2.1 Аэродинамические особенности ВЭУ АМ .....	32
2.2 Разработка функциональной схемы и математической модели электромеханической системы ВЭУ АМ .....	37
2.3 Исследование статических и динамических характеристик ВЭУ АМ при малых скоростях ветрового потока.....	43
Выводы по разделу 2.....	50
РАЗДЕЛ 3 ПОСТРОЕНИЕ СХЕМ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ В ВЭУ АМ ПРИ РАБОТЕ С МАЛЫМИ СКОРОСТЯМИ ВЕТРОВОГО ПОТОКА.....	52
3.1 Общая постановка.....	52
3.2 Схемы преобразователей частоты с ведомым сетью инвертором (ВСИ) и параллельным включением выпрямителей.....	57

3.3 Схема преобразователя частоты с ВСИ и параллельным соединением выпрямителей и импульсным повышающим преобразователем напряжения .....	65
3.4 Схемы преобразователей частоты с ВСИ и последовательным соединением выпрямителей.....	76
Выводы по разделу 3.....	78
<b>РАЗДЕЛ 4 ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ПОСТРОЕНИЯ</b>	
<b>СХЕМ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ ВЭУ АМ БОЛЬШОЙ</b>	
<b>МОЩНОСТИ .....</b>	<b>80</b>
4.1 К вопросу выбора типа инвертора для ВЭУ АМ.....	80
4.2 Повышение эффективности ВЭУ АМ использованием высокочастотных генераторов.....	84
4.3 Обеспечение устойчивости работы ВСИ при колебаниях напряжения сети.....	90
4.4 Выбор фазности схемы инвертирования для обеспечения электромагнитной совместимости с сетью.....	96
4.5 Схемы преобразования энергии в ВЭУ АМ с использованием АИН.....	101
4.6 Основные результаты разработки и исследований преобразователей частоты для ВЭУ АМ.....	106
Выводы по разделу 4.....	114
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>116</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....</b>	<b>118</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А РАСЧЕТ КПД ИППН ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ ЧАСТОТЫ МПЧ-Т2ТПТ-418-690-50 УХЛ4.1.....</b>	<b>129</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б АКТЫ ВНЕДРЕНИЯ.....</b>	<b>132</b>

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АИН – автономный инвертор напряжения

В – выпрямитель

ВК – ветроколесо

ВСИ – ведомый сетью инвертор

ВТ – ветротурбина

ВЭС – ветроэлектростанция

ВЭУ – ветроэлектрическая установка

ВЭУ АМ – ветроэлектрическая установка с аэродинамической мультипликацией

ИППН – импульсный преобразователь повышающего напряжения

КПД – коэффициент полезного действия

ЛЭП – линия электропередачи

ПЧ – преобразователь частоты

РЧ – регулятор частоты

СГИ – синхронный генератор индукторный

СР – согласованный реактор

ТГ – турбогенератор

УШР – управляемый шунтирующий реактор

ШИМ – широтно-импульсная модуляция

ШР – шунтирующий реактор

## ВВЕДЕНИЕ

Непрерывное удорожание производства электрической энергии, генерируемой традиционными способами, связанное с уменьшением или нехваткой топливно-энергетических ресурсов, как во всем мире, так и в Украине, вызывает интенсивный рост генерирующих мощностей с использованием альтернативных источников энергии. К числу последних относят и ветроэнергетику.

По данным Международного энергетического ежегодника, органа энергетической информационной администрации США, выработка ветроэнергетическими установками (ВЭУ) возросла с 1,72 до 24,5 млрд.кВт.ч. в период 1985 по 2000 г.г. Благодаря устойчивой динамике роста суммарной установленной мощности ВЭУ для отображения тенденции роста в прошлом периоде используются экспоненциальные модели [17]. Согласно этих моделей, к 2010 г. суммарная мощность должна увеличиться до 74 ГВт, что означает, что при коэффициенте использования  $K_{исп} \approx 0,2$  выработка электроэнергии должна возрасти к 2010 г. до 130 млрд.кВт.ч [17]. В 2007 г. общая установленная мощность достигла 93,6 ГВт, что превысило прогнозные оценки, и, в связи с этим, Всемирная ветроэнергетическая ассоциация (WWEA) установила свой прогноз роста установленной мощности ВЭУ к 2010 г. до 160-170 ГВт. [12].

Исходя из этих прогнозов, ожидается, что к 2020 г. доля вырабатываемой энергии только ВЭУ составит 15% от вырабатываемой электроэнергии, что составляет половину от общего прогноза использования альтернативных источников.

При промышленном производстве в настоящее время наибольшее распространение получили ВЭУ с горизонтальной осью вращения ветровых колес. Зарубежный опыт показывает, что наиболее эффективными являются ВЭУ с генерируемой мощностью свыше 1000 кВт. На долю наиболее известных мировых производителей ВЭУ (Германия, США, Испания, Индия, Китай), в

2007 г. приходилось более 68 ГВт установленной мощности ВЭУ, что составляет 72% от общей установленной мощности. Украина в 2007 г. имела 89 МВт установленной мощности и находилась на 30 месте в мире с производством электроэнергии при помощи ВЭУ (менее 1%) [12]. Для Украины характерно использование ВЭУ с генерируемой мощностью 100-200 кВт. Имеются опытные установки с мощностью 400, 700, 1000 кВт. [14]. Развитие отечественных ВЭУ существенно отстает от мировых тенденций [37,39].

Существующая в Украине «Комплексная программа строительства ветровых электростанций» предусматривает разработку и строительство новых ВЭУ. Но, в связи с недостаточным финансированием, Украина существенно отстала от зарубежных стран в части разработок и построения новых ВЭУ мощностью 1000 и более кВт.

Проведенный анализ состояния и тенденций развития ветроэнергетики позволяет сделать вывод о продолжении ее развития по следующим основным направлениям ветроэнергетики [12, 14,17, 37, 48, 70, 71, 72, 73, 74, 76, 85, 86, 101, 112, 113, 114, 115]:

1 Совершенствование традиционной классической схемы ВЭУ с двухрежимным асинхронным генератором 1000-1500 об/мин и мультипликатором (фирмы Vestas, Micon, Bonus и др.).

2 Внедрение безмультипликаторной схемы ВЭУ с тихоходным многополюсным синхронным генератором и преобразователем частоты электрического тока (фирмы Enercon, Hennesis, Scan Wind Group AS и др.).

Новая схема WinWinD представляет собой нечто среднее между первым и вторым направлениями – ветровая установка мощностью 1000 кВт с относительно тихоходным генератором 150...200 об/мин и одноступенчатым планетарным мультипликатором.

Стремление к максимальному отбору мощности приводит к существенному усложнению архитектуры ВЭУ, либо за счет установки мультипликатора, либо большого веса тихоходного многополюсного генератора. Отсюда следует, что наиболее привлекательными являются

безмультипликаторные схемы с переменным числом оборотов ветроколеса, что позволяет работать с максимальным отбором мощности при изменении ветрового потока.

В любом случае необходимо наличие преобразователя, сложность которого зависит от типа применяемого генератора, мощности, уровня напряжения и требований по электромагнитной совместимости с питающей сетью.

Украинскими учеными (школа Голубенко Н.С.) ПКТБ «Конкорд» (г.Днепропетровск) создана уникальная ВЭУ с аэродинамической мультипликацией оборотов лопастей турбин генераторов, расположенных на лопастях ветрового колеса, что позволило исключить сложный мультипликатор и обеспечивать генерацию энергии в сеть без преобразователя в широком диапазоне изменения скоростей воздушного потока [14].

Вместе с тем, при работе в диапазоне ветрового потока 3...6 м/с, что наиболее характерно для большинства районов Украины, а также для реализации автономного режима, требуется использование преобразователя.

Наличие трех генераторов на ветровом колесе требует учета специфики их работы в комплексе с преобразователями и сетью.

В связи с вышеизложенным, задача рационального построения схемы преобразования ветровой энергии в электрическую, а также повышения мощности в единице с целью повышения эффективности работы ВЭУ с аэродинамической мультипликацией с использованием достижений силовой электроники, создание импортозамещающего оборудования, является актуальной научно-технической задачей и имеет важное научное и практическое значение.

#### ***Связь работы с научными программами, планами, темами***

Тема работы соответствует направлению работ по государственной программе «Про утверждение комплексной программы по дальнейшему развитию инфраструктуры и проведению хозяйственной деятельности на земном континентальном шельфе» (Постановление Кабинета Министров Украины №713

от 31.05.2002 г.) и направлением научно-технической деятельности ООО «НИИ «Преобразователь» (хоз. договор №02 от 04.11.2009 г. с ООО «Антарес» г. Днепропетровск).

### ***Цель работы***

Целью работы является повышение эффективности преобразования ветровой энергии в электрическую в ветроэлектрических установках с аэродинамической мультипликацией путем построения рациональных структур электромеханической системы для разных мощностей и условий использования.

Для достижения цели решаются следующие задачи исследований:

- выполнить анализ современного состояния преобразования ветровой энергии в электрическую, архитектуры силовых схем электромеханических систем ветроэлектрических установок, методов их исследований;

- разработать функциональные схемы и математические модели электромеханической системы ветроэлектрической установки с аэродинамической мультипликацией и исследовать особенности процесса преобразования энергии ветрового потока в электрическую при заданных постоянных оборотах ветротурбин;

- разработать архитектуру силовых схем преобразования энергии для работы на мощную сеть и в автономном режиме;

- обосновать наиболее рациональную схему преобразователей для работы при малых скоростях ветрового потока;

- разработать требования к регуляторам преобразователей напряжения для обеспечения стабильной и эффективной работы электромеханической системы ветроустановки с аэродинамической мультипликацией.

*Объект исследования* – процессы преобразования ветровой энергии в электрическую в электромеханической системе.

*Предмет исследования* – параметры и схемы электромеханической системы ветроэлектрической установки с аэродинамической мультипликацией.

### *Методы исследования*

Разработка функциональной схемы и создание математической модели электромеханической системы ВЭУ АМ выполнена с использованием теории автоматического регулирования; проверка достоверности модели экспериментальным методом, разработка алгоритмов управления импульсных преобразователей, требований к параметрам, обеспечивающим устойчивость ведомого сетью инвертора, работающего с импульсным преобразователем, аналитическими методами; проверка электромагнитной совместимости инверторов на математических моделях, аналитическим и экспериментальным методами.

### *Научные положения, выносимые на защиту:*

1. Эффективность преобразования энергии ветрового потока в электрическую в ветроэлектрической установке с аэродинамической мультипликацией достигается при постоянной частоте вращения ветротурбин и изменяющейся скорости ветрового потока при поддержке баланса мощности ветроколеса и ветротурбины.

2. Относительное значение внутреннего активного сопротивления источника к сопротивлению нагрузки, которое зависит от скорости ветрового потока и алгоритмов управления ключами импульсного преобразователя, определяет стабильную генерацию энергии в номинальных режимах и при колебаниях напряжения сети.

### *Научные результаты исследования:*

1. Получена зависимость максимальной генерированной мощности при фиксированных частотах вращения ветротурбин при изменяющейся частоте вращения ветроколеса в диапазоне скорости ветрового потока  $V_0 \leq 12$  м/с.

2. Установлено, что наличие неравномерной скорости ветрового потока по высоте и углу оси турбогенератора к плоскости вращения лопастей ветроколеса приводит к появлению дополнительного момента турбогенератора, который имеет положительную постоянную (до 3 %) и переменную



составляющую, амплитуда которой достигает 6,5 % от номинального при номинальной скорости ветрового потока 11,5 м/с.

3. Получена новая аналитическая зависимость между выходным напряжением и относительным эквивалентным внутренним сопротивлением источника, которое является функцией скорости ветрового потока, что позволяет определить критическое значение внутреннего сопротивления источника.

4. Получены аналитические соотношения, которые устанавливают связь между параметрами емкостного фильтра, периодом модуляции импульсного преобразователя повышающего типа и фазностью ведомого инвертора, что обеспечивает устойчивую работу инвертора при колебаниях напряжения питающей сети.

#### ***Практические результаты исследования:***

1. Предложенный режим отбора максимальной мощности при скорости ветрового потока  $< 5$  м/с за счет снижения частоты вращения турбогенераторов до  $0,3...0,5 n_n$  и использования преобразователя частоты позволил увеличить отбор мощности до 10 %.

2. Обосновано, что использование высокочастотных генераторов с преобразователями частоты обеспечивает увеличение мощности ВЭУ АМ до 2000 кВт при повышении КПД до 1,60...2,75 % без существенного увеличения массы и габаритов генераторов.

3. Показано, что реализация преобразователей частоты с ведомым инвертором обеспечивает снижение себестоимости ВЭУ АМ при удовлетворительной электромагнитной совместимости с сетью.

4. Разработана методика расчета регулировочных характеристик импульсного преобразователя напряжения повышающего типа, которая позволила установить, что стабильная генерация может быть обеспечена при синхронной работе ключей импульсных преобразователей и  $R_3^* \leq 0,23$ .

***Достоверность*** полученных научных и практических результатов подтверждена имитационным моделированием и экспериментальными данными.

Полученная зависимость  $P=f(V_0)$  на опытной ВЭУ АМ-759 с

дополнительным ПЧ и показателям качества напряжения при испытании ПЧ типа МПЧ-Т2ТПТ-418-690 У2 на стендах ООО «НИИ «Преобразователь»

Результаты диссертационной работы использованы в НИИ «Преобразователь» (г. Запорожье) при разработке и изготовлении ПЧ типа ПЧ-ТПТ-320-400-50 УХЛ2 для опытной установки ВЭУ АМ типа ТГ-750 для ПФГ «Конкорд» (г. Днепропетровск) и ПЧ типа МПЧ-Т2ТПТ-418-690-50 У3 для ВЭУ АМ типа ТГ-1000 для ВЭС о. Змеиный.

### ***Личный вклад автора***

В работах, которые опубликованы в соавторстве, автору лично принадлежит :

в [ 1 ] - постановка задачи и исследование динамики электромеханической системы ВЭУ АМ; в [2] - выполнен анализ режимов работы ВЭУ АМ при разных скоростях ветрового потока; в [4] – участие в разработках, выбор технических решений, изготовлении и стендовых испытаниях; в [5] - постановка задачи, выбор и анализ технических решений для реализации максимального отбора мощности при малых скоростях ветрового потока; в [6] – обобщенный анализ схем преобразования энергии в ВЭУ АМ для повышения ее эффективности; в [7] – постановка задачи и анализ энергетических характеристик комплекса ПЧ – высокочастотный генератор; в [15] – постановка задачи построения модели и исследование на ней статических характеристик ВЭУ АМ при изменении частоты вращения ветротурбин; в [ 37 ] обоснованы критерии выбора типа инверторов для ВЭУ АМ, которые обеспечивают снижение себестоимости ПЧ и оборудования сети, которая соединяет ВЭС с энергосистемой.

### ***Апробация результатов диссертации***

Основные положения диссертационной работы докладывались на межкафедральном семинаре кафедр электропривода и автоматизации промышленных установок, электроснабжения промышленных предприятий, электрических машин, электрических и электронных аппаратов, теоретической и общей электротехники, физики ЗНТУ, научном совете электротехнического

факультета ЗНТУ, на международных научно-технических конференциях «Проблемы автоматизированного электропривода. Теория и практика», на международной научно-технической конференции «Проблемы повышения эффективности электромеханических преобразователей в энергетических системах (г. Севастополь, 2011, 2012 г.г.), а также научном семинаре по специальности 05.09.03 «Электротехнические комплексы и системы» Государственного ВНУ «Национальный горный университет».

**Публикации.** Основные положения и результаты диссертации опубликованы в 10 научных работах, в т.ч. 8 статей в специализированных научных изданиях Украины, в т.ч. 2 работы опубликованы в изданиях, которые входят в перечень международных научно-метрических баз данных, 2 – в тезисах материалов конференций.

#### ***Структура и объем работы***

Работа состоит из введения, 4 разделов, заключения, списка использованных источников и двух приложений. Общий объем работы 133 стр., в том числе 117 основного текста, 39 рисунков, 16 таблиц, 116 наименований использованных источников на 11 страницах, два приложения на 4 страницах.

## РАЗДЕЛ 1

# АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТОК ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ УСТАНОВОК БОЛЬШОЙ МОЩНОСТИ И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ

### *1.1 Состояние разработок ветроэлектрических установок большой мощности*

В связи с истощением запаса традиционных источников энергии, все большее развитие получают энергоустановки с использованием нетрадиционных возобновляемых источников энергии, значительное место среди которых занимают ветроэлектрические установки.

Принцип действия ВЭУ основан на преобразовании энергии ветрового потока с помощью вращения ветроколеса с лопастями в крутящий момент вала генератора, генерирующего электрическую энергию.

В общем, электромеханическая система состоит из ветроколеса (ротора), мультипликатора, согласующего частоту вращения ветроколеса и генератора, преобразователя, обеспечивающего согласование параметров генерируемой генератором электроэнергии с требованиями электросистемы потребителя.

Конструктивно различают ВЭУ с горизонтальной и вертикальной осями вращения ветрового колеса. В настоящее время для выработки электроэнергии в промышленных условиях наибольшее распространение получили ВЭУ с горизонтальной осью вращения ветрового колеса [12, 14, 17, 40, 42, 61, 84, 113, 114].

Структура, конструктивные и схемные особенности электромеханических систем ВЭУ зависят от ее мощности, конструктивно допустимой скорости ветра, высоты расположения оси ветрового колеса, дальности расположения точки подключения к энергосистеме или потребителю.

Мощность ВЭУ зависит от размеров (диаметра) лопастей ветрового колеса (ротора), конструктивно допустимой скорости ветра и высоты мачты, которые

определяют площадь, равномерность и кинетическую энергию ветрового потока [16].

Максимальная проектная мощность определяется при скорости ветра  $V_0=12$  м/с. Тогда с  $1 \text{ м}^2$  площади, определяемой диаметром ветрового колеса, получается примерно 300 Вт полезной мощности, если колесо спроектировано с коэффициентом мощности  $C_p=0,35\dots 0,45$ .

При превышении скорости ветрового потока более 12 м/с стабилизация полезной мощности осуществляется поворотом лопастей.

При скорости ветрового потока менее 12 м/с угол атаки ветрового колеса остается неизменным, а полезная мощность меняется пропорционально кубу скорости ветрового потока.

В зависимости от назначения и мощности, ВЭУ могут работать с постоянной частотой вращения и с переменной (эффективное использование кинетической энергии ветрового потока).

Период частоты вращения ветроколеса для ВЭУ с мощностью более 500 кВт находится в пределах  $2\dots 6$  с, что определяет их частоту вращения [10, 12, 14, 24, 35].

По виду соединения оси ветроколеса с электрогенератором различают прямое (жесткое) подсоединение, или через повышающий редуктор (мультипликатор).

Использование повышающего редуктора (мультипликатора) позволяет использовать высокооборотный генератор для снижения его массы и себестоимости. Наличие мультипликатора усложняет механическую часть ВЭУ, т.к. он требует обслуживания в эксплуатации, более сложен в изготовлении. Кроме того, он уменьшает полезную мощность ветроколеса. КПД мультипликатора составляет примерно 0,95 [6].

Прямое подключение ветроколеса и электрогенератора устраняют недостатки мультипликатора, но в связи с тихоходностью ветроколеса, генератор имеет большую массу и работает на переменной частоте, что,

безусловно, требует установки преобразователя на полную генерируемую мощность для согласования параметров генератора и сети.

Возрастающие требования к повышению эффективности использования кинетической энергии ветрового потока в рабочем диапазоне изменения скоростей ветрового потока  $V_0=2,5\dots 12$  м/с и более привели к необходимости создания ВЭУ с переменной скоростью вращения и с единичной мощностью 1000 кВт и выше [14, 37, 89, 101].

Ведущими производителями ВЭУ являются Дания (Vestas), Германия (Enercon, Nordex, Siemens и др.), США (GE), Испания (Gamesa, Ecotecnica), Япония (Mitsubishi) и др., диапазон мощностей от 850 до 3600 кВт. Многообразие выпускающих фирм вызывает и многообразие схем преобразования механической энергии в электрическую.

К ветрогенераторам, работающим в составе глобальных энергетических систем, предъявляются чрезвычайно высокие требования, соблюдение которых контролируется международными организациями, такими, как UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity). Сеть UCTE представляет интересы операторов магистральных систем электропередачи в 20 европейских странах, ее основная задача – безопасное функционирование объединенных энергосистем. Ежегодное потребление электроэнергии в сетях UCTE составляет около 2100 ТВт.ч. Данной организацией выработаны требования к режимам работы ветрогенераторов, и с 1 января 2002 г. ни одна ВЭУ, не удовлетворяющая данным требованиям, не может быть подключена к сети.

Не существует специальных стандартов, регламентирующих требования к конструкции ВЭУ. При разработке преобразователей ветрогенераторов обычно применяются принципы и требования, используемые в транспортных применениях, как наиболее сложных:

а) большой срок службы: обычно свыше 20 лет при минимально возможном значении интенсивности отказов FIT (Failure In Time). Высокие показатели надежности должны обеспечиваться при самых жестких условиях эксплуатации, касающихся климатических и механических воздействий, а также

термоциклирования;

- б) хорошая ремонтпригодность;
- в) низкие массогабаритные показатели.

Условия эксплуатации составляющих электромеханической системы сопоставимы с требованиями к условиям эксплуатации на транспорте и энергетике, и являются самыми тяжелыми.

Все приведенные показатели непосредственно влияют на срок службы изделия и стоимость эксплуатации, от них зависит рентабельность и целесообразность всего проекта.

Наиболее частое применение в качестве электрогенераторов нашли следующие типы [14]:

1 Асинхронные генераторы с мультипликатором (фирмы Vestas, Micon, De Wind, Bonus и другие)

2 Безмультипликаторные схемы ВЭУ с тихоходным многополюсным синхронным генератором и преобразователем частоты (фирмы Enercon, Hennesis, Scan Wind Group ASuP и другие).

В новых образцах зарубежных ВЭУ представлена новая схема фирмы WIN WIND ветроустановки мощностью 1000 кВт с относительно тихоходным генератором 150...200 об/мин и одноступенчатым планетарным мультипликатором.

При построении современной ВЭУ используются новейшие технологии и последние достижения механики, электроники, аэродинамики. В соответствии с европейскими стандартами к энергосистеме не может быть подключен генератор мощностью менее 1 МВт, а для снижения стоимости 1 кВт/ч ветроэнергии желательно, чтобы мощность единичной ВЭУ составляла 5...10 МВт. Особенно это справедливо по отношению к наиболее популярным сейчас оффшорным (установленным в море) ветроэлектростанциям, в которых стоимость инфраструктуры может превышать расходы на установку, монтаж и обслуживание. Для таких станций возможности стандартных технологий практически исчерпаны.

С увеличением мощности ВЭУ и, соответственно, с увеличением диаметра ветроколеса, уменьшаются обороты ветроколеса, что обусловлено ограничением линейной скорости конца лопастей, которая для установок средней и большой мощности находится на уровне 60...90 м/с. Для ветроустановок мощностью от 750 до 1000 кВт, диаметр ветроколеса которых находится в пределах от 50 до 60 м, обороты ветроколеса не должны быть более 34 об/мин.

Для обеспечения оборотов ветроколеса от 28 до 34 об/мин при использовании серийных генераторов необходим мультипликатор с передаточным отношением от 35 до 55. Для ВЭУ мощностью от 800 до 1000 кВт вес генератора и мультипликатора составляет от 16 до 20 т [14].

Учитывая то, что асинхронные и синхронные тихоходные генераторы имеют очень большой вес и габариты, в классической схеме ВЭУ средней и большой мощности на практике применяются двухрежимные асинхронные генераторы с оборотами 1000 ... 1500 об/мин в сочетании с мультипликаторами. Долговечность и ресурс таких машин составляет от 15 до 20 лет.

Революционный шаг в совершенствовании ВЭУ сделала фирма "Enercon", которая создала ВЭУ мощностью 600, 1800, 4500 кВт с тихоходными синхронными генераторами с оборотами ротора 38, 22, 12 в минуту соответственно, применив для оптимальной работы с переменными оборотами ветроколеса преобразователь частоты. Вес и стоимость таких генераторов в сочетании с преобразователем частоты значительно выше, чем у классической схемы ВЭУ. Обеспечение приемлемого веса тихоходного генератора достигается за счет диаметра генератора: для ВЭУ мощностью 600 кВт диаметр генератора составляет 5 м, а для ВЭУ мощностью 4500 кВт – 12 м [14].

Безредукторные мотор-генераторы с постоянными магнитами, использование которых наиболее оправданно при низких скоростях вращения, имеют гораздо более простую конструкцию и позволяют получить большую мощность, чем наиболее распространенные в настоящее время асинхронные машины. Правда, в отличие от последних, их работа невозможна без



преобразователя соответствующей мощности, и относительно высокая стоимость ограничивает широкое применение машин такого типа.

Использование в ветротурбинах стандартных низковольтных (LV напряжением менее 1 кВ) генераторов переменной частоты становится проблематичным при токах в несколько килоампер, а стоимость 1 кВт энергии при этом начинает превышать допустимые пределы. Одним из возможных решений для данного диапазона мощности, особенно при работе на переменной частоте, является применение статических преобразователей напряжения, работающих в MV-диапазоне при напряжении 3 - 6 кВ и выше.

Анализ состояния развития ВЭУ за рубежом показывает следующее:

1. Наметилась четкая тенденция увеличения единичной мощности ВЭУ (до 5000 кВт и выше).

2. Стремление упростить механическую часть ВЭУ привело к созданию тихоходных генераторов с безмультипликаторным соединением с ветроколесом.

3. Необходимость повышения эффективности использования кинетической энергии ветрового потока привело к созданию ВЭУ, работающих с переменной частотой вращения ветроколеса, что потребовало использования преобразователей частоты для согласования параметров генерируемой энергии с параметрами сети.

4 Увеличение мощности ВЭУ привело к использованию более высоких уровней напряжений - 2 - 6 кВ.

Важным моментом в работе ВЭУ является обеспечение устойчивой работы в системе ВЭУ – сеть. Как известно, скорость ветрового потока не стационарна и зависит от высоты оси ветроколеса, погодных условий и условий местности [19, 49]. Значительные изменения его скорости приводят к колебаниям момента ветроколеса, и, соответственно, электромагнитного момента генератора, токов и мощности в сети. Эти колебания частично демпфируются механической инерционностью ветроколеса и ротора генератора. Для уменьшения динамических толчков момента в механической части ветроколеса-генератор,

используются достаточно сложные демпфирующие устройства, что существенно усложняет конструкцию и эксплуатацию механической части ВЭУ.

Поэтому важным моментом является построение систем управления, обеспечивающих максимальную отдачу электроэнергии в сеть, а также поддержание требуемых параметров системы: тока, напряжения, мощности [48,52, 54, 55, 56, 60, 64, 66, 75, 77, 79, 91, 92, 93, 95, 103, 104, 108, 109, 110, 111].

Анализ развития зарубежной ветроэнергетики показывает, что классические схемы ВЭУ с переменными оборотами ветроколеса с мультипликатором или тихоходным многополюсным синхронным генератором в комплекте с преобразователем и системой управления, имеет достаточно сложную архитектуру преобразования механической энергии ветра в электрическую, что приводит к увеличению себестоимости ВЭУ, а также к дополнительным эксплуатационным затратам.

Несмотря на то, что Украина располагает достаточным научным потенциалом для развития ветроэнергетики, а также наличие государственной программы развития ветроэнергетики, из-за недостаточного финансирования реальная реализация программы идет недостаточно быстро и не эффективно. В основном, это установки мощностью до 600 кВт.

ПО «Южный машиностроительный завод» (г. Днепропетровск) совместно с фирмой «Уиндэнерго ЛТД» изготовили и ввели в эксплуатацию около 500 ВЭУ мощностью 100 кВт каждая (по документации американской фирмы Kenetech US Windpower), на базе которых построен ряд ветровых электростанций – Донузлавская, Новоазовская, Сакская, Судакская, Мырнинская, Трускавецкая.

Государственное конструкторское бюро «Южное» (г. Днепропетровск) создало ВЭУ АВЭ-250С мощностью 200-250 кВт, на базе которой построены опытные ВЭС – Восточно-Крымская и Аджигольская (Николаевская обл.) в Украине, Воркутинская и Чукотская ВЭС в Российской Федерации.

Особенностью этой ВЭУ является наличие синхронного генератора, что позволяет ей работать как на промышленную сеть, так и совместно с дизель-генераторной станцией (Чукотская ВЭС).

В течение последних лет дочерняя фирма ДТЭК «ООО «ВИНД ПАУЭР» наметила стратегию строительства крупнейших ветроэнергетических комплексов «ДТЭК Приазовский» (500 МВт), «ДТЭК «Мангуш» (750 мВт).

Ветропарк «ДТЭК «Приазовский» предусматривает строительство Ботиевской ВЭС (200 МВт), Бердянской ВЭС (150 МВт) и Приморской ВЭС (200 МВт), работы по строительству которых начаты в 2012 г. с планируемым завершением в 2016 г.

В 2014 г. предполагалось завершение строительства Ботиевской ВЭС (Запорожская обл.), на которой будет 65 турбин типа V112-30 (Vestas Central Euro), единичной мощностью 3 МВт. Объем инвестиций – примерно 344 млн. Euro.

Первая очередь Ботиевской ВЭС мощностью 90 МВт введена в строй в 2012 г. [116].

Отметим, что практически все работающие станции построены с применением импортного оборудования, что говорит о необходимости создания импортозамещающего оборудования на базе отечественных разработок и будет способствовать целям национальной и энергобезопасности Украины.

### *1.2 Особенности турбогенераторной схемы ветроэлектрических установок большой мощности*

Как отмечалось выше, одной из тенденций развития ветроэлектроустановок большой мощности является применение безмультипликаторных систем. В конце 2002 г. ПФГ «Конкорд»

(г. Днепропетровск, Украина) приступила к созданию принципиально новой высокоэффективной турбогенераторной ВЭУ ТГ-750 мощностью 750 кВт, которая является одним из вариантов построения безмультипликаторных ВЭУ.

Основные отличительные особенности турбогенераторной схемы ВЭУ защищены патентом Украины №49970 по заявке 2000031794 от 30.03.2003 г. Дальнейшее развитие этой схемы получило в установках ТГ-750М и ТГ-1000 [14, 15].

Сущность созданной установки состоит в аэродинамической мультипликации. Основное отличие от принятой схемы ВЭУ заключается в том, что генераторы с турбинами расположены на лопастях ветроколеса ротора, поэтому авторы назвали их турбогенераторными.

Схема турбогенераторной установки с аэродинамической мультипликацией представлена на рис.1.1.

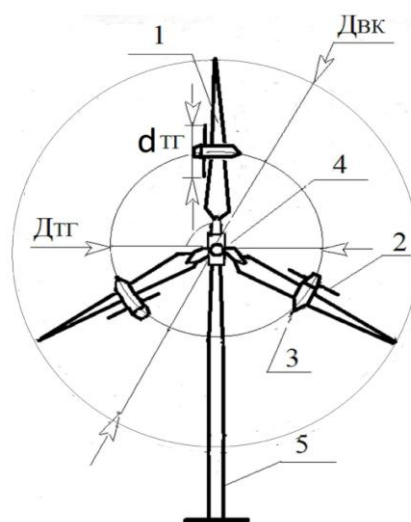


Рисунок 1.1 - Схема турбогенераторной установки

- 1- Лопасти основного ветроколеса; 2 – генераторы;  
3 - турбины (ветроколеса) генераторов; 4 – гондола; 5 - опора (башня)

Турбогенераторная схема позволяет [14, 15]:

- работать с переменной частотой вращения ротора при максимальном использовании кинетической энергии ветрового потока;
- применять синхронные генераторы и работать с постоянной частотой вращения турбин, обеспечивая генерацию энергии в сеть без промежуточного преобразователя;
- уменьшить колебания мощности от порыва ветра за счет значительно большего момента инерции ротора с турбогенераторами по сравнению с классической схемой;
- запуск и останов ВЭУ, а также удержание мощности на заданном уровне при скорости ветра выше номинальной, обеспечивается изменением угла установка только концевых частей лопастей [14].

Турбогенераторные ВЭУ (рис.1.1) состоят из следующих основных частей:

- ротора (ступица с лопастями);
- гондолы с опорно-поворотным устройством;
- металлической опоры;
- системы генерирования электрической энергии;
- системы автоматического управления;
- системы безопасности, обеспечивающей аварийное торможение ротора

при достижении предельных значений частоты ротора, генерируемой мощности, температуры генераторов и других неисправностях.

Турбогенераторная ВЭУ с аэродинамической мультипликацией (ВЭУ АМ), имея назначение для прямого подключения к сети из-за ее особенности (наличия 3-х индукторных генераторов), может работать в режиме максимального отбора мощности при наличии синхронизирующей мощности, возникающей при подключении к питающей сети соответствующей мощности, и содержащей генерирующие источники реактивной мощности.

Эта особенность вызывает ряд проблем, связанных с работой при малых оборотах ротора (малых потоках ветра 2...5 м/с).

Одна из проблем – снижение эффективности преобразования кинетической энергии ветра в электрическую. Для повышения эффективности необходимо снижать частоту вращения турбин генераторов, а, следовательно, и генерирующие частоты и напряжения, что требует установки дополнительного преобразователя малой мощности для согласования с сетью.

Как указывалось выше, постоянство оборотов турбин при генерировании энергии обеспечивается за счет синхронизации последних с сетью.

Для работы в автономном режиме требуется наличие дополнительного источника электрической энергии (например, дизель-генератор) или преобразователя, обеспечивающего работу ВЭУ с удовлетворительным качеством электроэнергии.

С увеличением мощности ВЭУ возникает техническая проблема с установкой массивного генератора на лопастях ротора, поэтому возникает

проблема снижения веса генератора за счет применения более высокой частоты генератора, а, соответственно, необходима установка согласующего преобразователя.

Поскольку генераторы расположены в пространстве со сдвигом 120 градусов, и при вращении находятся на разной высоте, то из-за различных скоростей ветрового потока по высоте [19], и из-за конструктивных особенностей расположения осей турбин относительно плоскости ветрового колеса, на генераторы воздействует переменный момент.

Как указывалось ранее, для повышения эффективности работы ВЭУ необходимо применение преобразователя. Появление преобразователя в электромеханической системе ВЭУ является относительно новым и сложным элементом, что существенно отразилось на себестоимости и надежности всей системы в целом. Поэтому выбору схемы преобразователя должно быть уделено особое внимание.

### *1.3 Применение преобразовательной техники в ветроэлектрических установках большой мощности*

Успешное развитие силовой электроники и, прежде всего, его основной элементной базы – полупроводниковых приборов, оказало существенное влияние на выбор схемных решений [20, 22, 105, 106].

За рубежом наметились, в основном, две тенденции использования преобразователей частоты:

- двухзвенные преобразователи частоты с автономным инвертором напряжения (производители Европы, США и другие) [48];

- двухзвенные преобразователи частоты на основе ведомого сетью инвертора [ 46 ].

Особенностью выбора схем преобразователя частоты с автономным инвертором напряжения зарубежным производителем основывается на следующих предпосылках:

- наличие собственной элементной базы полностью управляемых приборов;

- возможность относительно простого решения ряда задач управления параметрами преобразуемой электрической энергии;

- относительно простое решение проблем электромагнитной совместимости с сетью.

Построение схем преобразователя зависит от выбора типа и номиналов полупроводниковых приборов, что, в конечном счете, определяет надежность и стоимость преобразователя. При этом наметились две тенденции использования полупроводниковых приборов – высоковольтных на 3,3...6,5 кВ и на среднее напряжение 1,2...1,7 кВ. Ниже эти тенденции рассмотрены более подробно.

В последние годы отмечено значительное усовершенствование технологий кристаллов IGBT-транзисторов и IGCT-тиристоров по снижению уровня потерь, повышению допустимых значений плотности тока, повышению рабочего напряжения. В связи с этим, ряд фирм предлагает построение инверторов напряжения для ветрогенераторов на базе высоковольтных силовых ключей [21, 22, 31, 51, 105, 107].

Создание высоковольтных инверторов среднего и высокого напряжения с использованием высоковольтных полностью управляемых полупроводниковых приборов (ключей) предлагается рядом фирм (Mitsubishi, Eupec/Infinition, Westcode и другие), которые производят модули IGBT с рабочим напряжением 3,3; 4,5; 6,5 кВ. Фирма АВВ выпускает высоковольтные тиристоры IGCT на напряжение 4,5; 6 кВ. Несмотря на кажущуюся простоту, основными недостатками преобразователей, построенных на таких ключах, являются:

- высокая стоимость;

- сложность обслуживания;

- небольшое количество производителей, сложность поиска замены;

- относительно низкий КПД;

- ограниченная частота коммутации – до 1 кГц.

Альтернативой преобразователей с высоковольтными ключами стало развитие так называемых многоуровневых и каскадных схем, как отклик на возрастающие требования к одновременному увеличению мощности и

снижению потерь.

Увеличение мощности путем увеличения тока, например, при параллельном соединении, имеет физические пределы с увеличением потерь проводимости и переключения. Повышение уровня напряжения при помощи многоуровневых схем приводит к усложнению схем и алгоритмов управления, что, однако, компенсируется более высокой электрической эффективностью.

Преимущество многоуровневых и каскадных схем особенно подчеркивается возможностью использования модулей IGBT на напряжения 1700 В фирмы Semicon [22, 48].

Одна из возможных схем высоковольтного преобразователя, допускающая последовательное и параллельное соединение инверторов (патент ДЕ 101.14.075.4 от 22.03.2001), показана на рисунке 1.2.

На рис.1.2 стрелкой показана упрощенная принципиальная схема ячейки.

Каждый «уровень» или электрическая ячейка DC/AC преобразователя напряжения состоит из двух узлов: чопперного ключа и выходного инвертора. В состав ВЭУ входит генератор 1,5 МВт с входным напряжением 3 кВ, высоковольтный выпрямитель, соответствующее количество DC/AC инверторов и повышающий многообмоточный выходной трансформатор.

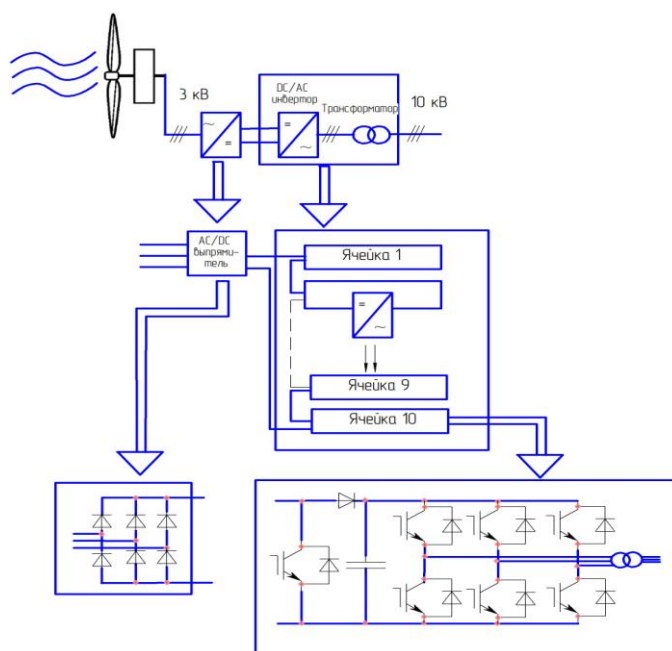


Рисунок 1.2 - Блок-схема высоковольтного ветрогенератора с многоуровневым преобразователем



Выпрямитель размещен вблизи генератора, а инверторная станция может находиться на необходимом расстоянии. Эта схема представляет основную идею многоуровневой концепции фирмы Semicon. Уменьшение спектра гармоник напряжения обеспечивается сдвигом по фазе работающих параллельно или последовательно инверторов. Благодаря этому несущая частота находится на уровне 1-1,5 кГц, что существенно снижает потери в преобразователе и уменьшает установленную мощность фильтров высших гармоник [22].

Для нужд ветроэнергетики фирма Semicon разработала ряд серий IGBT модулей. Наибольшее достижение этой фирмы – создание интеллектуальных силовых модулей типа Skiiр с параметрами по напряжению 1200, 1700 В, по току 1200, 1800, 2000 А.

Поставка модулей осуществляется в комплекте со специальными охладителями, что позволило снизить до 40 % тепловое сопротивление блока и повысить термическую стойкость в 5 раз по сравнению со стандартными решениями [22]. По сравнению с классическими решениями, по мнению авторов, многоуровневая технология обеспечивает следующие преимущества [22, 48]:

- избыточность, обусловленная архитектурой преобразователя. Нарращивание напряжения и мощности достигается увеличением количества ячеек, не требуется применение редких и дорогих высоковольтных ключей;

- возможность использования недорогих стандартных низковольтных электронных компонентов, обеспечивающая максимальную экономическую эффективность изделия;

- удобство работы с синхронными машинами с постоянными магнитами (применительно к ВЭУ): поскольку данный тип машин не нуждается в возбуждении, инверторные ячейки могут размещаться вдали от ветрогенераторных башен в преобразовательной станции, подключенной к сети;

- возможность шунтирования избыточных ячеек: предотвращение повреждения генератора и инверторов при пусковых перегрузках или при забросе оборотов генератора. Сохранение работоспособности преобразователя напряжения в случае отказа некоторого количества ячеек;

- установка индуктивности между выпрямителями и конденсаторами звена постоянного тока: сглаживание пульсации тока генератора и предотвращение перегрузок машины, обусловленных пиковыми токами;

- низкий уровень гармонических искажений выходного напряжения благодаря высокой эквивалентной частоте (5 и более кГц);

- простота управления выходными параметрами преобразователя напряжения (ток,  $\cos \varphi$ ).

Использование автономных инверторов напряжения со встроенными фильтрами, эффективное благодаря высокой эквивалентной несущей частоте, можно считать достаточно эффективным при одиночных ВЭУ. Однако при большом количестве ВЭУ, образующих мощную ветроэлектростанцию, требуется тщательная проработка систем управления преобразователями, и для учета взаимного влияния фильтров и параметров сетевых линий связи требуется более четкая работа систем синхронизации инверторов с сетевым напряжением во избежание существенного перераспределения нагрузок [40, 52, 115, 117].

Помимо перечисленных выше преимуществ, практически реализованные схемы многоуровневых каскадных преобразователей способны работать при напряжениях в звене постоянного напряжения в диапазоне 1...10 кВ и переводятся в режим компенсации реактивной мощности при отключенных генераторах [48].

К известным недостаткам использования АИН следует отнести:

- относительно высокую стоимость;

- наличие на выходе L-C фильтра для подавления высших гармоник, которое при относительно большом их количестве приводит к увеличению емкости, подключаемой к сети, что требует проверки системы ВЭУ – сеть на наличие резонансных явлений;

- достаточно сложная система синхронизации АИН при работе в составе мощной ВЭС.

Проблема ограничения аварийных токов генераторов решается секционированием трехфазных обмоток, которых может быть 2, 3 или 6, при

единичной мощности инвертора до 1,7 МВт, и использованием быстродействующих предохранителей [48].

Для решения проблем повышения жесткости внешней характеристики синхронных генераторов (компенсации реакции якоря) вместо батареи конденсаторов используется 4qs-преобразователи, что, однако, удорожает установку.

Принятые решения существенно усложняют схемные решения, алгоритмы управления.

В вариантах схем ВЭУ относительно малой мощности 1,5...2 МВт генератор, преобразователь, трансформатор расположены в гондоле ВЭУ. В результате вес оборудования оказывается большим, однако это единственный путь, позволяющий снизить потери от низковольтного генератора к средневольтной сети. Расположение преобразователя в основании башни приводит к большим энергетическим потерям [48].

В целом для решения поставленных задач широко используются возможности силовой электроники на самом современном уровне, однако этот уровень достигается значительным увеличением стоимости ВЭУ, которая компенсируется относительно высокой стоимостью электроэнергии и гибкими тарифами, стимулирующими использование энергии возобновляемых источников.

Альтернативой широкому использованию полностью управляемых приборов предлагается использование преобразователей частоты с ведомым сетью инвертором. В частности, в России при сравнительной оценке использования преобразователей с высокочастотным преобразователем предлагается использование преобразователей с ведомым сетью инвертором [46]. Но в этой публикации нет сравнения с преобразователями на основе автономного инвертора напряжения с ШИМ, и не рассмотрена проблема электромагнитной совместимости с сетью.

Рассматривая применение ведомых сетью инверторов, следует отметить их основные преимущества:

-инверторы, ведомые сетью, освоены отечественной промышленностью в диапазоне мощностей от единиц до 20 МВт (заводы ВАТ «Преобразователь», ПО «ХЭМЗ» и другие);

-для комплектации используются отечественные низкочастотные тиристоры, имеющие наименьшее падение напряжения (примерно вдвое меньше, чем у IGBT и IGCT), обеспечивающее более высокий КПД;

-относительно простая схема управления;

-отработанная технология их производства на отечественных предприятиях.

-хорошо разработанная теория и практика проектирования инверторов отечественными учеными [15, 20, 30, 32, 45, 50];

-неограниченная мощность в единице, как по напряжению, так и по току;

-относительно простая схема синхронизации с сетью.

Известные недостатки ведомого сетью инвертора:

-низкий коэффициент мощности;

-повышенное влияние на сеть трехмостовых инверторов;

-недостаточная устойчивость при колебаниях напряжения сети -

решаются известными и аналогичными методами, как и в случае применения их для вставок постоянного напряжения в линиях электропередач.

Повышение коэффициента мощности до максимально возможного значения  $\cos\varphi \approx \cos\beta_{\min}$  решается использованием преобразователя повышающего напряжения, аналогично решениям для АИН зарубежных фирм, и использованием статических конденсаторных батарей. Снижение уровня гармоник достигается использованием серийных 12, 18, 24-фазных трансформаторов, что обеспечивает уровень гармоник на уровне требований ГОСТ 13109-97.

Решение проблемы устойчивости применением компенсированных инверторов с конденсаторами, работающими на частоте 300...400 Гц, одновременно решает и проблему коэффициента мощности [3,45].

#### *1.4 Постановка задачи исследования*

На основе проведенного анализа состояния исследований и разработок электрооборудования для ВЭУ, в том числе и для ВЭУ АМ, сформулированы задачи исследования проблем повышения эффективности преобразования энергии в ветроустановках нового типа ВЭУ АМ:

- разработать математическую модель электромеханической системы ВЭУ АМ и исследовать особенности преобразования энергии ветрового потока в электрическую при заданных постоянных оборотах ветротурбин;

- выполнить анализ архитектуры построения силовых схем преобразования энергии для работы в сетевом и автономном режиме;

- выбрать наиболее рациональные схемы преобразователей частоты для реализации наиболее вероятных режимов работы ВЭУ АМ;

- исследовать возможности использования высокочастотных генераторов для увеличения снижения их массы при увеличении единичной мощности ВЭУ АМ и повышения КПД системы преобразования;

- выполнить анализ алгоритмов и разработать требования к регуляторам электромеханической системы для поддержания требуемых характеристик, обеспечивающих устойчивую и эффективную ее работу;

- подтвердить достоверность полученных результатов путем экспериментальной проверки и промышленного внедрения.

#### ***Выводы по разделу 1***

В результате анализа литературы, отображающей состояние разработок и производства электрооборудования для ВЭУ большой мощности, можно сделать следующие выводы.

1. Для современной тенденции развития ВЭУ характерно непрерывное увеличение единичной мощности в единице с реализацией безмультипликаторных схем преобразования электрической энергии и повышением генерируемого напряжения, как основных технических решений, направленных на повышение эффективности преобразования ветровой энергии в

электрическую.

2. Для повышения эффективности использования энергии ветрового колеса, ВЭУ работают с изменяющимися в функции скорости ветрового потока оборотами ветроколеса и, соответственно, генератора. Согласование генерируемого напряжения с сетью производится при помощи преобразователей частоты, который зависит от мощности, назначения и режима работы ВЭУ.

3. Украинскими учеными (научная школа Голубенко Н.С., г. Днепропетровск) создана уникальная схема ВЭУ с аэродинамической мультипликацией (ВЭУ АМ) с использованием быстроходных генераторов, работающих с постоянной частотой вращения при переменной частоте вращения ветрового колеса, что позволяет производить непосредственное подключение генераторов к промышленной сети без промежуточного преобразователя, что существенно снижает себестоимость ВЭУ АМ.

4. К настоящему времени в Украине построена крупнейшая в Европе Ботиевская ВЭС (Запорожская обл.) мощностью до 200 МВт, за счет частных инвестиций и компании ДЭТК «ООО «Винд Пауэр» с использованием зарубежного электрооборудования.

5. Созданы первые образцы ВЭУ АМ мощностью 750 и 1000 кВт типа ТГ-750 и ТГ-1000 (НПК «Конкорд» г. Днепропетровск) с использованием отечественного оборудования, что является хорошей предпосылкой создания отечественной научной и промышленной базы для развития ветроэнергетики в Украине.

6. Появление нового типа ВЭУ с аэродинамической мультипликацией и первый опыт их промышленного освоения вызывает необходимость развития теории и дополнительного анализа ее электромеханических свойств, схем преобразования ветровой энергии в электрическую для повышения ее эффективности: увеличения КПД, мощности и электромагнитной совместимости с сетью.

## РАЗДЕЛ 2

### ИССЛЕДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ВЭУ С АЭРОДИНАМИЧЕСКОЙ МУЛЬТИПЛИКАЦИЕЙ

#### 2.1 Аэродинамические особенности ВЭУ АМ

Схема турбогенераторной установки с аэродинамической мультипликацией приведена на рис. 2.1.

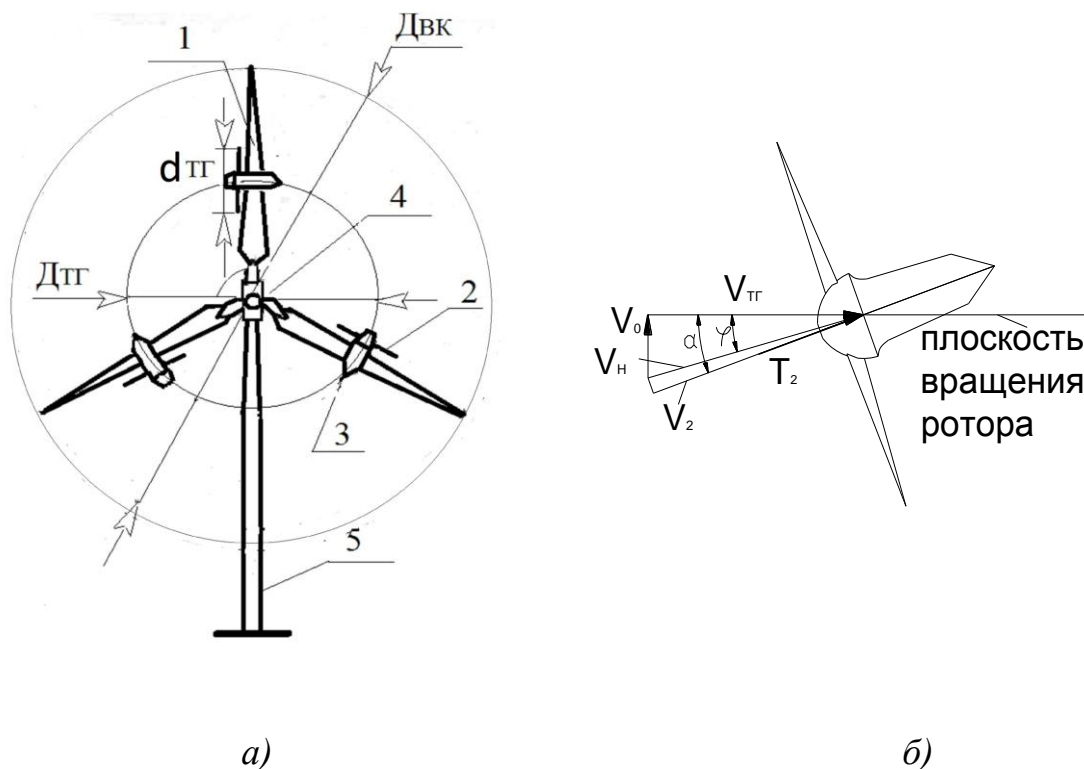


Рисунок 2.1 - Схема турбогенераторной установки (а), установки оси турбин относительно плоскости вращения (б)

- 1- лопасти основного ветроколеса; 2 – генераторы;  
3 - турбины (ветроколеса) генераторов; 4 – гондола; 5 - опора (башня)

На лопастях 1 на диаметре  $d_{TG}$  установлены генераторы 2, на валу которых установлены турбины 3. Лопасти 1 крепятся к ступице, которая соединена через подшипниковый узел с гондолой 4. В гондоле расположен токосъемник и гидросистема для поворота лопастей. Гондола имеет возможность ориентироваться на ветер за счет электроприводов по команде системы управления.

Суть этой схемы заключается в расположении генераторов на лопастях ВЭУ на расстоянии от 0,4 до 0,8 их длины от оси вращения. При этом генераторы снабжены турбинами (ветроколесами без мультипликатора), ось вращения которых расположена в плоскости вращения основного ветроколеса или с некоторым углом навстречу набегающему потоку.

Так как линейная скорость вращения турбогенераторов в 3 - 4 раза выше скорости ветрового потока на момент достижения номинальной скорости, то с учетом зависимости  $N = f(V^3)$  диаметр ветроколеса турбогенераторов в 10...15 раз меньше диаметра основного ветроколеса. Для ВЭУ мощностью 750 кВт диаметр ветроколес турбогенераторов составляет всего 5,0 м при расположении турбогенераторов на  $D_{ТГ} \approx 0,485 D_{ВК}$ . При номинальной скорости ветра 12 м/с скорость вращения ротора составляет 31 об/мин, а скорость набегающего потока на турбины  $\sim 45$  м/с. Скорость вращения турбин 375 об/мин [15].

Турбогенераторная схема ВЭУ позволяет не только исключить необходимость применения мультипликатора, но и позволяет работать с переменными оборотами основного ветроколеса и максимальным значением коэффициента мощности в основном диапазоне рабочих скоростей, что повышает выработку электроэнергии от 10 до 20% без применения двухрежимных генераторов [15].

КПД турбогенераторной схемы ВЭУ определяется отношением коэффициента мощности к коэффициенту осевой силы ветроколес турбогенераторов  $\eta_{ТГ} = C_{ПТГ} / C_{ТГ}$ . Установка ветроколес турбогенераторов под оптимальным углом  $\alpha$  к ветровому потоку  $V_{ТГ}$  (рис.2.1), действующему на основное ветроколесо, снижает уровень потерь на 3...4%, за счет снижения ортогональной составляющей силы  $T_2$  [15].

Основной особенностью ВЭУ типов ТГ-750 и ТГ-1000 является аэродинамическая мультипликация оборотов ротора к оборотам турбин генератора.

Применение синхронного индукторного генератора позволяет использовать ВЭУ с аэродинамической мультипликацией для параллельной



работы как с сетью, так и с дизельной установкой, с постоянной частотой вращения турбин при переменной скорости ветрового колеса.

Наличие аэродинамической мультипликации и 3-х генераторов вызывает ряд особенностей их работы при генерировании электроэнергии:

- возмущающее воздействие ветрового потока на величину вращающего момента турбин генераторов;

- вращающий момент на валу турбин приводит к появлению двух составляющих:

1. Первая и основная вызвана скоростью вращения ротора.

2. Вторая составляющая вызывается ортогональной составляющей ветрового потока, которая определяется установкой оси турбин под некоторым углом (несколько градусов) по отношению к ветровому потоку.

В таблице 2.1 приведены основные технические характеристики ВЭУ с аэродинамической мультипликацией разработки ПКТБ «Конкорд» г.Днепропетровск.

Полученные авторами ВЭУ АМ соотношения справедливы для постоянства и равенства ветрового потока в плоскости ветрового колеса.

Реально скорость и плотность ветрового потока распределены не равномерно по высоте. Степень неравномерности ветрового потока унифицированной площадки Украины для сравнительных расчетов основных характеристик ВЭУ приведены на рис.2.2 [19].

Из рис.2.2 видно, что при высоте оси ВК – для ТГ-750 и ТГ-1000 и  $D_{ВК} = 58\text{м}$  изменение скорости ветрового потока составляет  $6...7,2$  м/с, а относительно средней скорости  $6,8$  м/с  $-0,80...+0,4$  м/с. Таким образом, изменения ветрового потока достигает  $-11,7...+5,8\%$ , т.е. существенно неравномерно и несимметрично.

Амплитуда колебаний ветрового потока  $17,5\%$ .

**Таблица 2.1 Основные технические характеристики ВЭУ с аэродинамической мультипликацией**

№ п/п	Наименование параметра	Тип ВЭУ			
		ТГ-750М	ТГ-1000	ТГ-2500*	ТГ-5000*
1	Номинальная мощность, кВт	750	1000	2500	5000
2	Скорость ветра, м/с - начальная (стартовая) - номинальная - максимальная рабочая - граничная допустимая	2,7 10,8 25,0 60,0	2,7 11,9 25,0 60,0	2,5 11,0 25,0 60,0	2,9 12,2 25,0 60,0
3	Ротор - диаметр, м - количество лопастей, шт - частота вращения, об/мин - высота оси ротора	58,0 3 7,5...27,0 50,0	58,0 3 6...28,2 50,0	106,0 3 4...15 80,0	124,0 3 4...12,9 100,0
4	Турбогенераторы - количество, шт - количество лопастей турбин, шт - диаметр размещения турбин, м - номинальная частота вращения турбин, об/мин Номинальные параметры генераторов - мощность, кВт - напряжение, В - частота, Гц	3 6 27,2 375 250 380 50	3 6 27,62 375 350 690 50	3 6 54 250 850 690 50	3 6 65,0 150 1700 690 50

\* - проект

Основные расчетные соотношения для ветроэлектрической установки с аэродинамической мультипликацией базируются на известных характеристиках быстроходности лопастей и равновесия вращающихся масс, при постоянной плотности ветрового потока для заданных температур и высоте оси вращения ветрового колеса [19, 14, 15, 34, 35].

Статические и динамические характеристики ВЭУ АМ при скорости ветрового потока практически не изучены и требуют дополнительного исследования.

Условия аэродинамической устойчивости ВЭУ и алгоритм управления углом поворотной части лопасти с учетом совместного действия двух ограничений – оборотов ветроколеса и генерируемой мощности, получены в [34, 35].

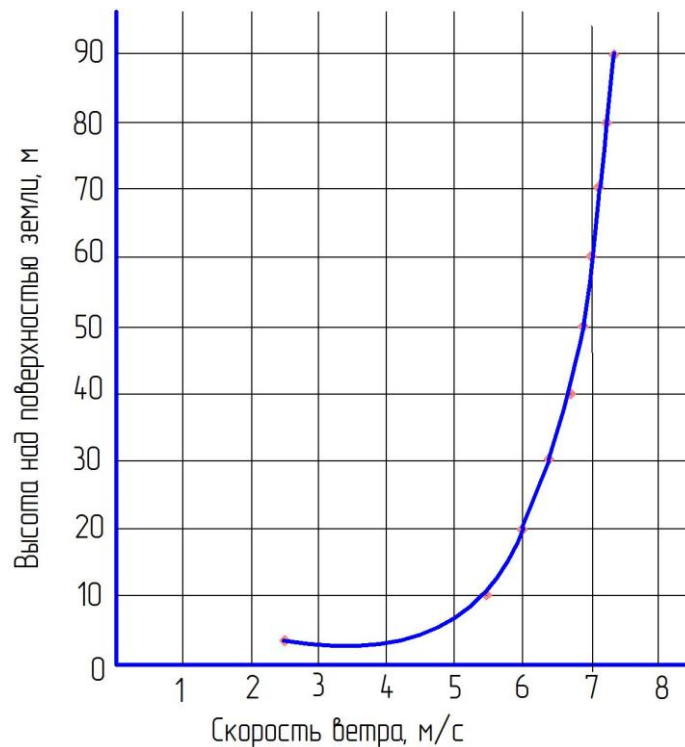


Рисунок 2.2 - Изменения условий эксплуатации ВЭУ от высоты оси ВК.

## 2.2 Разработка функциональной схемы и математической модели электромеханической системы ВЭУ АМ

Особенностью электромеханической системы ВЭУ АМ является наличие трех каналов преобразования мощности ветрового потока. Для управления системой используется двухзонное регулирование. В первой рабочей зоне регулирование осуществляется при фиксированном угле установки лопастей ветроколеса. В этом режиме управление системой производится с помощью силового электрооборудования ВЭУ. Во второй зоне, в которой необходимо ограничить мощность, отбираемую от ветрового потока, регулирование осуществляется путем изменения угла установки лопастей [15].

Для регулирования электромеханической системы в первой зоне может быть использован способ, в основе которого лежит стабилизация скорости ветротурбин путем управления моментами их генераторов. Целью регулирования в первой зоне является достижение выработки максимальной электроэнергии. В связи с этим возникает проблема анализа эффективности

предложенного алгоритма управления электромеханической системой. На рис.2.3 представлена функциональная схема преобразования энергии ветрового потока в электромеханической системе ВЭУ АМ.

Первичный ветровой поток  $V_{B1}$  взаимодействует с ветроколесом и передает ему часть кинетической энергии, приводя во вращение ветроколесо с угловой скоростью  $\omega_1$ . Вследствие торможения ветрового потока появляется момент ветроколеса:

$$M_{BK}(V_{B1}, \omega_1) = \frac{\pi \cdot \rho \cdot V_{B1}^3 \cdot R_{BK} \cdot C_p(z)}{2\omega_1} \quad (2-1)$$

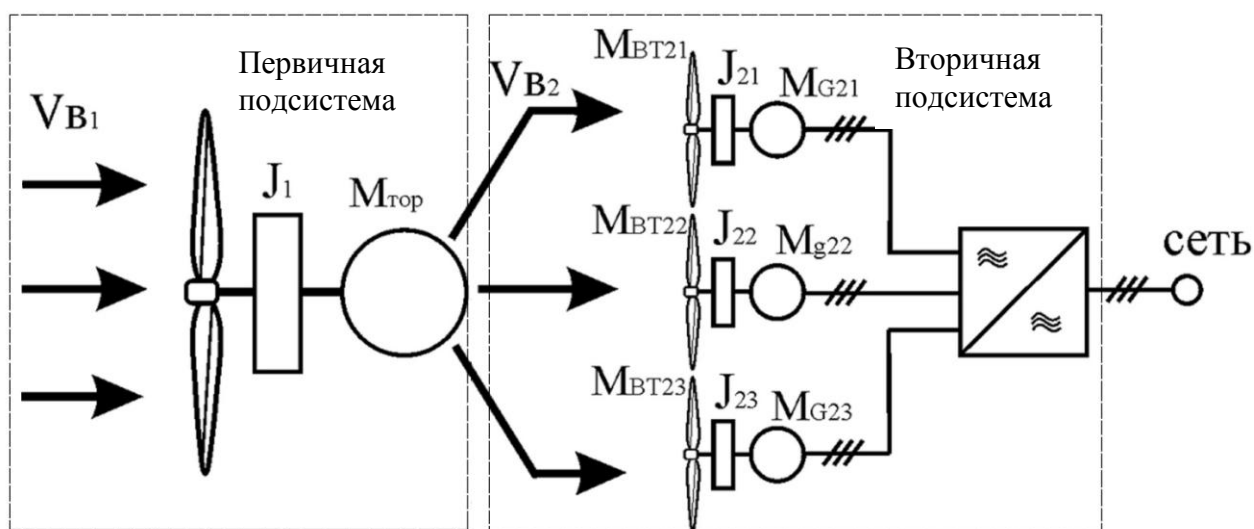


Рисунок 2.3 - Функциональная схема электромеханической системы ВЭУ АМ.

Наличие двух аэродинамических систем преобразования отличает ВЭУ АМ от классической схемы, где присутствует только первичный поток.

Для его описания удобно использовать известную зависимость коэффициента эффективности отбора мощности ветроколесом  $C_p(z)$  от быстроходности  $Z$ :

$$Z = \frac{\omega_1 \cdot R_{BK}}{V_{B1}}, \quad (2-2)$$

где:  $R_{BK}$  – радиус лопасти ветроколеса;

$\omega_1$  – частота вращения ветроколеса,

и известную зависимость мощности ветроколеса [14]:

$$M_{BK} = \frac{\rho \cdot S_{BK} \cdot V_{B1}^3 \cdot C_p(z)}{2\omega_1}, \quad (2-3)$$

где  $\rho$  – плотность воздуха;

$S_{BK}$  – площадь круга с радиусом  $R_{BK}$ ;

$C_p(z)$  – коэффициент преобразования.

Выразив площадь, ометаемую ветроколесом,  $S_{BK}$  через ее радиус  $R_{BK}$ , получаем выражение для момента:

$$M_{BK}(V_{B1}, \omega_1) = \frac{\pi \cdot \rho \cdot V_{B1}^3 \cdot R_{BK}^2 \cdot C_p(z)}{2\omega_1} \quad (2-4)$$

Динамика первичной аэромеханической подсистемы описывается уравнением движения:

$$J_1 \frac{d\omega_1}{dt} = M_{BK}(V_{B1}, \omega_1) - M_{TOP}(P_{BK}, \omega_1) - M_{TP}(\omega_1) \quad (2-5)$$

где:  $J_1$  – момент инерции вращающихся масс первичной аэромеханической подсистемы;

$M_{TOP}(P_{BK}, \omega_1)$  – суммарный момент торможения, вызванный отбором кинетической энергии вращения ветроколеса тремя турбинами;

$M_{TP}(\omega_1)$  – момент механических потерь первичной аэромеханической подсистемы.

Вторичный воздушный поток воздействует на три ветротурбины. Таким образом, происходит передача кинетической энергии вращения ветроколеса через ветротурбины генераторам. Вторичная аэромеханическая система описывается следующими уравнениями:

$$M_{BTn}(V_{B2}, \omega_{2n}) = \frac{\pi \cdot \rho \cdot V_{B2}^3 \cdot R_{BT}^2 \cdot C_p(z_2)}{2\omega_{2n}} \quad (2-6)$$

$$J_{2m} \frac{d\omega_{2m}}{dt} = M_{BTn}(V_{B2}, \omega_{2n}) - M_{Gn} - M_{TP2n}(\omega_{2n}) \quad (2-7),$$

где  $\omega_{2n}$  – частота вращения ветротурбины.

Число  $n$  (от 1 до 3) в индексе указывает на номер канала преобразования мощности.

Как отмечалось в подразделе 2.1, ось турбогенератора установлена под углом  $\alpha$  к основному ветровому потоку  $V_K (V_0)$ , поэтому скорость набегающего потока  $V_n$  определяется соотношением [14] :

$$V_n = \sqrt{V_{TR}^2 + V_0^2} \quad (2-8)$$

где:

$V_{TR} = \omega_1 \frac{D_{TR}}{2}$  - скорость набегающего потока в плоскости вращения турбин;

$V_0 = V_{B2}$  (рис. 2.3)

Соответственно, угол скорости набегающего потока определяется соотношением [14]:

$$\varphi = \arctg\left(\frac{V_0}{V_{TR}}\right),$$

а его проекция скорости набегающего потока на ось турбины

$$V_{B2} = V_n \cos(\alpha - \varphi) \quad (2-9)$$

При  $\alpha = \varphi$ , что соответствует номинальному режиму, получаем наибольшую результирующую скорость набегающего потока.

Такая конструктивная особенность снижает основное усилие, действующее на оси турбогенератора на величину, пропорциональную  $\cos \gamma$  ( $\cos 11 \approx 0,97$ ), что способствует повышению КПД турбогенераторной схемы примерно на 3 % [14].

С учетом изложенного, момент от действия ветрового потока  $V_{B2}$  равен :

$$M_2 = \frac{\pi \cdot \rho \cdot V_{B2}^3 \cdot R_{BT}^2 \cdot C_P(z_2)}{2\omega_{2n} \cos(\alpha - \varphi)} \quad (2-10)$$

При работе с постоянным номинальным потоком  $\alpha = \gamma$  и момент  $M_2$  приобретает постоянное максимальное значение.

Поскольку скорость ветрового потока в плоскости оси турбины принимает определенное значение и модулируется частотой  $\omega_1$ , то величина угла  $\gamma$  имеет переменное значение, что вызывает изменение момента  $M_2$ .

Оптимальное значение  $\varphi \approx 11$  [14] может привести к колебанию момента примерно на величину  $(0,03 \dots 0,05) M_2$ . Так как колебания момента относительно среднего значения имеют циклический характер, а моменты трех генераторов

сдвинуты во времени на угол  $2\pi/3$ , то суммарный момент 3-х генераторов является величиной постоянной.

При исследовании динамики электромеханической системы следует учитывать, что скорость ветра по осям турбогенератора неравномерна.

Для ТГ-5000 при высоте оси 100 м и диаметре 124 м изменение скоростей ветрового потока колеблется в пределах 6,5... 8,2 м/с при средней скорости 7,5 м/с или 23%, по симметрии значительно лучше и составляет  $\approx -5... +9\%$ .

Уравнение динамики (2-7) турбогенератора запишется в следующем виде:

$$J_{2n} \frac{d\omega_{2n}}{dt} = M_{BTn}(V_{B2}, \alpha, \omega_{2n}) - M_{Gn} - M_{TP2n}(\omega_{2n}) \quad (2-11)$$

где:

$M_{BTn}$  – момент, развиваемый турбиной;

$M_{Gn}$  – электромагнитный момент генератора;

$M_{TP2n}$  – момент механических потерь вторичной электромеханической системы.

По зависимостям (2-6, 2-7, 2-10, 2-11) с учетом баланса мощностей ветроколеса и турбин

$$P_{BK} = \sum_{n=1}^3 P_{BTn} \quad (2-12)$$

составлена блок-схема модели электромеханической системы [16] (рис.2.4) при следующих допущениях:

- моментом трения в подшипниках ветроколеса, турбин – пренебрегаем;
- генераторы генерируют среднюю мощность, пропорциональную частоте вращения;
- влиянием внутренних сопротивлений генераторов на величину напряжения – пренебрегаем в связи с наличием стабилизации выходного напряжения на входе инвертора;
- пульсациями, вызванными схемами выпрямителей, инверторов – пренебрегаем;
- коэффициент преобразования ветрового потока считаем величиной постоянной;

-при расчете статических характеристик вычисляется средняя мощность генерации за период вращения ветроколеса;

-сеть потребляет всю генерируемую мощность.

Узлы вычисления скорости ветрового потока по высоте с учетом рис.2.2 на блок-схеме модели не показаны.

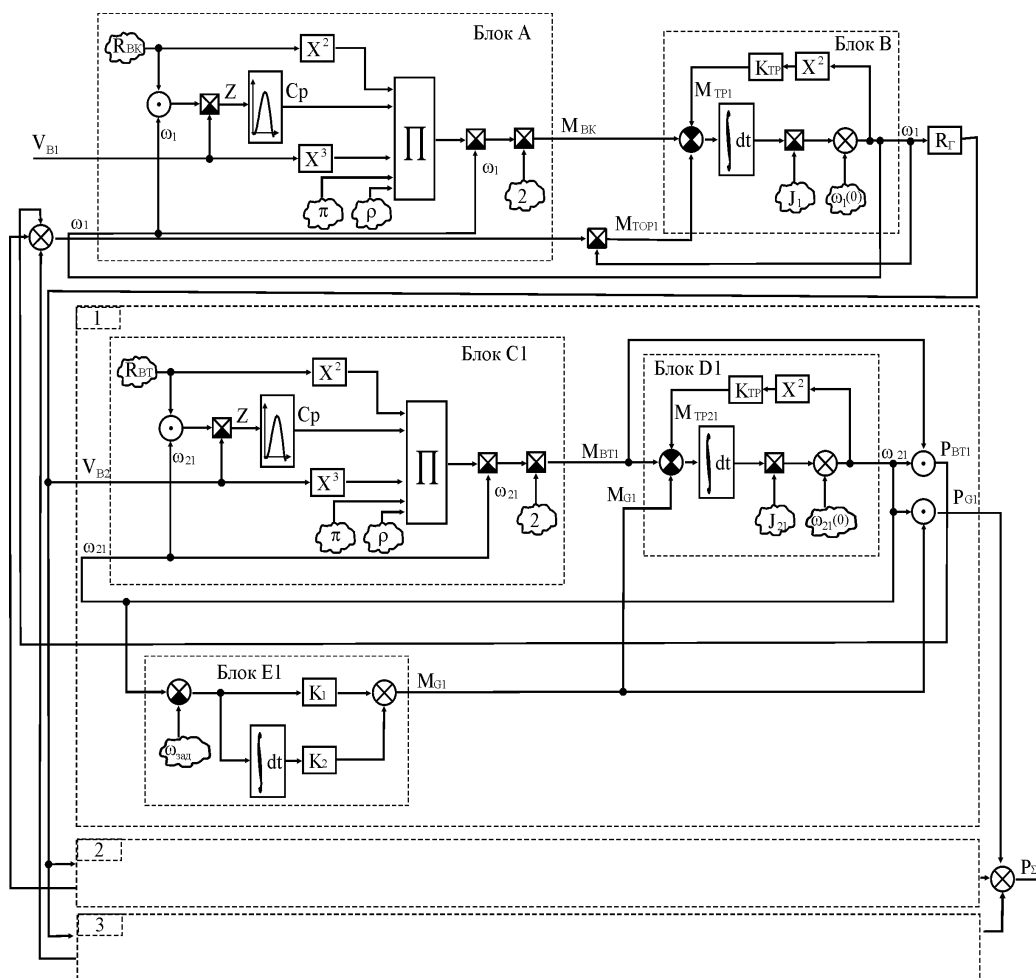


Рисунок 2.4 - Блок-схема модели электромеханической системы ВЭУ АМ.

Момент генератора в рассмотренной модели обеспечивается электрооборудованием ВЭУ путем регулирования на уровне заданного момента в контуре подчиненного регулирования скоростью ветротурбин. На модели контур регулирования моментом не показан.

Блоки А и В образуют первичную аэромеханическую систему на выходе которой, с учетом радиуса закрепления генераторов на лопастях  $R_G$ , создается вторичный воздушный поток  $V_{B2}$ .



Интегральная форма уравнения (2-5) с учетом начальных условий –  $\omega_i(0)$  - реализуется в структуре модели блоком В.

Блоки С1-С3 и Д1-Д3 образуют вторичную электромеханическую систему, на входе которой формируется средняя входная мощность турбогенераторов  $\Sigma P_2$ .

Контур регулирования скорости турбин реализуется блоком Е. С помощью блоков Е1-Е3 обеспечивается внешний контур обратной связи системы управления, формирующей баланс мощностей ветроколеса и ветротурбин.

### 2.3 Исследование статических и динамических характеристик электромеханической системы ВЭУ АМ

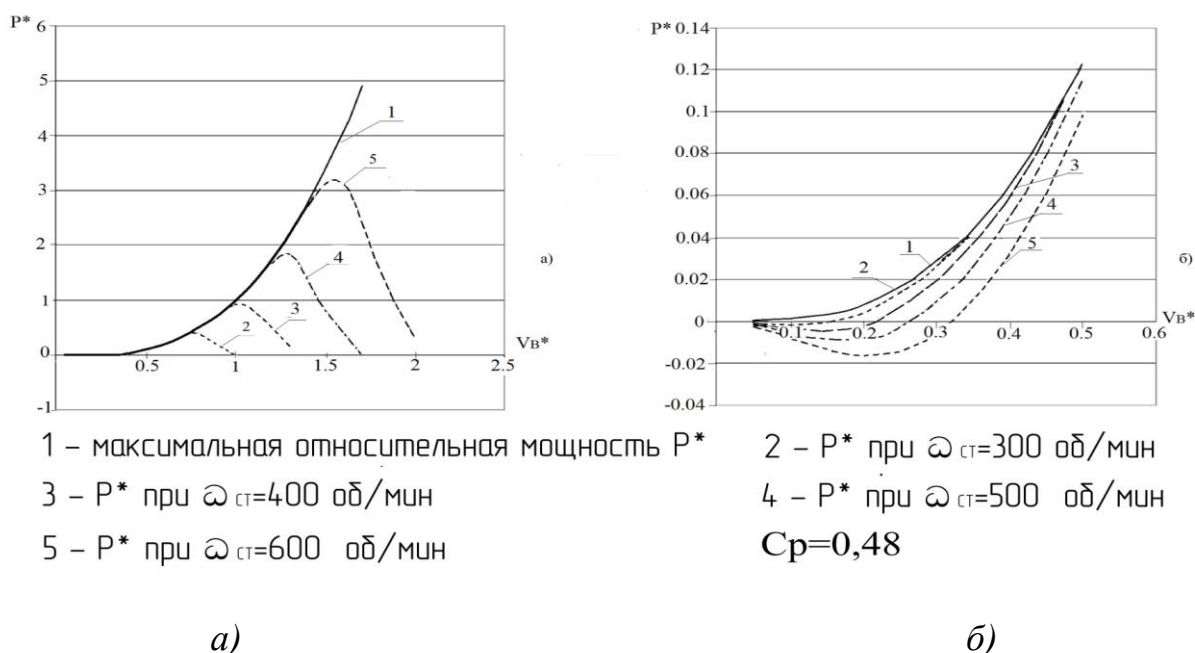


Рисунок 2.5 - Зависимость относительной максимальной мощности в функции относительной скорости ветрового потока.

С помощью математической модели были получены графики выработки электроэнергии. На рис. 2.5 а) представлена зависимость  $P^*=f(V_{в}^*)$  при фиксированной частоте вращения турбин.

Для сравнения на рис. 2.5 б) приведен график оптимального отбора мощности при  $C_p=C_{pmax}=0,48$  (сплошная линия), пунктиром показана зависимость выработки электроэнергии при заданной скорости вращения турбин.

Из зависимостей рис.2.5 а) следует, что существует достаточно широкий диапазон ветрового потока, при котором режим работы ветротурбины практически не отличается от оптимального. Таким образом, наблюдается эффект автостабилизации электромеханической системы в режиме максимального отбора мощности.

Анализ начального участка характеристики  $P^*=f(V_{в}^*)$  на рис. 2.5 б) показывает, что при малых скоростях ветрового потока необходимо уменьшать частоту вращения ветрогенератора для приближения отбора мощности к максимальной. При скоростях вращения турбин менее 300 об/мин это различие становится несущественным.

Заметим, что в ВЭУ АМ типа ТГ-750М и ТГ-1000 номинальная скорость вращения турбин составляет 375 об/мин, что говорит об оптимальности принятого решения, т.к. эффект автостабилизации отбора максимальной мощности обеспечивается при скоростях ветрового потока  $V_{в}=5...12$  м/с.

Переход на скорости вращения турбин  $0,3...0,5 n_n$  позволит производить оптимальный отбор мощности при скорости ветрового потока в диапазоне  $V_{в}=2,5...5$  м/с. В работе далее будет показано, что снижение оборотов в указанном диапазоне также целесообразно и с технической точки зрения [5,16].

Для проверки адекватности модели было проведено сравнение расчетных статических характеристик, полученных при моделировании, с экспериментальными, полученными на установке ТГ-750 с генератором СГИ-350.

Анализ зависимости (рис.2.6) показывает, что использование преобразователя частоты позволяет сохранить относительное постоянство коэффициента мощности  $C_p$  при уменьшении  $V_0 < 5$  м/с, что подтверждает правильность допущения, и получить устойчивую генерацию мощности при  $V_0 < 3,5$  м/с, т.е. расширить диапазон генерации до более низких скоростей ветрового потока  $V_0 \approx 2$  м/с.

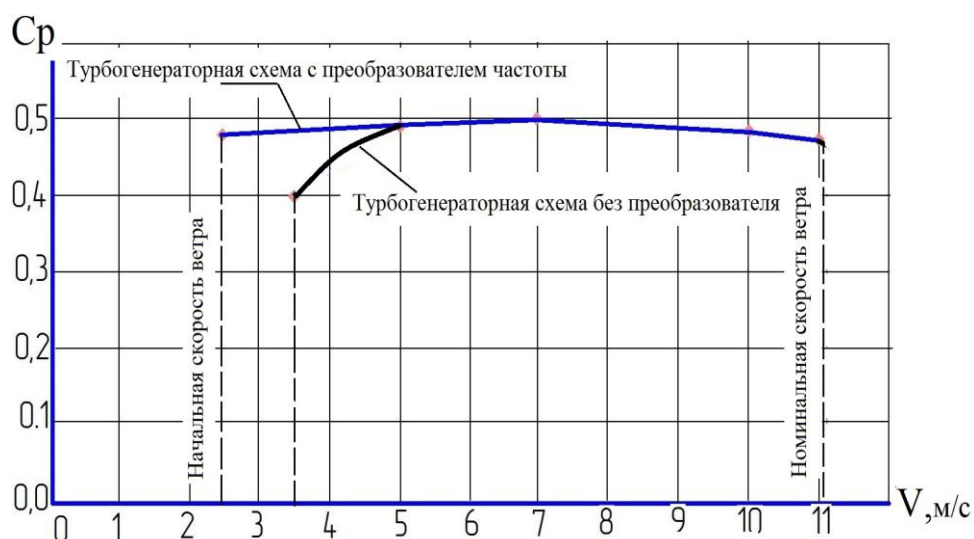


Рисунок 2.6 – Зависимость коэффициента мощности ветроколеса ( $C_p$ ) от скорости ветра для ВЭУ типа ТГ-750.

На рис. 2.7 показана зависимость вырабатываемой мощности  $N$  ВЭУ АМ с использованием преобразователя частоты и без него от скорости ветрового потока  $V$  [11]. Результаты сравнения расчетных и экспериментальных данных приведены в табл.2.2.

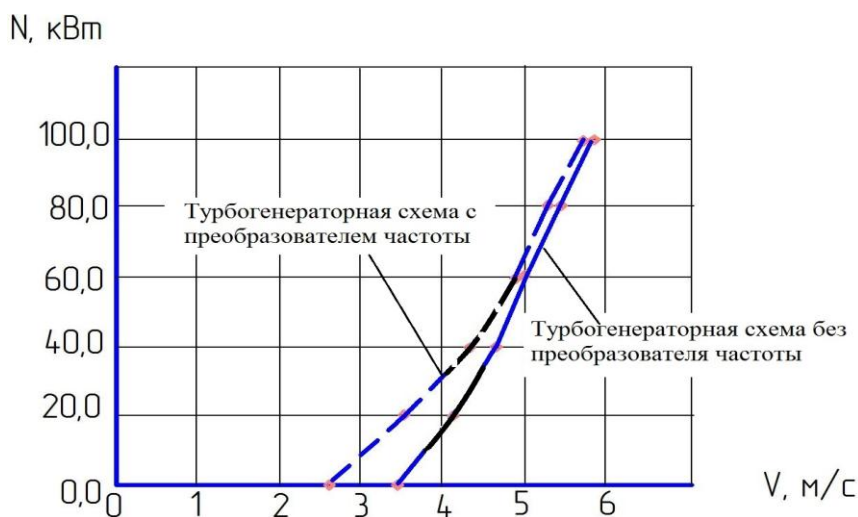


Рисунок 2.7 – Зависимость  $N=f(V)$  ВЭУ АМ типа ТГ-750

Для удобства дальнейшего анализа используется относительное значение мощности  $P^* = \frac{P}{P_n}$ , значения которой приведены в табл. 2.2.

**Таблица 2.2 Результаты сравнения расчетных и экспериментальных данных**

V, м/с		4	5	V <sub>нач</sub> , м/с
P, кВт				
n <sub>ТТ</sub> =500 об/мин	Модель	22,0	6,5	3,2
	Эксперимент	18	60	3,5
	Погрешность, %	+18,0	+7,7	+9,3
n <sub>ТТ</sub> =250 об/мин	Модель	36,5	75	2,4
	Эксперимент	31	65	2,5
	Погрешность, %	+15	+11	+4,2

Анализ результатов моделирования рис.2.5 и эксперимента рис.2.6 и 2.7 показал правильность тенденции изменения генерируемой мощности от частоты вращения турбин при переменной скорости ветрового потока.

Начальные значения скорости ветра, при которой ветроколесо начинает обороты, на модели получили несколько меньше, что объясняется неучетом моментов трения и КПД генераторов и преобразователей. Соответственно, получены и большие генерируемые мощности. Погрешность – не более 18 %, что вполне допустимо.

Анализ рис. 2.5 б) показывает, что при работе с частотами вращения ветрогенератора менее номинальной в диапазоне изменения скоростей ветрового потока, отбор генерируемой мощности возможно повысить до 10 %, что существенно повышает эффективность ВЭУ АМ [11].

Вместе с тем, при изменении частоты вращения ветротурбин для обеспечения генерации необходимо дополнительно использовать преобразователи частоты с установленной мощностью примерно 0,2 P<sub>н</sub>, что определяется требованиями заказчика по требованиям системы запуска ВЭУ.

Расчеты, приведенные в [11], показывают, что для условий Украины (площадки Днепропетровской, Запорожской областей) среднегодовое увеличение генерируемой мощности может составить до 3 %, что полностью окупает стоимость дополнительного маломощного преобразователя.

На рис.2.8 приведены результаты моделирования электромеханической

системы ВЭУ АМ типа ТГ-750 с генератором СГИ-350-0,69 и параметрами  $j_1=50000$  Н/м и  $j_2=500$  Н/м при стойком ветровом потоке  $V_{B1}=11,5$  м/с.

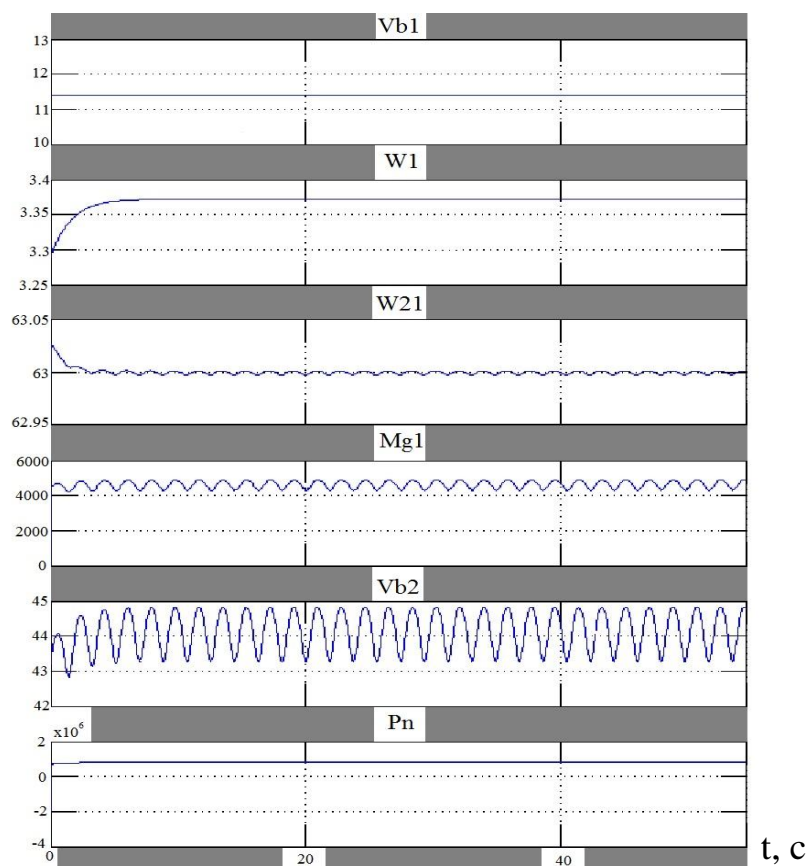


Рисунок 2.8 – Осциллограмма работы ВЭУ при постоянном потоке.

На осциллограмме видны пульсации, вызванные изменением положения осей ветротурбин относительно земли при равномерном вращении ветроколеса (рад/с), что приводит к изменению момента, воздействующего на ветротурбину. По требованиям изготовителя, преобразователь должен допускать кратковременную полуторакратную перегрузку при скорости ветрового потока свыше 12 м/с, а также при кратковременных набросах нагрузки.

**Таблица 2.3 Зависимость  $P^*=f(V_0)$  ВЭУ АМ типа ТГ-1000**

$V_0$ , м/с	2,8	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	5,5	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	11,0	12,0
$P$ , кВт	0,2	4,1	16,0	31,0	49,3	71,5	97,5	121,0	213,8	328,0	467,0	630,0	814,0	1000,0
$P^*$	0,0002	0,0041	0,016	0,03	0,0493	0,0715	0,0975	0,121	0,2138	0,328	0,467	0,63	0,814	1,0

Для определения мощности преобразователя частоты будем пользоваться зависимостью мощности  $P$  ВЭУ АМ типа ТГ-1000 от скорости ветра, измеряемого на уровне оси ветрового колеса  $P=f(V_0)$  без использования преобразователя частоты (рис. 2.9).

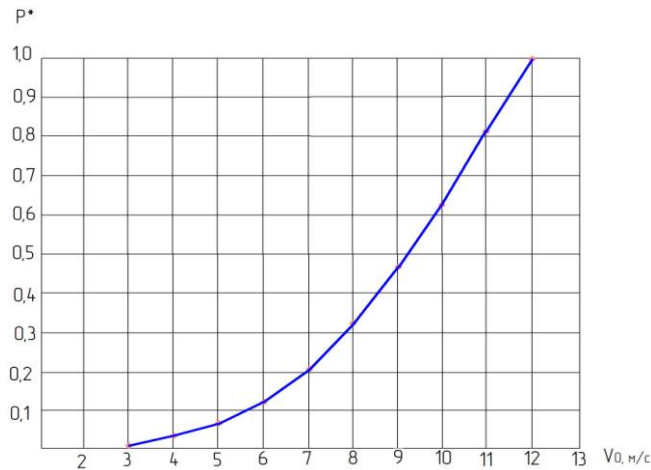


Рисунок 2.9 – Зависимость  $P^*=f(V_0)$ .

Поддержание частоты вращения ветротурбин обеспечивается системой регулирования частоты. Точность поддержания частоты вращения -  $\omega_{21} \dots \omega_{23} \approx 0,7\%$  при номинальной скорости. Частота модуляции – 2 Гц [1,2]. Дополнительный момент, действующий на ветротурбину ( $M_{g1}$ ), связанный с неравномерностью ветрового потока, может быть представлен в виде:

$$\Delta M_{g1} = \Delta M_{g0} + \Delta M \sin(\omega_1 t + \psi_n), \quad (2-12)$$

где:  $\psi_n$  – угол сдвига лопастей ветрового колеса; соответственно принимается 0;  $2\pi/3$ ;  $4\pi/3$ .

Неравномерность ветрового потока вызывает дополнительно постоянную составляющую и переменную составляющую момента, которая составляет при  $V_0=11,5$  м/с 1 и 2 % соответственно.

Постоянная составляющая скорости определяется разностью между половиной суммы скоростей ветрового потока в нижней и верхней точке расположения оси ветротурбины относительно земли и средней скоростью ветрового потока:

$$\Delta V_{cp} = \frac{V_{h \max} + V_{h \min}}{2} - V_0 \quad (2-13)$$

Амплитуда переменной составляющей определяется полуразностью скоростей ветрового потока:

$$\Delta V_{nep} = \frac{V_{h \max} + V_{h \min}}{2} - V_0 = V_0 - V_{msn} \quad (2-14)$$

Поскольку переменные составляющие момента  $M_{gn}$  сдвинуты на  $2\pi/3$  относительно друг друга, то суммарная генерируемая мощность 3-х генераторов – величина постоянная. Наличие переменной составляющей в ней может быть обусловлено неточностью поддержания частоты вращения роторов ветротурбин и нелинейностью изменения скорости ветрового потока. Устранение этих колебаний возможно при помощи регуляторов мощности, в системе управления преобразователем.

На рис.2.10 представлены осциллограммы работы ВЭУ АМ при резких изменениях скоростей ветрового потока без учета работы механизмов поворота лопастей при  $V_{B1} > 11,5$  м/с.

Из рис. 2.10 видно, что стабильность поддержания частоты  $\omega_{21} \dots \omega_{23}$  сохраняется в пределах 1 %.

Скорость нарастания момента генератора, при изменении момента ветрового колеса (изменение  $V_{B1 \max} - V_{B1 \min} = 2$  м/с) примерно в 1,5 раза, составляет 500,0 Нм/с или  $\approx 0,01 M_H / c$ .

По этим данным следует судить о требуемом быстродействии регулятора поворота лопастей при превышении допустимой скорости ветрового потока. Быстродействие этих регуляторов должно быть не хуже 0,3...0,5 с.

Анализ осциллограмм рис. 2.10 показал также, что момент генератора  $M_{g1}$  содержит также переменную составляющую момента, связанную с особенностью расположения осей генераторов на роторах ветроколеса.

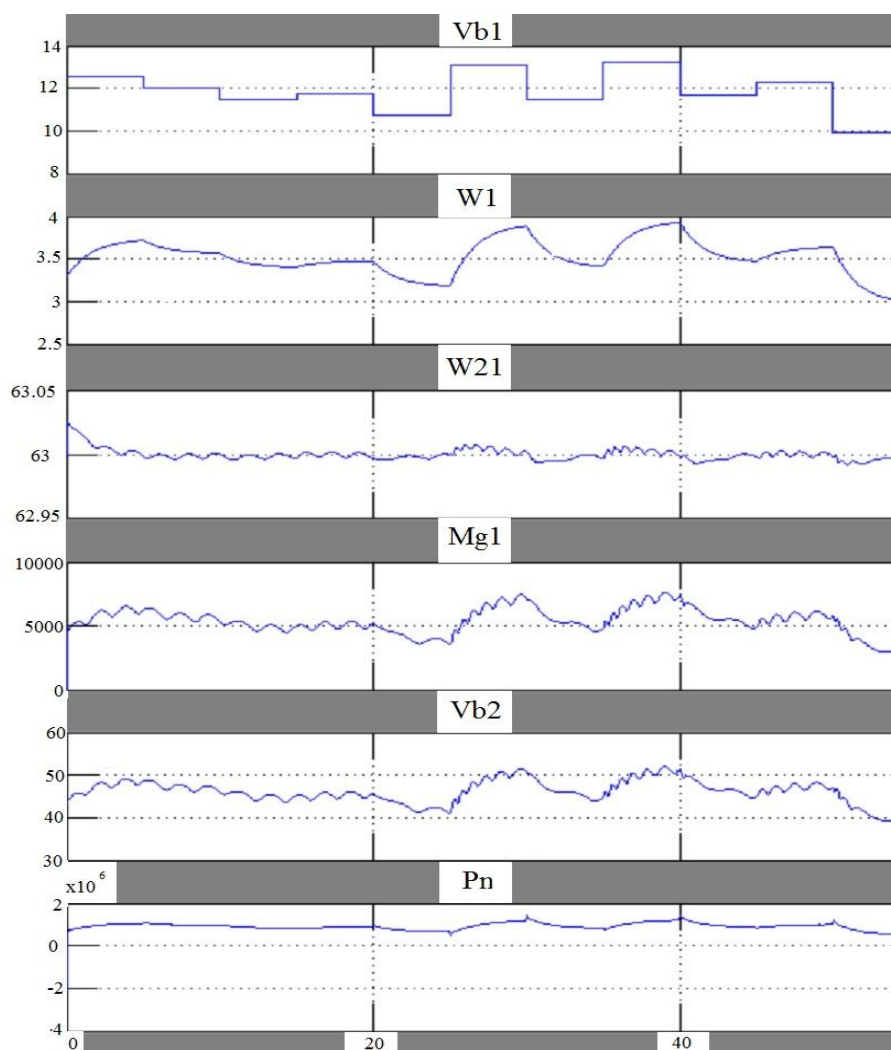


Рисунок 2.10– Осциллограмма работы ВЭУ при пер $\dot{t}$ , с $\dot{t}$ нном потоке.

### ***Выводы по разделу 2***

В разделе 2 проведен анализ особенностей электромеханической системы ВЭУ АМ, получены следующие результаты:

1. Разработана функциональная схема электромеханической системы преобразования, на основе которой создана математическая модель, которая позволила определить статические и динамические характеристики ВЭУ АМ.

2. Методом имитационного моделирования установлен эффект автостабилизации генерирования мощности, близкой к максимальной при постоянной частоте вращения ветротурбины в достаточно широком диапазоне изменения скоростей ветрового потока - 5...12 м/с.

3. Показано, что для работы ВЭУ АМ с максимальной генерацией



мощности необходимо снижать частоту вращения ветротурбин до величин  $0,3 \dots 0,5 n_n$  в диапазоне изменений ветрового потока  $2,5 \dots 5$  м/с, что позволяет на  $0,05 \dots 0,1 P_n$  повысить эффективность отбора мощности ветрового потока.

4. Достоверность моделирования подтверждена экспериментом на ВЭУ АМ типа ТГ-750. Погрешность расчетов составляет не более 18 %, что вполне приемлемо для практических расчетов.

5. Для эффективной работы ВЭУ АМ с малыми ветровыми потоками  $\leq 5$  м/с необходимо использование преобразователей частоты мощностью до  $0,2 P_n$ .

6. Наличие конструктивных особенностей ВЭУ АМ, связанных с установкой осей ветротурбин под углом к плоскости вращения ветроколеса, приводит к появлению положительной постоянной составляющей пульсаций моментов турбины из-за неравномерности и величин скорости ветрового потока.

7. Результаты моделирования работы электромеханической системы ВЭУ АМ могут быть использованы для выработки требований к регуляторам поддержания частоты вращения ветротурбин (в случае использования преобразователей частоты) и регуляторов положения поворотной части лопастей, быстродействие которых должно быть не хуже  $0,3 \dots 0,5$  с, а также при расчете механических воздействий на ветроколесо.

### РАЗДЕЛ 3

## ПОСТРОЕНИЕ СХЕМ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ В ВЭУ АМ ПРИ РАБОТЕ С МАЛЫМИ СКОРОСТЯМИ ВЕТРОВОГО ПОТОКА

### 3.1 Общая постановка

В разделе 1 показано, что схема преобразования энергии в ВЭУ зависит от архитектуры ее построения, назначения, мощности и режимов работы.

Рассмотрим особенности построения схем преобразования энергии в ВЭУ АМ для наиболее вероятных режимов работы:

1. На мощную сеть при малых скоростях ветрового потока (менее 5...6 м/с).
2. На мощную сеть с номинальной мощностью ВЭУ АМ.

Анализ электромеханических процессов преобразования энергии рассматривается с точки зрения минимизации стоимости преобразователей и повышения энергетических показателей ВЭУ.

В связи с изложенным в разделе 2, далее рассматриваются обобщенные функциональные схемы преобразователей частоты рис. 3.1, 3.2, которые в зависимости от режимов работы могут иметь особенности схемных решений.

Структурно в каждый преобразователь частоты входят 3 выпрямителя (по числу генераторов), сглаживающий фильтр и инвертор. В зависимости от типа применяемого инвертора (ведомый сетью инвертор с улучшенным коэффициентом мощности или автономный инвертор), в состав преобразователя включается импульсный преобразователь повышающего типа (рис. 3.1 б, 3.2 г).

Выбор схемы соединения выпрямителей (последовательное или параллельное), схем инверторов определяется единичной мощностью ВЭУ АМ, ветроэлектростанции (ВЭС), уровнем генерируемых напряжений, режимом работы ВЭУ.

При разработке преобразователя необходимо учитывать следующие требования:

1. Обеспечить максимальную генерацию энергии в сеть при изменении

частоты (оборотов ротора) и напряжения ветрогенератора в рабочем диапазоне изменения скоростей ветрового колеса.

2. Обеспечивать устойчивую работу при колебаниях частоты и напряжения сети.

3. Обеспечить электромагнитную совместимость с сетью при минимальной установленной мощности электрооборудования и себестоимости.

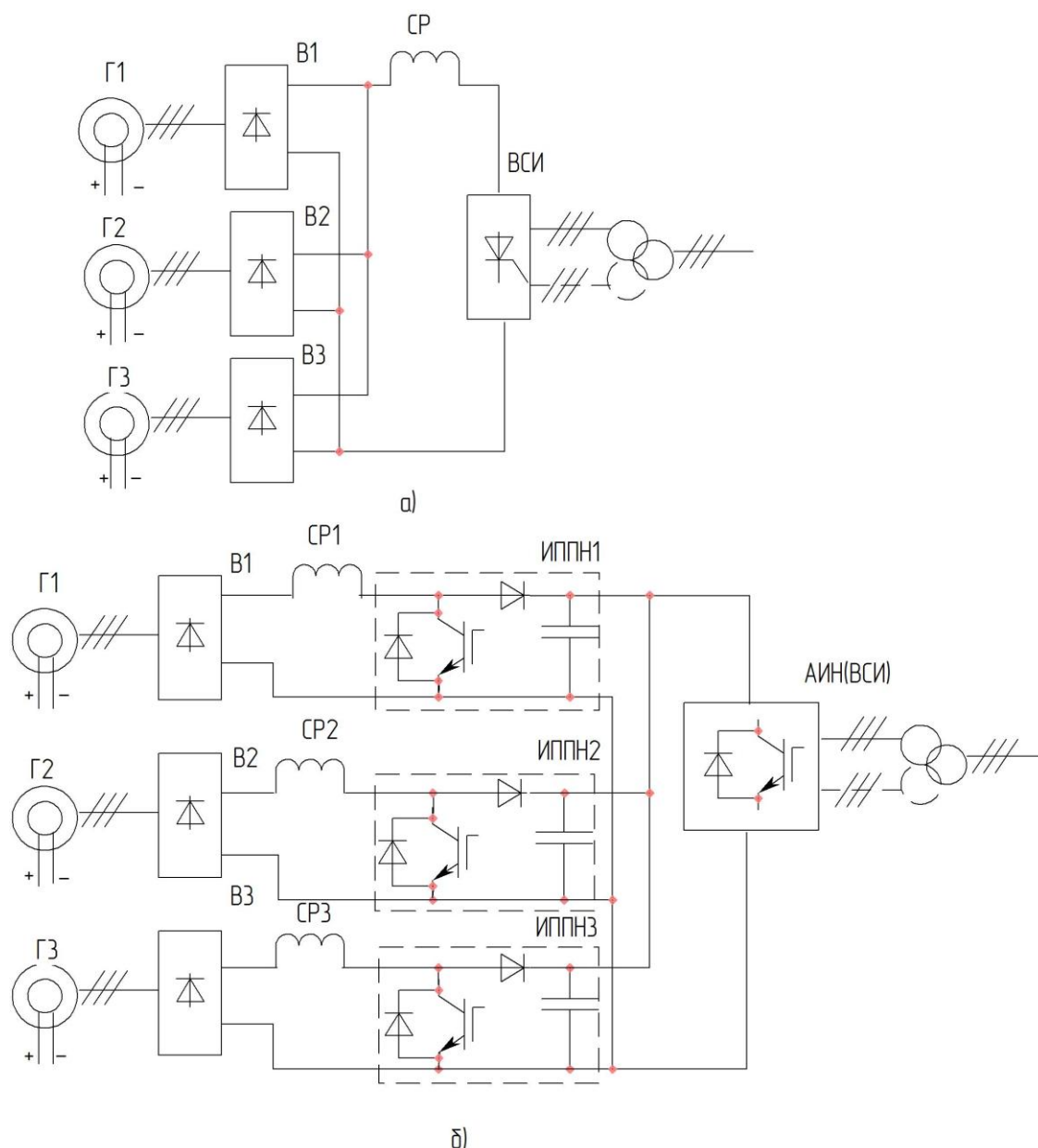


Рисунок 3.1 – Функциональные схемы ПЧ для ВЭУ АМ:

а) с ведомым сетью инвертором и параллельным включением выпрямителей;

б) с параллельным включением выпрямителей с ИППН, с АИН с улучшенным коэффициентом мощности ВСИ

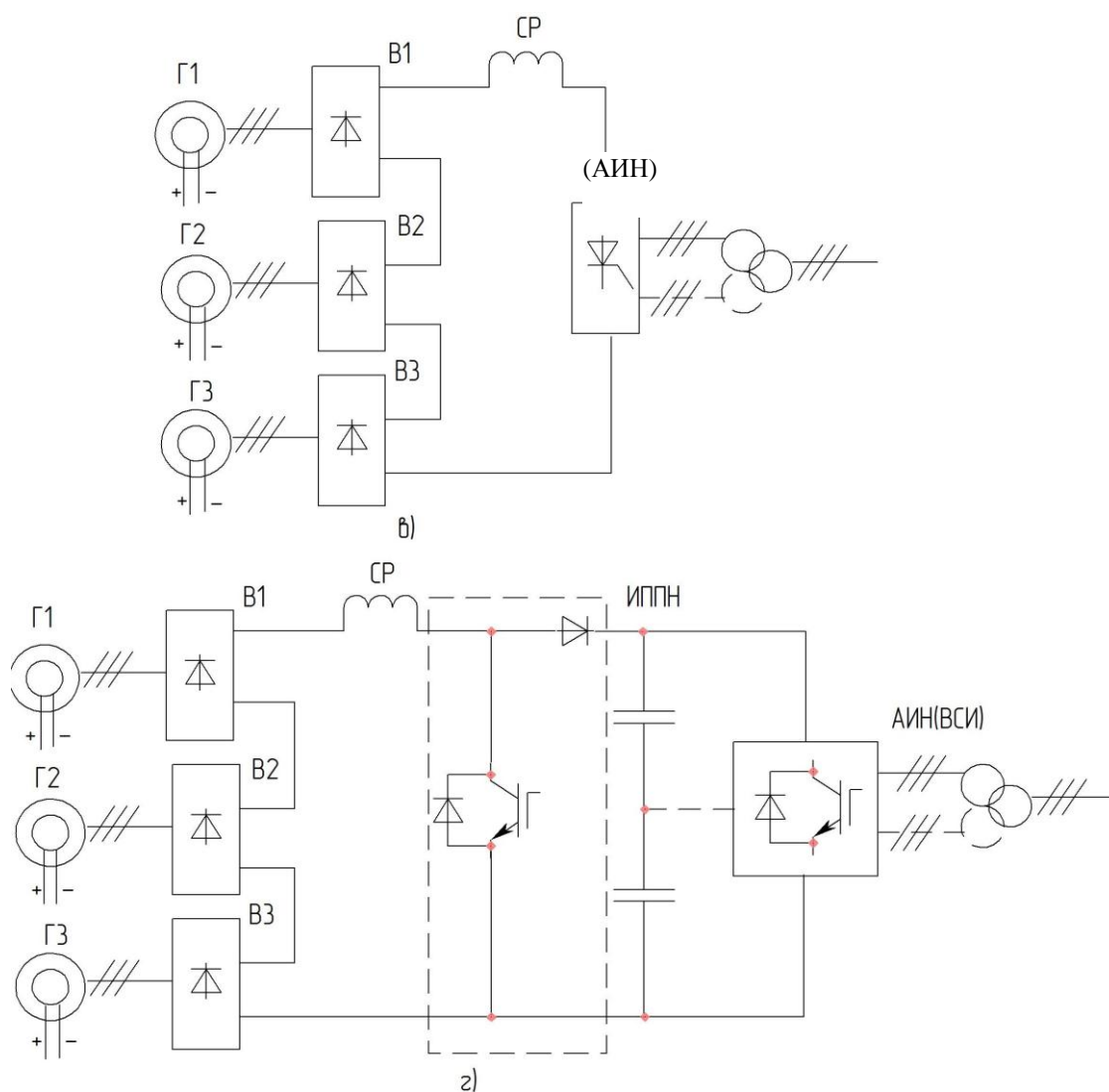


Рисунок 3.2 – Функциональные схемы ПЧ для ВЭУ АМ:

6) с ведомым сетью инвертором и последовательно соединенными выпрямителями;

2) с АИН или ВСИ с улучшенным коэффициентом мощности и последовательным соединением выпрямителей.

Для реализации схем преобразователей частоты ВЭУ АМ используется технология т.н. «шины постоянного тока», при которой ряд источников и потребителей энергии с различными режимами работы подключается к общей шине постоянного тока. Напряжение на ней поддерживается в определенных заданных пределах в функции требуемого параметра.

Для ВЭУ АМ принят режим поддержания постоянной частоты вращения ротора генератора, что при наличии регулятора тока возбуждения генераторов

обеспечивает постоянство напряжения генераторов и, соответственно, выпрямителей.

Энергия с шины постоянного напряжения при помощи инверторов инвертируется в сеть.

Качество выходного напряжения обеспечивается установкой соответствующих фильтро-компенсирующих устройств.

Технология «шины постоянного тока» обладает высокой степенью универсальности как при построении единичных ВЭУ, так и мощных ветроэлектростанций, включающих в себя несколько десятков ВЭУ различной единичной мощности.

При этом появляется возможность использования ряда типовых модулей, что приводит в конечном счете к снижению себестоимости производства и повышению надежности [22].

Последнее является определяющим для нетрадиционной энергетики.

В соответствии с техническими характеристиками ВЭУ АМ (табл.2.1) мощностью 750, 1000 кВт ветрогенераторы выполняются на напряжения соответственно  $U_n = 380; 690$  В с номинальной частотой  $f=50$  Гц, что обусловлено возможностью подключения их к промышленной сети без согласующих преобразователей, а в ряде случаев и без повышающих трансформаторов, что существенно удешевляет ВЭУ. Постоянство частоты вращения ветрогенераторов обеспечивается синхронизирующим моментом индукторного генератора.

Как показано в разделе 2, при работе с малыми скоростями ветрового потока для повышения эффективности ВЭУ АМ необходимо снизить обороты ветрогенератора, что приведет к снижению частоты генерируемого напряжения. Указанное обстоятельство требует установки соответствующих преобразователей частоты.

Поскольку разработанные ВЭУ АМ имеют по 3 генератора промышленной частоты, то согласование напряжения генераторов и сети производится при помощи двухзвенных преобразователей частоты, входным звеном которого

являются три неуправляемых 3-х фазных мостовых выпрямителя, работающих на общую шину постоянного напряжения.

На рис. 3.1 а), б), и 3.2 в), г) показаны возможные схемы преобразователей частоты, из которых следует, что выпрямители могут соединяться параллельно или последовательно.

В зависимости от схемы соединений выпрямителей и типа инвертора могут использоваться различные алгоритмы управления инвертором и возбуждением генераторов ВЭУ АМ.

При скорости вращения генераторов ниже номинальной возможны два режима управления напряжением генераторов:

- а) стабильное напряжение;
- б) регулируемое напряжение.

В первом режиме напряжение генератора поддерживается стабильным при переменной частоте вращения его ротора. При этом ток генератора определяется генерируемой мощностью, определяемой по характеристике  $P^*=f(V_0)$ , рис.2.9.

Во втором режиме частота и напряжение генераторов переменны, поэтому появляется возможность снизить потери за счет повышения напряжения. Наиболее благоприятным для этого режима является последовательное соединение выпрямителей, т.к оно позволяет получить номинальное напряжение при скорости ротора ветрогенератора в диапазоне  $0,33 \dots 1,0$  от номинальной при токе возбуждения менее номинального, что приводит к снижению потерь.

Параллельное включение выпрямителей требует повышения тока возбуждения сверх номинального. Поскольку такой режим приводит к увеличению габаритной мощности генератора и увеличению потерь на возбуждение, он практически неприемлем.

Величина необходимого напряжения также зависит от типа применяемого инвертора.

Использование ведомого сетью инвертора с точки зрения реализации процесса инвертирования при заданной мощности (токе) имеет ограничение по максимуму напряжения, определяемого границей устойчивого инвертирования

[5].

Применение автономного инвертора требует поддержания определенного соотношения его входного и выходного напряжений, обеспечивающих генерацию мощности в сеть.

Указанные особенности работы инверторов могут быть реализованы различными способами, обеспечивающими их электромагнитную совместимость с сетью [5, 46, 48, 50].

Поскольку при малых скоростях ветрового потока  $V_0 < 5$  м/с вырабатываемая мощность ВЭУ АМ составляет  $P \approx 0,1 P_n$ , то себестоимость такого преобразователя должна быть минимальной. Такому требованию удовлетворяет преобразователь с ведомым сетью инвертором (ПЧ с ВСИ) [5, 46].

Ниже приведен анализ схем ПЧ с ВСИ, обеспечивающих наиболее эффективное преобразование энергии ветра в электроэнергию в ВЭУ АМ.

### *3.2 Схемы преобразователей частоты с ведомым сетью инвертором (ВСИ) и параллельным включением выпрямителей*

При параллельном включении выпрямителей выпрямленное напряжение определяется напряжением генератора. Снижение частоты вращения ротора генератора ниже  $(0,3 \dots 0,5) n_n$  и, соответственно, напряжения, не рационально по следующим причинам:

1. Как следует из результатов анализа в разделе 2, при более низких оборотах генератора прирост генерируемой мощности незначителен, но возрастают моменты, обусловленные трением и некоторым снижением коэффициента мощности ( $C_p$ ) ветроколеса.

2. Снижается доля реактивной энергии конденсаторов, установленных на зажимах генераторов для компенсации реакции якоря, что приводит к увеличению тока возбуждения для поддержания стабильного напряжения и, соответственно, увеличению потерь на возбуждение [3].

3. Снижение напряжения генератора приводит к увеличению тока инвертирования (генератора) при заданной мощности ВЭУ и, следовательно,

снижению КПД схемы генерирования энергии.

4. Снижение напряжения на входе ведомого сетью инвертора приводит к снижению его коэффициента мощности, что требует увеличения установленной мощности фильтро-компенсирующих устройств [5].

5. Снижение напряжения ниже  $0,5U_n$  не позволяет эффективно использовать несимметричные способы повышения коэффициента мощности трехфазных мостовых ведомых сетью инверторов [32].

Учитывая изложенное, ниже рассмотрены возможные варианты схемных решений, позволяющих полностью либо частично устранить вышеуказанные недостатки, чтобы повысить эффективность преобразования энергии в ВЭУ АМ.

При принятых в разработанных ВЭУ АМ стандартных рядах номинальных напряжений 380 и 690 В, с учетом возможности их непосредственного подключения к низковольтным потребительским сетям, наиболее приемлемым является использование трехфазного мостового инвертора, ведомого сетью (ВСИ).

Для обеспечения устойчивого инвертирования ВСИ необходимо соблюдать два условия – (3.1) и (3.2) [5], падением напряжения на тиристорах пренебрегаем.

$$U_{dB} = E_{d0B} - \Delta U_B \geq U_{dU} = E_{d0U} \cos \beta_{\min} + \Delta U_U \quad (3.1)$$

$$\beta_{\min} \geq \gamma + \Delta\beta \quad (3.2)$$

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_B &= I_d r_B + \frac{3}{\pi} I_d \chi_r \\ \Delta U_U &= I_d r_S + \frac{3}{\pi} I_d \chi_S \end{aligned} \right\} \quad (3.3)$$

В (3.1...3.3)  $U_{dB}$ ,  $U_{dU}$ ,  $E_{d0B} = \frac{m\sqrt{2}}{\pi} E_{ЛГ}$ ,  $E_{d0U} = \frac{m\sqrt{2}}{\pi} E_{ЛС}$  - среднее максимальное выпрямленное напряжение выпрямителя и инвертора, соответственно;

$E_{ЛГ}$ ,  $E_{ЛС}$  – действующие линейные значения напряжения генератора и сети;



$I_d$  – среднее значение постоянного тока в звене постоянного напряжения;  
 $\chi_r, \chi_s$  – приведенные к контуру коммутации индуктивности генератора и сети;

$\gamma$  – угол коммутации;

$\beta, \beta_{min}$  – угол управления инвертором, текущий и минимальный, соответственно;

$\Delta\beta$  – запас по углу управления, определяемый временем восстановления тиристорov, асимметрией управляющих импульсов сетевого напряжения. В дальнейшем принимается  $\Delta\beta=10$  град.электрических.

Величина угла коммутации для мостовой схемы определяется из соотношения [5] :

$$\cos(\beta - \gamma) - \cos \beta = \frac{2I_d \chi_s}{\sqrt{2}U_{лс}} \approx \frac{4U_{кз} \%}{3\sqrt{2} \cdot 100} \cdot \frac{I_d}{I_{дн}} \approx 0,94 \cdot \frac{U_{кз} \%}{100} \cdot I_d^*, \quad (3.4)$$

здесь  $U_{кз} \%$  - напряжение короткого замыкания, приведенное к контуру коммутации;

$I_d^* = \frac{I_d}{I_n}$  - относительное значение тока инвертирования.

Для ВЭУ АМ типов ТГ-750М и ТГ-1000 действующее значение линейных напряжений генератора и сети одинаковы. Схема подключения преобразователя в ВЭУ АМ ТГ-750М показана на рис. 3.3.

Выполнение неравенства (3.1) обеспечивается изменением напряжения генератора регулятором мощности ВЭУ, полагая, что нагрузка отбирает генерируемую мощность полностью.

При снижении скорости ветрового потока ниже 5 м/с генераторы отключаются от сети контакторами байпаса К1-К3 (рис.3.3), а напряжение генераторов снижается до уровня 0,4...0,5  $U_n$ , при котором включаются контакторы К3...К6 и К7. Под действием момента, создаваемого инвертируемым током, ветрогенераторы снижают обороты до уровня  $\approx 0,5n_n$ . При этом регулятор обеспечивает поддержание постоянства напряжения на зажимах генератора. При снижении напряжения  $U_d$  примерно в 2 раза, угол управления  $\beta \approx 60$  эл. градусов.

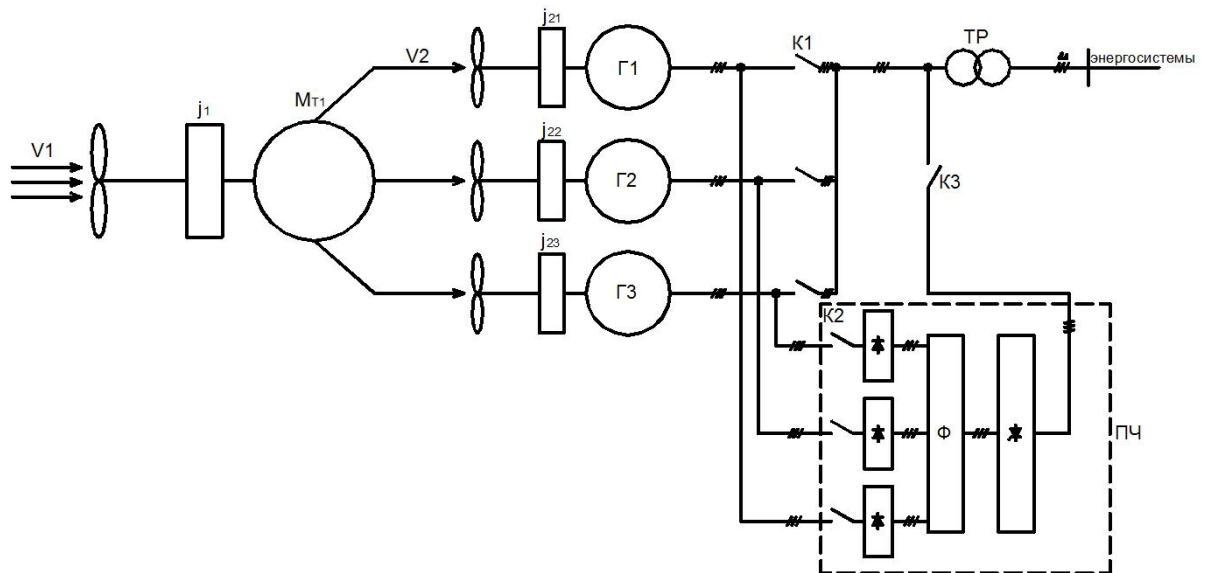


Рисунок 3.3 – Функциональная схема ВЭУ типа ТГ=750 с преобразователем.

Т.к генерация в переходном режиме обеспечивается изменением напряжения генератора, то при  $\beta = \text{const}$  оно определяется соотношением (3.1).

Согласно (3.4), угол коммутации при параметрах сетевых трансформаторов установки ТГ-1000 ( $U_{K3} = 5\%$ ) составляет не более 10 град. электрических (табл.3.1) при номинальном токе инвертирования, что обеспечивает выполнение устойчивой работы инвертора по условию (3.2):  $\beta \approx 60$  град. электрических  $\gg \gamma + \Delta\beta = 20$  град. электрических.

Таким образом, подключение инвертора к сети с большими углами  $\beta$  сопровождается существенным снижением коэффициента сдвига ( $\cos \varphi$ ), который определяется известным выражением [32]:

$$\cos \varphi = \cos \left( \beta - \frac{\gamma}{2} \right) \quad (3.5)$$

Соответственно, генерируемая реактивная мощность  $Q$  [32]

$$Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (3.6)$$

Поскольку инвертор работает с генерируемой активной мощностью ( $P$ ), в диапазоне  $0,1 \dots 1,5 P_n$ , то при  $U_d \approx 0,5 U_{дн}$  генерируемый ток будет находиться в пределах  $0,2 \dots 0,3 I_{дн}$ . Угол коммутации в таком режиме составляет до 2 град. электрических (табл.3.2), что практически не сказывается на изменении коэффициента мощности. Для  $\cos \varphi = \cos 60^\circ = 0,5$  значение  $\operatorname{tg} \varphi = \sqrt{3}$ .

Генерируемая реактивная мощность в  $\sqrt{3}$  раз больше активной  $P_d$ , а полная мощность ( $S_n$ ), генерируемая в сеть, составит:

$$S_n = \sqrt{Q^{2*} + P_d^{2*}} = 2P_d \quad (3.7)$$

Т.к. потери в активных сопротивлениях сети  $\Delta P = \frac{1}{\cos^2 \varphi}$ , то они будут находиться в пределах 0,8...1,2 номинальных.

Таким образом, наиболее простое (по себестоимости) решение приводит к генерации полной мощности, вдвое превышающей активную мощность, снижает коэффициент мощности до уровня 0,5, что приводит к увеличению потерь в сети в 4 раза, и вдвое увеличивает требуемую установленную мощность преобразователя

Применение несимметричного управления катодной и анодной группами инвертора приводит к некоторому улучшению коэффициента сдвига ( $\cos \varphi$ ), но существенно снижается коэффициент искажения [5, 32].

Для точки регулирования  $U_d \approx 0,5 U_n$  коэффициент сдвига  $\cos \varphi \approx 0,70$ , а коэффициент искажения  $K_u = 0,78$ . Коэффициент мощности  $K_M = 0,55$  [5, 32]. Для определения коэффициента мощности угол  $\gamma$  не учитывается в силу его малости при реальной генерации.

Поочередное управление катодной и анодной группой вентиляей для работы с  $\beta = \text{const} = 60$  град. электрических нецелесообразно, т.к. существенный выигрыш в коэффициенте мощности, приводит к существенному ухудшению коэффициента искажения и появлению в сетевом токе гармоник, кратным трем [32].

Наиболее рациональным с точки зрения повышения коэффициента мощности является использование трансформаторной или автотрансформаторной схемы подключения инвертора к сети. Использование понижающего автотрансформатора при низком напряжении сети наиболее целесообразно, т.к. не приводит к существенному повышению требований к изоляции инвертора, но при этом существенно снижается его установленная мощность и потери от инвертируемого тока.

При использовании согласующего трансформатора для передачи энергии, целесообразно использовать отпайку трансформатора на низкой стороне.

Возможные варианты подключения инвертора показаны на рис. 3.4.

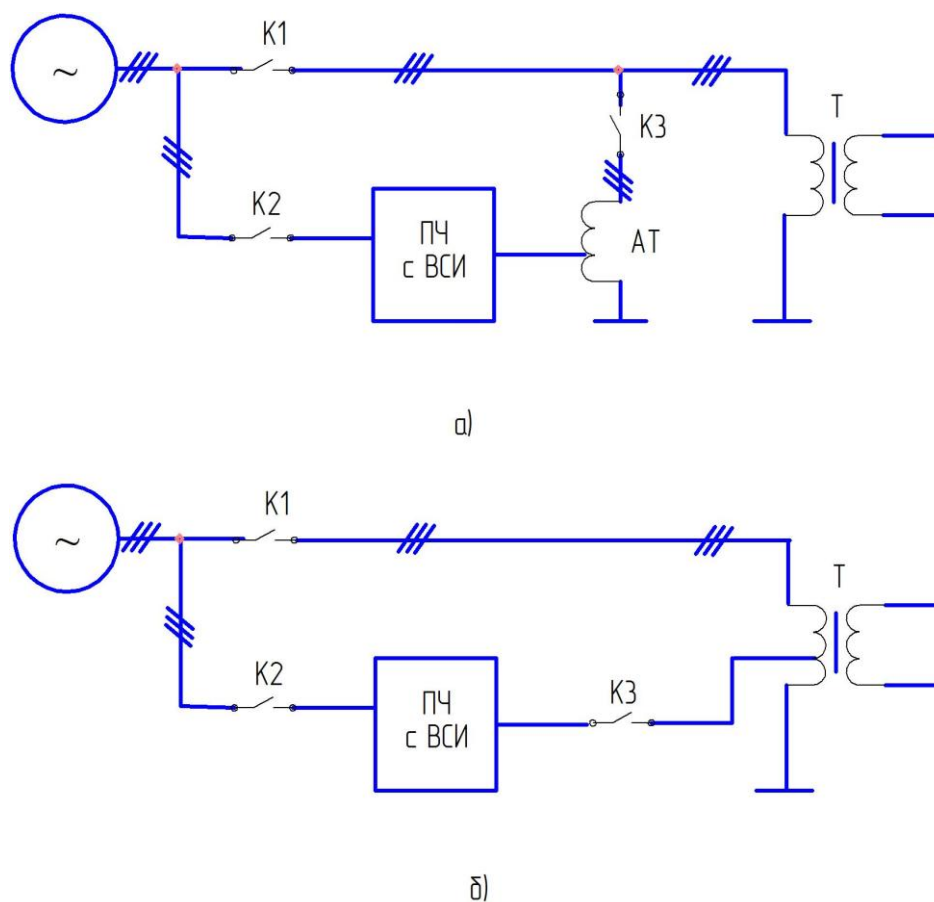


Рисунок 3.4 – Схемы подключения преобразователя частоты с ВСИ:

а) с автотрансформатором

б) к отпайке низковольтной обмотки трансформатора.

При подключении инвертора по схемам рис.3.4 выбор напряжений производится с учетом критериев (3.1) и (3.2).

Управление инвертором возможно по двум законам:  $\beta_{\min} = \text{const}$  и  $\Delta\beta = \text{const}$

Для реализации закона  $\beta_{\min} = \text{const}$  зависимость  $\Delta\beta = \text{const}$  определяется по данным табл. 3.1.

Численные значения параметров  $\beta$  и  $\gamma$  в табл. 3.1 рассчитаны по (3.4) для  $\Delta\beta = 10$  град. электрических и  $U_{d0} = 0,5 U_{d0н}$ .

Из табл.3.1 следует, что в реальном диапазоне изменения нагрузок  $I_d^* = 0 \dots 0,3$  при  $V_0 \leq 5$  м/с угол коммутации не превышает 4...5 град.

электрических.

**Таблица 3.1** Зависимость  $\gamma$ ,  $\beta$  от тока нагрузки  $I_d$  и  $U_{кз}$

$I^*$		0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5
$U_{кз}=5,5\%$	$\beta$ , эл. градусов	11	12	14	16	20	24
	$\gamma$ , эл. градусов	1,0	2,0	4,0	6,0	10	14
$U_{кз}=8,0\%$	$\beta$ , эл. градусов	12	13	15	15	19	29
	$\gamma$ , эл. градусов	2,0	3,0	5,0	9,0	14	19

С учетом  $\Delta\beta=10$  град. электрических минимальное значение коэффициента сдвига при  $\beta=\text{const}=15$  град. электрических составляет  $\cos\varphi=0,966$ , с учетом коэффициента искажения  $K_u = \frac{3}{\pi} = 0,955$ , соответственно, коэффициент мощности  $K_M=0,922$ . Полученное значение незначительно ниже требуемого по ГОСТ 13109-97 значения 0,93 [27].

При этом генерируемая мощность  $Q^*=0,268$ , мощность искажения  $T_U^*=0,311$ .

Полная генерируемая мощность:

$$S_e^* = \sqrt{P_d^{2*} + Q^{2*} + T_U^{2*}} = 1,08P_d^*$$

Таким образом, полная генерируемая мощность инвертора с  $\beta_{\min} = \text{const}=15$  град. электрических по сравнению с  $\beta = \text{const}=60$  град. электрических падает в 1,85 раза при одинаковой активной мощности.

Добавочные потери от реактивного тока составляют 17,6 %, и в 3,4 раза меньше, чем для  $\beta = 60$  град. электрических.

Управление инвертором по закону  $\Delta\beta=\text{const}$  позволяет с уменьшением нагрузки изменять  $\beta$  в сторону уменьшения, что приводит к снижению генерирования реактивной мощности и, соответственно, полного инвертируемого тока, что будет способствовать повышению КПД

преобразования энергии при малых скоростях ветрового потока. Например, при  $I_d=0,2$ ,  $\cos \varphi=0,982$ ,  $K_n=0,955$ ,  $K_m=0,937$ ,  $Q^*=0,194$  - снижение реактивной мощности в 1,38 раза, добавочные потери в сети – в 3 раза.

Абсолютная величина добавочных потерь составляет 6 %.

На рис. 3.5 представлены зависимости генерируемой реактивной мощности ВЭУ АМ -  $Q^*$ , коэффициента мощности ( $K_m$ ), коэффициента сдвига ( $\cos \varphi$ ) в функции скорости ветрового потока ( $V_0$ ) при  $\Delta\beta=\text{const}$ , построенного по значениям табл. 3.2.

**Таблица 3.2 Зависимость  $\cos \varphi$ ,  $K_m$ ,  $Q^*$  в функции  $V_0$**

$V_0$	2,8	3,0	5,5	6,0
$\cos \varphi$	0,985	0,983	0,978	0,972
$K_m$	0,94	0,938	0,935	0,928
$Q^*$	0,176	0,203	0,238	0,268

Наличие согласующего трансформатора или автотрансформатора, особенно при наличии низкого коэффициента мощности, имеет существенные недостатки, заключающиеся в увеличении стоимости, габаритов, массы и дополнительных потерь. Например, сухой трансформатор ТСЗ-100/0,4 мощностью 100 кВА и  $U_{кз}=4,5$  % имеет массу 510 кг, КПД=0,97.

Применение автотрансформатора несколько снимает этот недостаток, но полностью его не исключает.

Как указывалось ранее, наличие отпаек в сетевом трансформаторе не требует согласующего трансформатора, но исключает использование серийных сетевых трансформаторов.

К существенным недостаткам ведомых сетью инверторов следует отнести наличие высших гармонических в сетевом токе с частотой, кратной  $2m\pm 1$ . В частности, в мостовом инверторе это 5; 7; 11; 13; 17; 19 гармоники, амплитуда которых при  $\beta_{\min}=10\dots 15$  град. электрических находится в пределах  $23\dots 8$  %  $I_{dn}$  соответственно.

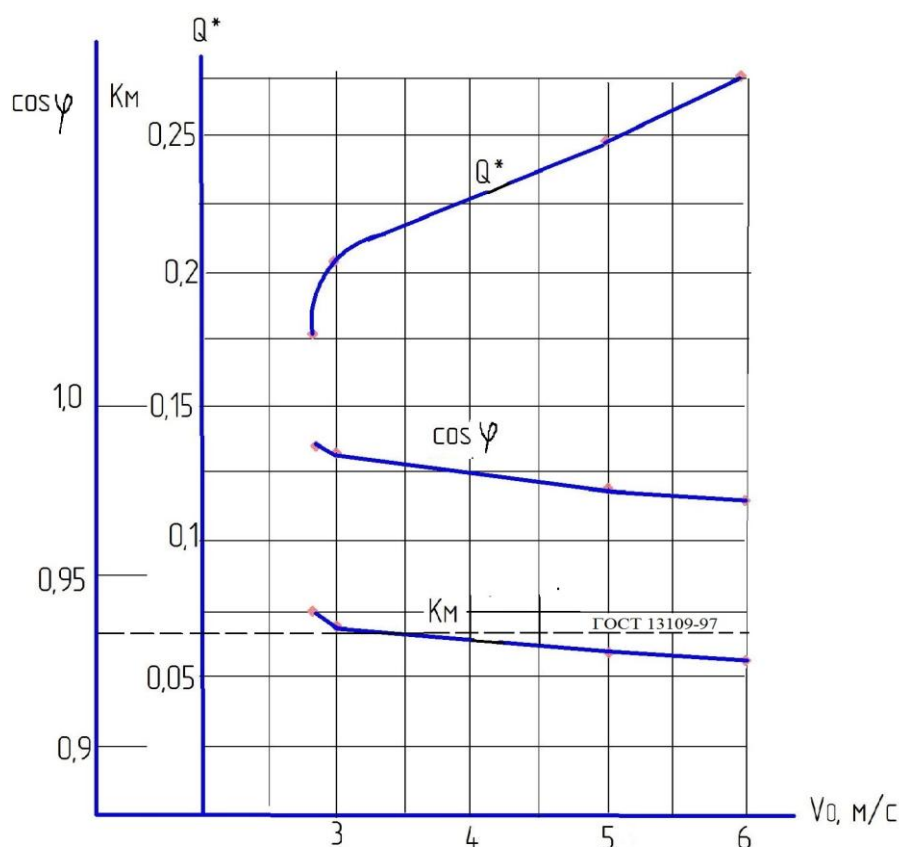


Рисунок 3.5 - Зависимости генерируемой реактивной мощности  $Q^*$  ПЧ с ВСИ, коэффициента мощности ( $K_M$ ), коэффициента сдвига ( $\cos \varphi$ ) в функции скорости ветрового потока ( $V_0$ ) при  $\Delta\beta = \text{const}$ .

### 3.3 Схема преобразователя частоты с ВСИ и параллельным соединением выпрямителей и импульсным повышающим преобразователем напряжения

Анализ режимов работы преобразователей частоты с параллельным соединением выпрямителей показал, что повышение коэффициента мощности сопряжено с установкой дополнительно согласующего трансформатора или автотрансформатора, что существенно влияет на стоимостные и энергетические показатели преобразователя.

В разделе 1 было показано, что в мировой практике для согласования напряжения генератора и инвертора используются различные схемы [48, 59, 105, 106]. Среди наиболее распространенных находятся схемы с использованием импульсного повышающего преобразователя напряжения (ИППН).

Применение ИППН делает схему согласования универсальной при работе ветрогенератора с сетью благодаря мощностной характеристике ВЭУ  $P=f(V_0)$ , поскольку при увеличении диапазона изменения напряжения генератора существенно уменьшается генерируемая мощность, что хорошо согласуется с регулировочной характеристикой ИППН.

Таким образом, использование ИППН (рис.3.1 б) и 3.2 б) позволяет решать следующие задачи:

1. Повышать выпрямленное напряжение до уровня  $U_d \cdot \cos\beta_{min}$ , что позволяет снизить уровень генерируемого тока; для рассматриваемого в разделе 3.2 случая практически вдвое, что приводит к снижению потерь в сети в 4 раза.

2. Поскольку ИППН работает на частоте, большей частоты сети, и обладает высоким быстродействием, появляется возможность существенно снизить вероятность опрокидывания инвертора при колебаниях напряжения сети и увеличить коэффициент мощности, уменьшив его до значения  $\Delta\beta$ .

3. Наличие регулятора напряжения позволяет снизить требования к точности поддержания оборотов генератора, динамике системы управления возбуждением генератора и электроприводу поворота лопастей ветроколес.

4. Упрощается конструкция преобразователя, т.к. роль согласующего реактора может выполнять кабельная линия постоянного напряжения, что особенно важно при строительстве оффшорных и мощных ВЭС [48].

5. Снижается требование жесткости внешней характеристики генератора, что позволяет работать с постоянным током возбуждения и упрощает схему регулирования возбуждения.

Для оценки возможностей реализации ИППН в различных режимах и определения параметров ИППН обратимся к схеме замещения рис.3.6.



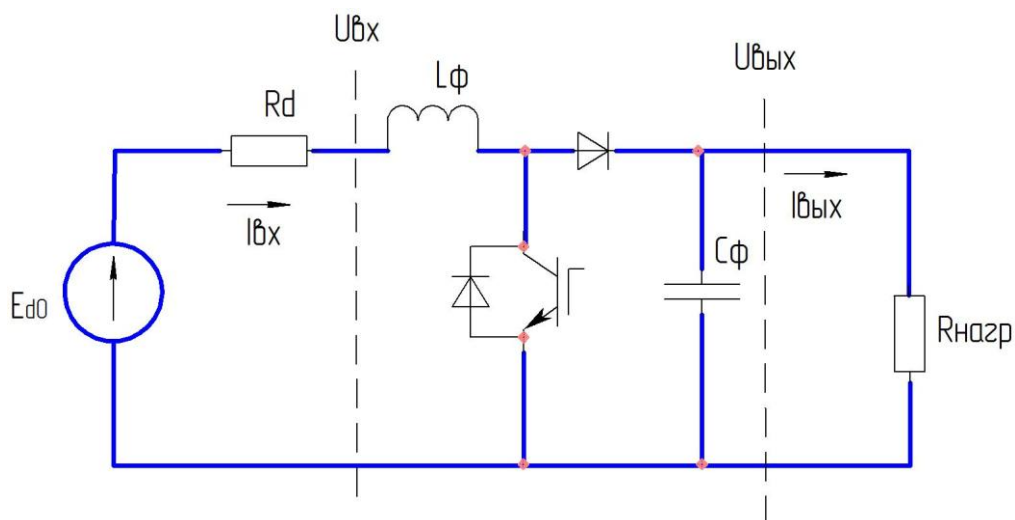


Рисунок 3.6 – Схема замещения импульсного повышающего преобразователя напряжения (ИППН).

Согласно [47], коэффициент передачи идеального ИППН определяется соотношением:

$$K = \frac{U_{вых}}{U_{вх}} = \frac{1}{1 - K_c}, \quad (3.8)$$

где:  $U_{вых}$ ,  $U_{вх}$  – среднее напряжение на выходе и входе ИППН соответственно;

$K_c$  – коэффициент скважности, равный отношению длительности включенного состояния к периоду повторяемости  $T$ .

Для идеального преобразователя без потерь, как это следует из баланса мощностей [47]:

$$U_{вых} = K U_{вх} = U_{нагр} \quad (3.9)$$

$$I_{вх} = K I_{вых} \quad (3.10)$$

Наличие потерь учитывается при помощи эквивалентного сопротивления

$$R_э = R_г + R_д, \quad (3.11)$$

где:

$R_г$  – внутреннее сопротивление обмоток генератора;

$R_д$  – сопротивление соединительных проводов и ИППН.

Согласно схеме замещения

$$U_{\text{вх}} = E_{\text{д0}} - I_{\text{вх}} R_{\text{э}} \quad (3.12)$$

Решая совместно (3.9), (3.11), (3.12), получаем выражение регулировочной характеристики  $U_{\text{нагр}}^* = f(K)$ :

$$U_{\text{нагр}}^* = K - K^2 R_{\text{э}}^*, \quad (3.13)$$

где:

$$U_{\text{нагр}}^* = \frac{U_{\text{нагр}}}{E_{\text{д0}}}, \quad R_{\text{э}}^* = \frac{R_{\text{э}}}{R_{\text{нагр}}}, \quad R_{\text{нагрном}} = \frac{E_{\text{д0}}}{I_{\text{нагрном}}}.$$

Исследуя (3.13) на максимум, получаем:

$$K_{\text{max}} = \frac{1}{2R_{\text{э}}^*} \quad (3.14)$$

С учетом (3.8)

$$K_{\text{с max}} = 1 - 2R_{\text{э}}^* \quad (3.15)$$

$$K = \frac{1}{R_{\text{э}}^*} \text{ при } U_{\text{нагр}}^* = 0; \quad (3.16)$$

$$\text{или } K_{\text{с}} = 1 - R_{\text{э}}^* \quad (3.17)$$

Максимальное значение напряжения

$$U_{\text{нагр max}} = \frac{1}{4R_{\text{э}}^*} \quad (3.18)$$

Выражения (3.15-3.18) позволяют получать точные значения параметров характерных точек регулировочных характеристик.

Особенность работы ИППН в ВЭУ заключается в том, что, в зависимости от скорости ветрового потока, изменяется величина генерируемой мощности, а, соответственно, и величина сопротивления нагрузки  $R_{\text{нагр}}$ , и, следовательно, эквивалентное сопротивление  $R_{\text{э}}^*$ .

При принятом ранее законе управления, напряжение на входе ИППН  $U_{\text{вх}}$  принимает в установившемся режиме 2 дискретных значения  $U_{\text{вх}} = E_{\text{д0}}$  и  $U_{\text{вх}} = 0,5E_{\text{д0}}$ .

В табл.3.3 приведены расчетные данные  $R_{\text{э}}^*$  и  $R_{\text{нагр}}$  в функции скорости ветрового потока, для реальных параметров ВЭУ АМ типа ТГ-1000. в которой применены индукторные генераторы СГИ-350-0,69-16 УХЛ1.

Эквивалентное сопротивление фазы генератора вместе с соединительными алюминиевыми кабелями в номинальном режиме до ИППН составляет  $R_{\Sigma 1}^* = 0,13$  Ом. При параллельном соединении 3-х генераторов в точке подключения ИППН  $R_{\Sigma 3}^* = 0,0433$  Ом.

**Таблица 3.3 Зависимость  $R_{\Sigma}^* = f(V_0)$**

$V_0$ , м/с	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	6,0	8,0	9,0	10	12	12
										$I=I_{дн}$	$I=1,5I_{дн}$
$R_{\Sigma}$ , Ом	193	49,6	25,6	16,1	8,15	6,56	2,42	1,68	1,26	0,794	0,55
$R_{\Sigma 1}^*$	0,0007	0,0026	0,005	0,012	0,016	0,020	0,054	0,077	0,103	0,16	0,233
$R_{\Sigma 3}^*$	0,000023	0,00086	0,0017	0,004	0,0053	0,0066	0,018	0,029	0,034	0,04	0,0786

Из табл. 3.3 следует, что практический диапазон изменения  $R_{\Sigma 1}^*$  и  $R_{\Sigma 3}^*$  находится в пределах  $0,7 \cdot 10^{-3} \dots 0,233$  и  $0,23 \cdot 10^{-3} \dots 0,0786$  соответственно.

По соотношению (3.13) и данным таблицы 3.3 рассчитано семейство регулировочных характеристик  $U_{нагр}^* = f(V_0 = \text{var}, R_{\Sigma})$  для двух значений входного напряжения генератора 690 В и 330 В. Расчетные значения регулировочных характеристик приведены в табл. 3.4.

**Таблица 3.4 Зависимость  $K, K_C$  в функции  $V_0$  и  $R_{\Sigma}^*$**

$K/K_C$ $V_0$ , м/с/ $R_{\Sigma}^*$	$\frac{1}{0}$	$\frac{1,1}{0,1}$	$\frac{1,25}{0,2}$	$\frac{1,42}{0,3}$	$\frac{1,67}{0,4}$	$\frac{2}{0,5}$	$\frac{2,5}{0,6}$	$\frac{4}{0,75}$	$\frac{5}{0,8}$	$\frac{10}{0,9}$	$\frac{20}{0,95}$
$\frac{3}{0,001}$	$\frac{1}{0,5}$	$\frac{1,091}{0,545}$	$\frac{1,24}{0,62}$	$\frac{1,42}{0,71}$	$\frac{1,65}{0,825}$	$\frac{1,997}{0,998}$	$\frac{2,496}{1,248}$	$\frac{3,89}{1,945}$	$\frac{4,85}{2,425}$	$\frac{9,3}{4,65}$	$\frac{17,2}{8,6}$
$\frac{5,0}{0,012}$	$\frac{1}{0,5}$	$\frac{1,085}{0,543}$	$\frac{1,23}{0,615}$	$\frac{1,4}{0,7}$	$\frac{1,64}{0,82}$	$\frac{1,95}{0,975}$	$\frac{2,425}{1,22}$	$\frac{3,8}{1,9}$	$\frac{4,7}{2,35}$	$\frac{8,8}{4,4}$	$\frac{15,2}{7,6}$
$\frac{9}{0,077}$	$\frac{1}{0,5}$	$\frac{1,015}{0,5070}$	$\frac{1,13}{0,565}$	$\frac{1,26}{0,63}$	$\frac{1,45}{0,73}$	$\frac{2,01}{1,0}$	$\frac{2,77}{1,35}$	$\frac{3,05}{1,525}$	$\frac{2,2}{1,1}$		
$\frac{10}{0,103}$	$\frac{1}{0,5}$	$\frac{0,97}{0,485}$	$\frac{1,09}{0,545}$	$\frac{1,21}{0,605}$	$\frac{1,38}{0,69}$	$\frac{1,58}{0,79}$	$\frac{1,85}{0,925}$	$\frac{2,35}{1,17}$	$\frac{2,43}{1,215}$	$\frac{-0,2}{-0,15}$	
$\frac{11}{0,127}$	$\frac{1}{0,5}$	$\frac{0,911}{0,47}$	$\frac{1,05}{0,525}$	$\frac{1,166}{0,583}$	$\frac{1,32}{0,66}$	$\frac{1,49}{0,745}$	$\frac{1,700}{0,85}$	$\frac{1,968}{0,984}$	$\frac{1,825}{0,92}$		

**Продолжение таблицы 3.4**

$\frac{K/K_c}{V_0, \text{ м/с}/R_3^*}$	$\frac{1}{0}$	$\frac{1,1}{0,1}$	$\frac{1,25}{0,2}$	$\frac{1,42}{0,3}$	$\frac{1,67}{0,4}$	$\frac{2}{0,5}$	$\frac{2,5}{0,6}$	$\frac{4}{0,75}$	$\frac{5}{0,8}$	$\frac{10}{0,9}$	$\frac{20}{0,95}$
$\frac{12}{0,16}$ $I=I_{dH}$	$\frac{1}{0,5}$	$\frac{0,906}{0,453}$	$\frac{1,0}{0,5}$	$\frac{1,1}{0,55}$	$\frac{1,22}{0,61}$	$\frac{1,36}{0,68}$	$\frac{1,5}{0,75}$	$\frac{1,44}{0,72}$	$\frac{1,0}{0,5}$		
$\frac{12}{0,236}$ $I=1,5I_{dH}$	$\frac{1}{0,5}$	$\frac{0,814}{0,407}$	$\frac{0,88}{0,44}$	$\frac{0,945}{0,505}$	$\frac{1,01}{0,505}$	$\frac{1,056}{0,528}$	$\frac{1,025}{0,512}$	$\frac{0,224}{0,112}$			

**Примечание** – В таблице в числителе указаны значения напряжения на нагрузке  $U_{нагр}^*$  при номинальном выпрямленном напряжении  $E_{d0H}$ , а в знаменателе – при  $0,5 E_{d0H}$

В таблице 3.5 приведены численные значения характерных точек  $U_{нагр\ max}=f(K_c; R_3^*)$  и  $U_{нагр}=f(K_c; R_3^*)=0$ , рассчитанные по соотношениям (3.15) и (3.16) соответственно.

**Таблица 3.5 Численные значения характерных точек  $U_{нагр}=f(K_c, R_3^*)$**

$R_3^*$	0,00023	0,007	0,012	0,077	0,103	0,127	0,16	0,236
$\frac{K_{max}}{K_c}$	$\frac{2174}{0,99954}$	$\frac{72,5}{0,986}$	$\frac{42,7}{0,976}$	$\frac{6,45}{0,832}$	$\frac{4,76}{0,794}$	$\frac{3,99}{0,746}$	$\frac{3,13}{0,68}$	$\frac{2,12}{0,528}$
$\frac{U_{нагр\ max}^*}{U_{нагр\ max}^*}$	$\frac{1087}{543,5}$	$\frac{35,7}{17,9}$	$\frac{20,8}{10,4}$	$\frac{3,25}{1,68}$	$\frac{2,43}{1,22}$	$\frac{1,978}{0,934}$	$\frac{1,56}{0,78}$	$\frac{1,05}{0,525}$
$\frac{K}{K_c}$ для $U_{нагр}^*=0$	$\frac{4348}{0,99977}$	$\frac{143}{0,993}$	$\frac{83,3}{0,988}$	$\frac{12,9}{0,423}$	$\frac{9,71}{0,897}$	$\frac{7,87}{0,873}$	$\frac{6,25}{0,84}$	$\frac{4,24}{0,734}$

Из табл. 3.4 и 3.5 следует, что в системе управления следует принять меры по ограничению коэффициента скважности ( $K_c$ ) для исключения чрезмерных напряжений на выходе ИППН.

По данным табл. 3.4 и 3.5 построены регулировочные характеристики  $U_{нагр}^*=f(V_0, K_c)$  – рис. 3.7.

Анализ регулировочных характеристик показывает, что, в случае использования вспомогательного преобразователя для работы в зоне малых скоростей ветрового потока  $V_0 \leq 5 \text{ м/с}$  получение необходимого напряжения на нагрузке связано с алгоритмом управления и схемой ИППН. Для случая,

представленного на рис.3.2 б), когда ИППН имеет три входных канала, существенное значение имеет алгоритм управления ключами.

При синхронной работе ключей все три канала работают параллельно, и поэтому эквивалентное сопротивление  $R_{\Sigma}^*$  может принимать значение в пределах  $0,23 \cdot 10^{-3} \dots 0,0768$ . Для указанных значений  $R_{\Sigma}^*$  согласно табл.3.4 и рис.3.7 напряжение на нагрузке может принимать значения  $U_{нагр} > 1,68$  при входном напряжении  $E_{d0} = 0,5E_{d0н}$  во всем диапазоне изменения нагрузки по току, т.е.  $I_{нагр} = 1,5I_{дн}$ .

Эти результаты говорят о возможности стабилизации напряжения на нагрузке в статическом и динамическом режимах во всем диапазоне скорости ветрового потока и кратковременных перегрузках по току.

Таким образом, алгоритм одновременного управления ключами ИППН дает возможность оптимального решения конструктивного и схемного построения ИППН.

К недостаткам такого алгоритма следует отнести ограничение по частоте коммутации, что приводит к завышению установленной мощности его фильтровых элементов ( $C_{\phi}$  и  $L_{\phi}$ ) при заданной точности поддержания пульсаций тока и напряжения.

Попытка повысить частоту коммутации за счет использования асинхронного включения ключей ИППН приводит к увеличению эквивалентного внутреннего сопротивления  $R_{\Sigma 1}^*$ , которое достигает значений  $R_{\Sigma 1}^* = 0,7 \cdot 10^{-3} \dots 0,233$ . Это обстоятельство приводит к тому, что при резких колебаниях нагрузки по току  $I_{нагр} = I_d = 1,5 I_{дн}$  выходное напряжение может иметь провалы до уровня  $0,73U_{нагр ном}$ , т.е. на 27 %, что недопустимо.

Это обстоятельство является ограничением по кратковременной допустимой мощности перегрузки ( $\approx 450$  кВт) и скоростям порывов ветрового потока до 9 м/с.

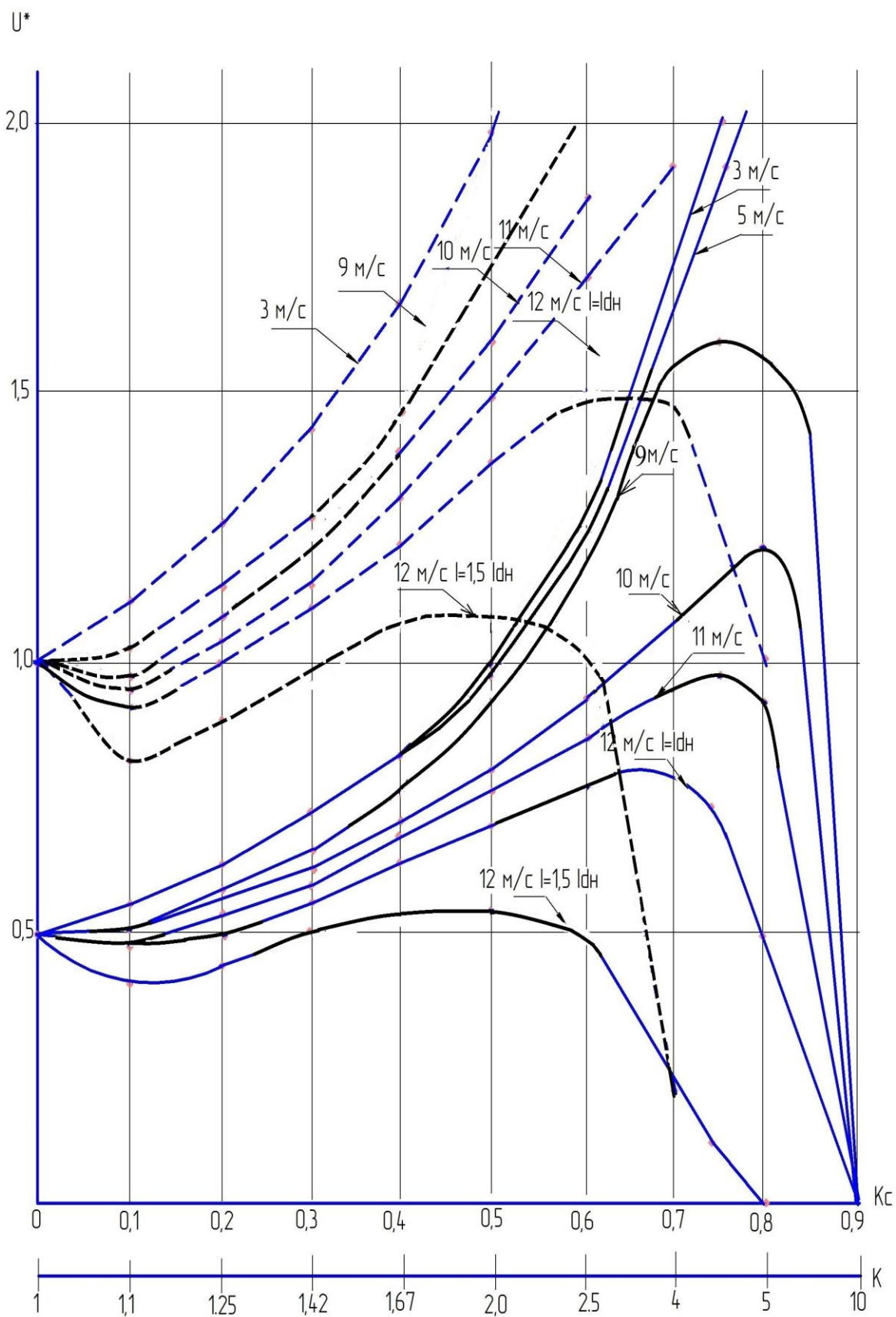


Рисунок 3.7 - Регулировочные характеристики  $U_{нагр}^* = f(V_0, K_c)$

В любом случае, можно сделать следующий вывод, что для преобразователя, рассчитанного на кратковременные перегрузки по току на уровне  $1,5 I_{\text{нагр ном}}$  с учетом принятых алгоритмов возможно обеспечить поддержание напряжения на нагрузке как в статических, так и в динамических режимах, что позволяет обеспечивать генерацию электроэнергии, как при резком увеличении скорости ветрового потока, так и при уменьшении, что существенно повышает эффективность ВЭУ для работы в резкопеременных погодных условиях и при резкопеременных нагрузках.

В табл. 3.6 приведены численные значения КПД ИППН установки ВЭУ АМ типа ТГ-1000, взятые из расчетных данных режимов ИППН (Приложение А).

**Таблица 3.6 Зависимость КПД ИППН в функции  $P$  и  $V_0$**

$V_0$ м/с	$f_r=50 \text{ Гц}$						$f_r=25 \text{ Гц}$					
	8,4	8,0	7,5	7,0	6,5	6,0	6,0	5,5	5,0	4,5	4,0	3,5
<b>P,</b> <b>кВт</b>	380	328,2	268,1	213,8	165,2	121,7	121	97,4	21,5	49,3	31	16,1
<b>КПД</b>	0,996	0,9966	0,997	0,997	0,997	0,997	0,986	0,987	0,988	0,984	0,978	0,936

Анализ табл. 3.6 показывает, что ИППН имеет достаточно высокий КПД во всем диапазоне работы ВЭУ АМ, численные значения которого значительно выше, чем у согласующего трансформатора или автотрансформатора.

Учитывая вышеизложенное, использование ИППН позволяет обеспечить высокие энергетические показатели ПЧ с ВСИ при повышении устойчивости его работы и более низкой массе.

Необходимые значения  $L_\phi$  и  $C_\phi$  в зависимости от мощности ВЭУ АМ находятся из соотношений [47]:

$$L_\phi = \frac{K_c U (1 - K_c)}{\Delta I_L \cdot 2 f_m} \quad (3.19)$$

$$C_\phi = \frac{U_n \cdot K_c}{R_n \cdot f_m \cdot \Delta U_n} \quad (3.20)$$

Здесь:

$\Delta I_n$  и  $\Delta U_n$  - амплитуда пульсаций тока выпрямителя и напряжения на

нагрузке, соответственно;

$f_m$  – частота модуляции.

Расчетные значения зависимостей  $L_\phi=f(\Delta I_L)$  и  $C_\phi=f(\Delta U_H)$  получены при следующих исходных данных:

$f_m=1000$  Гц;  $\Delta I_L=0,1$  и  $\Delta U_H=0,05$  для напряжений  $U_H=550; 900; 1500; 2500$  В и мощностей  $P_H=75; 120; 150; 240; 1000; 2000$  кВт с учетом значений  $R_H^*$ ,  $R_\omega^*$  и  $K_c$  (табл.3.4 и 3.5), и приведены в табл.3.7.

Анализ табл.3.7 и регулировочной характеристики ИППН (рис.3.7) показывает, что с увеличением мощности требуемое значение параметров (при поддержании напряжения на нагрузке в пределах  $1...1,1 U_H^*$ ) индуктивности падают, а емкости фильтров возрастают.

Повышение уровня напряжения на нагрузке приводит к увеличению абсолютной величины индуктивности и уменьшению емкости фильтра.

При этом следует заметить, что с увеличением мощности величина индуктивности  $L_\phi$  становится соизмеримой с индуктивностью генераторов и соединительных кабелей, что способствует уменьшению и даже исключению дополнительных реакторов. Величина емкости фильтра ИППН соизмерима с необходимой емкостью входного фильтра АИН.

В заключение отметим, что наличие ИППН расширяет возможности использования различных схем инверторов, в т.ч. и автономных инверторов напряжения, напряжение на входе которых должно быть согласовано с напряжением на выходе. Выбор схемы инвертирования в этом случае определяется технико-экономическими соображениями.



Таблица 3.7 Расчетные значения  $L_\phi$  и  $C_\phi$  в зависимости от мощности ВЭУ для различных  $U_n$

U <sub>n</sub> , В P, кВт	550					900					1500					2500				
	R <sub>n</sub> , Ом	ΔI <sub>L</sub> , А	ΔU <sub>φ</sub> , В	L <sub>φ</sub> , мГн	C <sub>φ</sub> , мкФ	R <sub>n</sub> , Ом	ΔI <sub>L</sub> , А	ΔU <sub>φ</sub> , В	L <sub>φ</sub> , мГн	C <sub>φ</sub> , мкФ	R <sub>n</sub> , Ом	ΔI <sub>L</sub> , А	ΔU <sub>φ</sub> , В	L <sub>φ</sub> , мГн	C <sub>φ</sub> , мкФ	R <sub>n</sub> , Ом	ΔI <sub>L</sub> , А	ΔU <sub>φ</sub> , В	L <sub>φ</sub> , мГн	C <sub>φ</sub> , мкФ
75	4,03	$\frac{13,65}{27,3}$	27,5	$\frac{1,8}{2,5}$	$\frac{446}{2480}$	10,8	$\frac{4,2}{8,3}$	45	$\frac{9,7}{4,85}$	$\frac{167}{925}$	30	5,0	75	$\frac{13,5}{57,5}$	$\frac{66,7}{337,0}$	83,3	$\frac{3,0}{6,0}$	125	$\frac{37,5}{18,5}$	$\frac{21,7}{60,25}$
120	2,52	$\frac{21,8}{43,6}$		$\frac{1,1}{1,57}$	$\frac{715}{3570}$	6,75	$\frac{6,7}{13,4}$		$\frac{6,05}{3,0}$	$\frac{267}{1480}$	18,5	8,1		$\frac{8,3}{23,2}$	$\frac{108,0}{540,0}$	52,06	$\frac{4,8}{9,6}$		$\frac{23,4}{11,7}$	$\frac{34,5}{-}$
150	2,02	$\frac{27,3}{54,6}$		$\frac{0,9}{1,25}$	$\frac{892}{4960}$	5,4	$\frac{8,3}{16,6}$		$\frac{2,4}{6,8}$	$\frac{334}{1850}$	15,0	10,0		$\frac{6,75}{28,7}$	$\frac{133,3}{667,0}$	42,6	$\frac{6,0}{12,0}$		$\frac{18,5}{9,25}$	$\frac{42,3}{-}$
240	1,26	$\frac{43,6}{93,2}$		$\frac{0,55}{0,625}$	$\frac{1430}{7140}$	3,38	$\frac{13,3}{26,6}$		$\frac{1,5}{4,25}$	$\frac{534}{2960}$	9,25	16,1		$\frac{4,15}{11,6}$	$\frac{216}{1080}$	26,03	$\frac{9,6}{19,2}$		$\frac{11,7}{5,85}$	$\frac{69,2}{-}$
1000	0,3	$\frac{183,3}{366,6}$		$\frac{0,24}{0,174}$	$\frac{13800}{-}$	0,804	$\frac{112}{224}$		$\frac{0,36}{0,72}$	$\frac{4975}{-}$	2,25	$\frac{66,7}{133,4}$		$\frac{1,8}{0,9}$	$\frac{1778}{4440}$	6,25	$\frac{40}{80}$		$\frac{5,0}{2,5}$	$\frac{640}{-}$
2000	0,15	$\frac{366,6}{733,2}$		$\frac{0,12}{0,06}$	$\frac{25770}{-}$	0,402	$\frac{224}{448}$		$\frac{0,32}{0,86}$	$\frac{9850}{-}$	1,13	$\frac{133,5}{267,0}$		$\frac{0,9}{0,45}$	$\frac{3556}{-}$	3,13	$\frac{80}{160}$		$\frac{2,5}{1,25}$	$\frac{1280}{-}$

**Примечание** – В таблице в числителе указаны значения параметров для номинальных оборотов ( $n_n$ ), в знаменателе – для  $0,5 n_n$

### *3.4 Схема преобразователей частоты с ВСИ с последовательным соединением выпрямителей*

В 3.2.1 показано, что увеличение напряжения в звене постоянного напряжения приведет к повышению эффективности преобразования (уменьшению потерь в линии выпрямителя и инвертора), что важно для ВЭУ АМ с расположением потребителя на расстояниях более 50 м, и, что очень важно, приводит к уменьшению стоимости кабельной продукции.

Например, в проекте ВЭУ АМ типа ТГ-1000 для о.Змеиный, потребители которой расположены на расстоянии 200 м от ВЭУ, экономически целесообразным оказалось использовать промежуточные трансформаторы и передачей энергии мощностью 1000 кВт, напряжением 10 кВ.

Реализация генераторов на напряжение 6-10 кВ встречает известные трудности в связи с необходимостью установки высоковольтного токосъема в ВЭУ АМ, т.к. требуется организация 9 колец фазного напряжения 3,3...6 кВ и 3 колец нулевой точки.

При размещении преобразователя частоты на относительно небольшом расстоянии, например, в основании башни, наиболее целесообразно вместо параллельного включения генераторов и выпрямителей использовать последовательное соединение выпрямителей. При напряжении генераторов 0,69 кВ в номинальном режиме возможно получить выпрямленное напряжение  $\approx 3$  кВ при мощности 1000 кВт.

При работе ВЭУ АМ и скорости потока ветра  $V_0 \leq 5$  м/с для генерации максимальной мощности обороты генератора необходимо снизить в два раза, поэтому выпрямленное напряжение при последовательном соединении составит 1500 В при номинальном токе возбуждения.

Например, для работы ВЭУ АМ типа ТГ-1000 при напряжении приемника 690 В в звене постоянного напряжения требуется напряжение  $\approx 950$  В, которое может быть получено при последовательном соединении выпрямителей со снижением тока возбуждения генератора в 1,5 раза, что приводит к дальнейшему снижению потерь на

возбуждение на  $\approx 2,5$  кВт для каждого генератора или 7,5 кВт для 3-х генераторов, что существенно повышает КПД преобразования и обеспечивает запас по регулированию напряжения.

Реализация схемы последовательного включения выпрямителей возможна по схеме, приведенной на рис. 3.8.

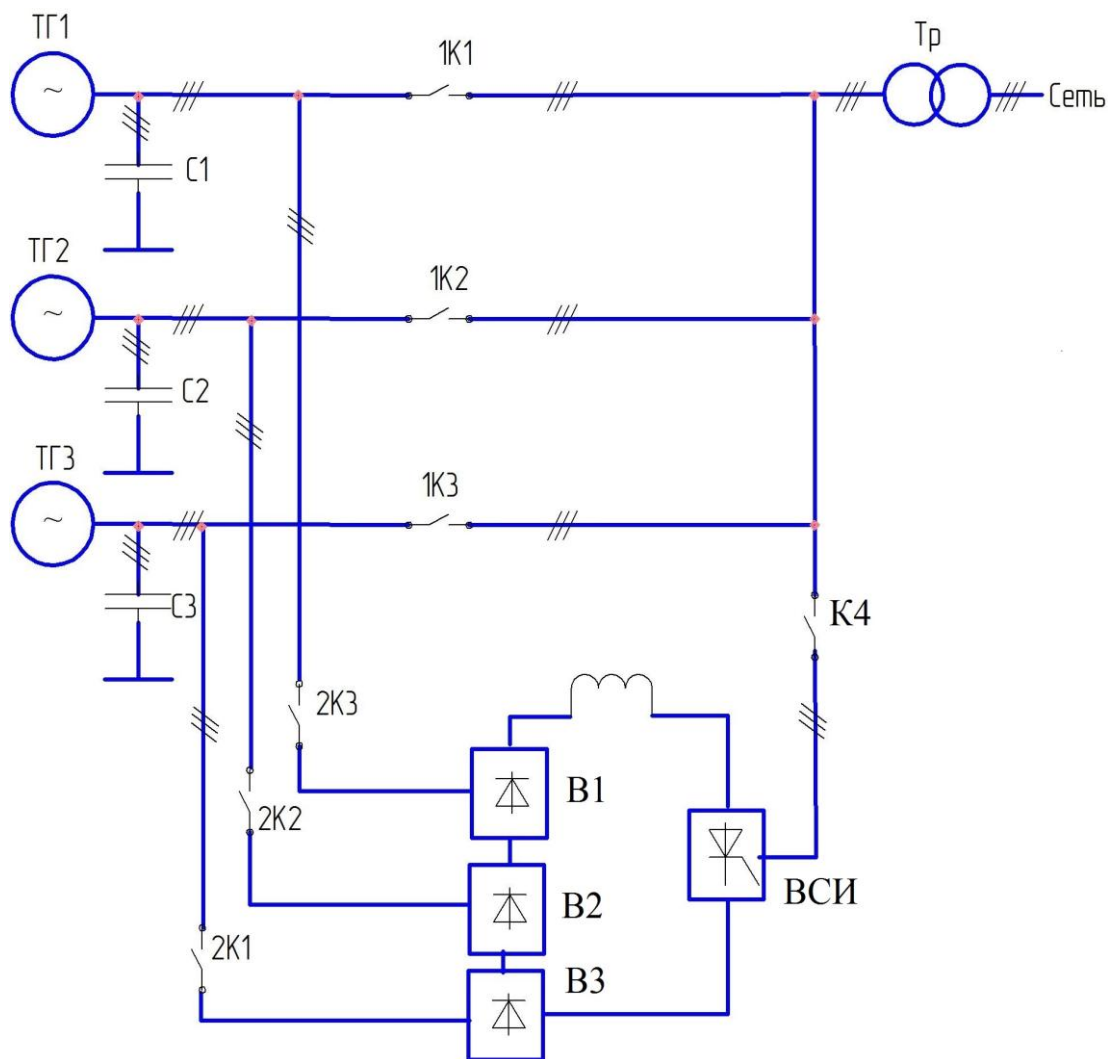


Рисунок 3.8 – Схема преобразователя с последовательным соединением выпрямителей и ВСИ.

Алгоритм работы следующий. При снижении скорости ветра до 5 м/с напряжение выпрямителей генераторов снижается до уровня 980 В. При этом отключаются контакторы 1К1...1К3 и включаются контакторы 2К1...2К3. Инвертор ВСИ контактором К4 подключается к сети.

Возникающий ток инвертирования способствует торможению генераторов и снижению частоты вращения до установленной. Напряжение генератора

поддерживается стабильным, путем изменения тока возбуждения регулятором напряжения генератора.

Таким образом, при поддержании стабильного напряжения при изменении оборотов генератора при малой скорости ветрового потока возможно обеспечить максимальный коэффициент мощности с дополнительным преобразованием частоты, обеспечивающим генерирование мощности на уровне  $0,1 \dots 0,2 P_{дн}$ , что обеспечивает успешный переход на новый режим в диапазоне изменений скорости ветрового потока  $5 \text{ м/с} \leq V_0 \leq 6,8 \text{ м/с}$ .

Схема ПЧ с ВСИ и последовательным соединением выпрямителей является наиболее экономичной, т.к. обеспечивается при втрое меньшей установленной мощности ВСИ по сравнению со схемой параллельного соединения выпрямителей.

Коэффициент мощности, соответствующий максимально достижимому (0,985), достигается без использования ИППН.

Таким образом, использование дополнительного преобразователя для максимального отбора мощности при малых скоростях ветрового потока  $V_0 \leq 6,8 \text{ м/с}$  обеспечивает максимальную эффективность ВЭУ АМ при минимальной установленной мощности преобразователя и, соответственно, наименьшей себестоимости.

### ***Выводы по разделу 3***

В результате проведенного анализа схем преобразователей частоты для повышения эффективности работы ВЭУ при малых скоростях ветрового потока  $V_0 \leq 5 \text{ м/с}$  показано:

1. Для повышения эффективности ВЭУ АМ при малых скоростях ветрового потока ( $V_0 \leq 5 \text{ м/с}$ ) необходима установка дополнительного преобразователя частоты с установленной мощностью  $P \approx 0,1 \dots 0,2 P_{дн}$ .

2. Впервые получены зависимости выходного напряжения  $U_{\text{вых}}^*$  в функции коэффициента скважности  $K_c$  и скорости ветрового потока  $V_0$   $U_{\text{вых}}^* = f(V_0, K_c)$  для ВЭУ АМ при  $U_{\text{вх}}^* = 0,5$  и  $1,0$ , которые позволяют определить алгоритм управления ИППН в зависимости от диапазона изменения выходного напряжения и эквивалентного

внутреннего сопротивления.

3. Доказано, что при работе в качестве дополнительного ПЧ с ВСИ при входном напряжении  $U_{\text{вх}}^* = 0,5$ , ИППН обеспечивает стабилизацию выходного напряжения при скорости ветрового потока до 7 м/с. При порывах ветра более 7 м/с или перегрузках возможен провал выходного напряжения, что вызывает толчок отстающей реактивной мощности  $Q = \sqrt{3}P_n$ , не нарушая режима генерирования, что выгодно отличает такие ПЧ от ПЧ с АИН. Для расширения диапазона стабилизации напряжения необходимо использовать алгоритм с синхронным управлением ключами трех ИППН (рис. 3.2 б).

4. В результате исследования схем дополнительного ПЧ с ВСИ с параллельным и последовательным соединением выпрямителей при работе ВЭУ АМ с малыми скоростями ветрового потока ( $V_0 < 5$  м/с) установлено, что:

- параллельное включение выпрямителей в ПЧ с ВСИ увеличивает установленную мощность ВСИ в 2 раза по отношению к активной мощности, коэффициент мощности  $K_M = 0,5$ ; потери во внутренней сети возрастают в 4 раза;

- параллельное включение выпрямителей с ИППН увеличивает установленную мощность инвертора на 8 %, потери во внутренней сети снижаются до 17,6 %, что в 3,7 раза меньше, чем без ИППН и обеспечивает увеличение коэффициента мощности  $K_M$  до 0,937;

- последовательное включение выпрямителей исключает необходимость применения ИППН, способствует снижению тока возбуждения при  $K_M \approx 0,937$ , имеет более высокий КПД, что обеспечивает наибольшую эффективность преобразования энергии и делает эту схему наиболее привлекательной.

5. Использование ИППН для работы ПЧ с ВСИ в номинальных режимах стабилизации выходного напряжения возможно в пределах  $0,7 \dots 1,3 U_{\text{вых н}}^*$  во всем диапазоне изменения скоростей ветрового потока при соблюдении условия  $R_s^* \leq 0,23$ , что позволяет обеспечивать стабилизацию генерируемой мощности при изменении напряжения сети, и способствует повышению устойчивости ВСИ.

## РАЗДЕЛ 4

### ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ПОСТРОЕНИЯ СХЕМ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ ВЭУ АМ БОЛЬШОЙ МОЩНОСТИ

Как было отмечено выше, ВЭУ АМ исходно была создана для реализации генерации энергии в сеть без преобразователя, что обеспечивало ее относительно низкую себестоимость.

Генерация энергии на частоте сети требует применения генераторов соответствующей частоты, что приводит к появлению ряда отрицательных моментов:

1. С увеличением мощности ВЭУ АМ значительно возрастает масса генераторов, что требует дополнительного усиления механической прочности конструкции и ограничения частоты вращения ветроколеса.

2. При работе с малыми скоростями ветрового потока  $<5$  м/с требуется установка дополнительного преобразователя.

3. При работе в автономном режиме требуется установка преобразователя частоты.

4. С увеличением мощности ВЭУ, работающих в составе ветропарков, требуется более тщательный выбор схем преобразования для решения вопросов, связанных с совместимостью ВЭУ с сетью, устойчивость работы ЛЭП и устройств защиты ЛЭП [20, 23].

Ниже исследованы особенности работы схем преобразования энергии ВЭУ АМ большой мощности в различных режимах генерации.

#### *4.1 К вопросу выбора типа инверторов в ВЭУ АМ*

Увеличение единичной мощности ВЭУ определяет ряд требований к преобразователю, связанных с минимизацией потерь при передаче электроэнергии и совместимостью с питающей сетью.

Минимизация потерь решается путем выбора рационального уровня напряжения, зависящего от расстояния между расположением ВЭУ и приемником электроэнергии, а также выбором схемы преобразователя [48, 57].

Решение вопроса совместимости с сетью требует решения задачи фильтрации

высших гармоник, генерируемых преобразователем.

При строительстве мощных ВЭС возникает проблема подключения ее к энергосистеме. Строящиеся в Украине ВЭС имеют проектную мощность от 150 до 300 МВт. Как правило, такие ВЭС подключаются к линиям электропередач 110...750 кВ. С ростом генерируемых мощностей и переменных потоков мощностей по линиям электропередач, в них возникают проблемы обеспечения статической и динамической устойчивости, компенсации зарядной мощности при изменении режимов работы ЛЭП [20]. Основными средствами компенсации реактивной мощности в ЛЭП являются шунтирующие реакторы (ШР) на напряжение 110 кВ мощностью 100 МВАр и 500 кВ – 180 МВАр, управляемые шунтирующие реакторы (УШР) на напряжение 110 кВ мощностью 25 МВАр, конденсаторные батареи, статические тиристорные компенсаторы [20].

В [20] отмечено, что ШР и УШР играют решающую роль в компенсации зарядной мощности ЛЭП, снижении перенапряжений и токов подпитки при однофазных к.з.

На рис. 4.1 показана схема типового размещения компенсирующих устройств ЛЭП высокого напряжения [20].

Там же указаны примерные величины установленной мощности компенсирующих устройств в зависимости от потоков генерируемой реактивной мощности [20].

Из схемы рис. 4.1 следует, что даже при отсутствии генерации реактивной мощности  $Q=0$  в точке подключения генерируемых мощностей требуется установка УШР с установленной мощностью 19,8...35 % от мощности линии.

В существующей практике реализации мощных ВЭУ наметились две преобладающие тенденции:

- преобразователи частоты с автономным инвертором напряжения [22, 48];
- преобразователи частоты с ВСИ [46].

### Схема ЛЭП с повышенной пропускной способностью

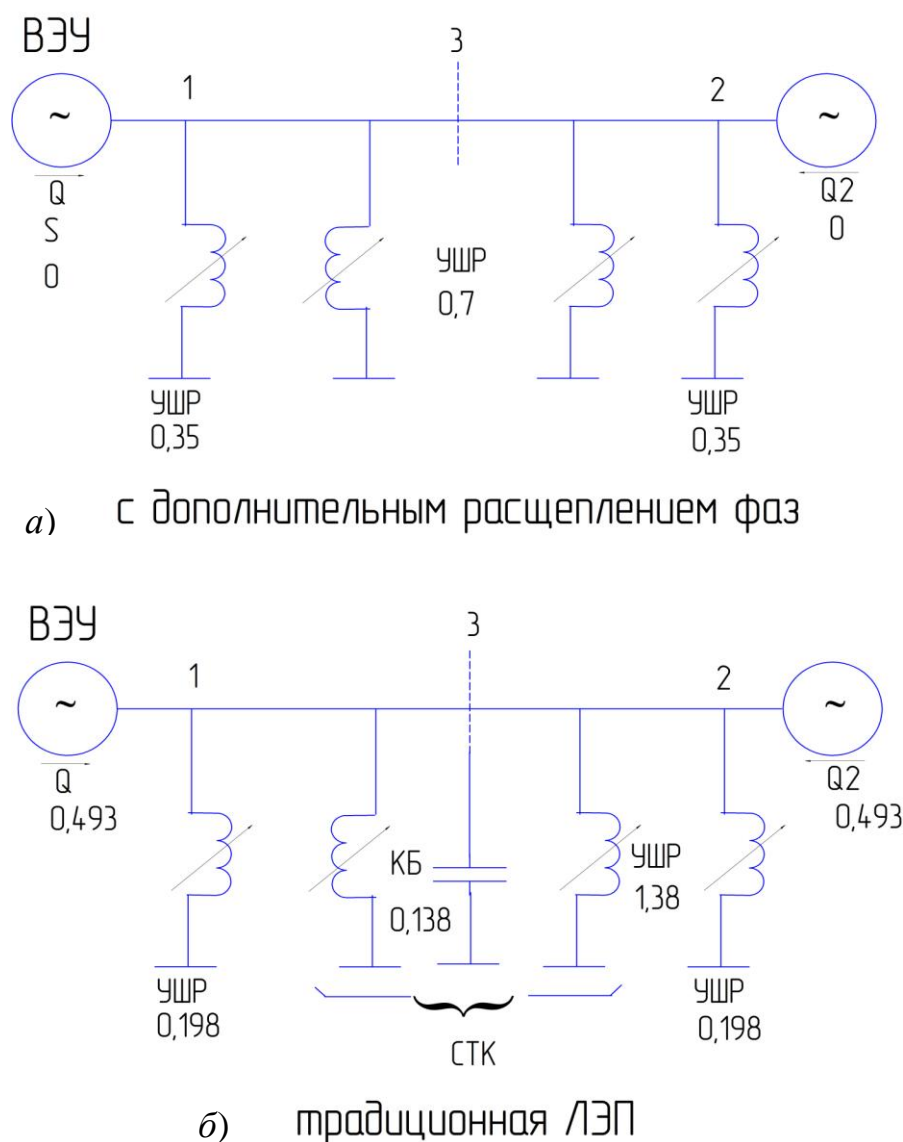


Рисунок 4.1 – Схема ЛЭП с повышенной пропускной способностью

а) с дополнительным расщеплением фаз;

б) традиционная ЛЭП.

Преобразователи частоты с АИН, имеющие на выходе высокочастотный LC-фильтр, имеют по отношению к сети емкостной характер. При значительном количестве их на ВЭС (например, на Ботиевской ВЭУ установлено 65 инверторов мощностью 3 МВт), они представляют собой значительную емкостную нагрузку, что требует увеличения установленной мощности ШР (УШР). Указанное обстоятельство приводит к удорожанию ЛЭП для связи ВЭС с энергосистемой 35...110 кВ.

Преобразователи частоты с ВСИ при меньшей стоимости являются



индуктивной нагрузкой по отношению к ЛЭП.

В ВЭС мощностью 100...200 МВт с ВСИ, работающих с  $\Delta\beta = \text{const}$ , генерируется индуктивная реактивная мощность 17...34 МВАр, а в режиме  $\beta_{\min} = \Delta\beta + \gamma$  - 57...104 МВАр, что равносильно установке от 1 до 5 УШР мощностью 20 МВАр.

Выбор соответствующего уровня напряжения в звене постоянного напряжения или запаса по углу  $\beta$  ВСИ позволяет использовать его в качестве регулируемой индуктивности одновременно с генерацией активной мощности.

Быстродействие ВСИ в зависимости от числа фаз изменяется в пределах 3,3...0,8 мс, что значительно меньше, чем у УШР (150...40 мс) [20]. Поэтому использование ВСИ должно существенно облегчить работу устройства однофазного автоматического повторного включения (ОАПВ) и, соответственно, снижает требования к быстродействию УШР, и их стоимости.

Из вышеизложенного следует, что тип применяемого инвертора в согласующем преобразователе частоты ВЭУ, используемых в ВЭС, существенно влияет на установленную мощность шунтирующих реакторов, и, соответственно, стоимость ЛЭП.

Таким образом, возможны следующие варианты построения ВЭС с учетом требований энергосистемы:

- а) работа на мощную сеть или совместно с дизель-генераторной станцией и накопителем энергии с применением ВСИ;
- б) работа в автономном режиме совместно с дизель-генераторной установкой или накопителем избыточной энергии с использованием АИН;
- в) работа ВЭУ АМ на мощную сеть без преобразователя с использованием ВСИ или АИН при малых скоростях ветрового потока (см. раздел 3);
- г) комбинированное использование АИН и ВСИ для ВЭС, работающих на мощную сеть и в автономном режиме, в т.ч. с накопителями энергии.

Таким образом, возникает необходимость исследования и определения наиболее рациональных схем преобразования энергии в ВЭУ АМ, как с ВСИ, так и с АИН, обеспечивающих передачу активной мощности и удовлетворительную совместимость с сетью.

#### *4.2 Повышение эффективности ВЭУ АМ использованием высокочастотных генераторов*

Основной особенностью работы ВЭУ АМ является возможность подключения ветрогенератора к питающей сети, без промежуточного преобразователя, что, помимо достоинств, изложенных в разделе 2, существенно снижает ее себестоимость.

Вместе с тем, индукторный генератор с обмоткой возбуждения на статоре, при относительно простой конструкции, имеет практически вдвое большую массу активных частей по сравнению с синхронным генератором с обмоткой возбуждения на роторе и относительно низкий КПД [3]. Применяемый в установке ТГ-1000 индукторный генератор СГИ-350-0,6-18 имеет КПД, равный 0,945.

Отметим, что непосредственное включение синхронных генераторов в сеть в силу их физических особенностей приводит к появлению колебаний ротора, и, соответственно, мощности генератора. Для демпфирования колебаний ротора в классической схеме генератора используются демпферные обмотки [14].

В ВЭУ АМ, благодаря высокому моменту инерции ветроколеса, возмущающее воздействие на ротор турбины при порывах ветра имеет меньшую скорость и амплитуду, как показано в разделе 2, что благоприятно сказывается на устойчивой работе генератора [1, 14].

Для удовлетворительной работы индукторного генератора на сеть в ВЭУ АВЭ-250С (КБ «Южное») проблема снижения колебаний ротора решена с помощью гибкого торсионного вала [14], что усложняет конструкцию ВЭУ.

Увеличение мощности генератора, работающего на промышленной частоте, приводит к увеличению его массы, и, соответственно, к необходимости увеличения механической прочности лопастей и удорожанию ВЭУ АМ.

Снижение веса генераторов является актуальной задачей, решение которой с применением известных технических решений на промышленной частоте не дает существенных результатов [30].

Существенно снизить массу возможно использованием высокочастотных генераторов [3,46], однако их применение требует установки согласующих преобразователей.

Для эффективного использования высокочастотного генератора с преобразователем частоты необходимо, как минимум, сохранить КПД канала преобразования энергии.

Ниже рассмотрена возможность снижения массы индукторного генератора СГИ-350-0,69-16, путем пересчета его на частоту 125 Гц.

Особенностью расчетного генератора является совмещение обмоток статора с обмоткой возбуждения, выполненной по схеме рис. 4.2 [7].

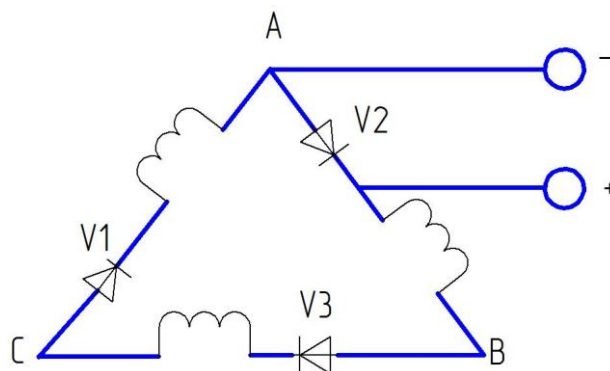


Рисунок 4.2 – Схема соединений обмоток расчетного генератора

Совмещенная схема обмоток генератора требует включения в цепь обмотки статора диодов и потенциально связывает источник питания с обмоткой статора. Диод должен быть конструктивно встроен в корпус статора, а источник возбуждения должен иметь изоляцию, рассчитанную на рабочее напряжение обмотки статора. Источники возбуждения генераторов должны быть изолированы друг от друга.

При уровне напряжения генераторов до 1000 В реализация требуемой изоляции не вызывает существенных затруднений в реализации конструкции возбудителя.

Достоинством схемы является уменьшение тока возбуждения и количества контактных колец для канала возбуждения.

Включение в цепь обмотки статора диода приводит к появлению постоянной составляющей тока нагрузки, которая выполняет роль тока возбуждения. При этом создаваемые потоки статора и возбуждения не имеют сдвига по фазе, как это имеет место в классической схеме, что приводит к повышению жесткости механической характеристики и снижению тока возбуждения от постороннего источника.

Действующее значение линейного напряжения снижается в  $\sqrt{2}$  раз аналогично схеме однополупериодного выпрямления.

Поскольку мощность генератора, выраженная через геометрические размеры и электромагнитные нагрузки, определяется соотношением

$$P \equiv K \cdot D^2 \cdot l \cdot n \cdot f(AB),$$

где  $D$  – диаметр статора;

$l$  – длина пакета статора;

$n=f_1/P$  – частота вращения ротора;

$f_1, P$  – частота ЭДС статора и число пар полюсов;

$f(AB)$  – функция, зависящая от линейной нагрузки  $A$  и индукции  $B$  в воздушном зазоре.

Полагая величины  $D, f(AB)$  постоянными, мощность генератора

$$P_1 = n = \frac{f_1}{P}.$$

При равном числе пар полюсов машины увеличить частоту ЭДС статора возможно с использованием редукторного генератора с гребенчатой зубцовой полюсной зоной [30]. В таком генераторе частота ЭДС статора определяется числом зубцов ротора  $Z_2$ .

Тогда отношение мощностей индукторного генератора СГИ-350-690-16 и нового генератора с гребенчатой зубцовой полюсной зоной будет равна  $Z_2/Z_1$ .

В рассчитываемом генераторе это соотношение равно 2,5 и, при сохранении номинальных оборотов ротора, частота ЭДС статора возрастает в 2,5 раза (125 Гц).

Это говорит о возможности увеличения мощности генератора в 2,5 раза или уменьшении в 2,5 раза длины пакета статора.

С другой стороны, электромагнитная мощность такого генератора должна быть уменьшена в  $\sqrt{2}$  раз за счет уменьшения действующего линейного напряжения в однополупериодной схеме выпрямления.

Поэтому реальной увеличение мощности или уменьшение длины пакета статора возможны не более, чем в  $2,5/\sqrt{2}=1,77$  раза.

В новом рассчитанном генераторе расчетное уменьшение длины происходит в 1,6 раза, что подтверждает выше приведенные выкладки.

Результаты расчета и сравнительная оценка параметров генераторов приведена

в табл. 4.1.

Расчетные данные приведены в относительных единицах. За базовые значения взяты параметры генератора СГИ-350-0,69-16.

**Таблица 4.1 Результаты сравнительного расчета генераторов**

№ п/п	Наименование параметра	СГИ-350-0,69-16	Расчетный *
1	Номинальная мощность	1	1
2	Номинальный ток и напряжение	1	1
3	Номинальная частота вращения ротора	1	1
4	Номинальный диаметр статора	1	1
5	Число зубцов статора	1	0,66
6	Длина пакета статора	1	0,625
7	Число зубцов ротора	1	2,5
8	Активное сопротивление обмотки статора	1	0,7
9	Мощность возбуждения	1	0,17
10	Суммарный вес активной части статора и ротора	1	0,6
11	Вес меди	1	0,54
12	КПД расчетный/относительный	0,945/1	0,98/1,037
13	cos φ расчетный относительный	0,95/1	0,95/1
*- Расчет высокочастотного генератора произведен проф. Лушиком В.Д.			

Анализ результатов расчета показывает, что использование высокочастотного генератора позволяет в 1,6 раза снизить массу активной части при повышении КПД на 3,7 %. Повышение КПД объясняется уменьшением активного сопротивления обмотки статора на 30 %, снижением более чем в 5 раз мощности источника возбуждения за счет наличия внутренней положительной обратной связи по току нагрузки, которая способствует компенсации реакции якоря, делает более жесткой внешнюю характеристику генератора.

Увеличенная частота позволяет уменьшить вдвое установленную мощность компенсирующих конденсаторов, предназначенных для компенсации реакции якоря и исключения влияния коммутационных процессов в выпрямителе на жесткость его внешней характеристики [26].

Поскольку для согласования с сетью требуется преобразователь частоты, то для обеспечения повышения энергетического КПД установки ТГ-1000, КПД должен быть не менее:

$$\eta_{np} \geq \frac{\eta_z}{\eta_{z...расч}} = \frac{0,946}{0,98} = 0,964 \quad (4.1)$$

где:

$\eta_{np}$ ,  $\eta_z$ ,  $\eta_{z\ расч}$  – КПД преобразователя, серийного и расчетного генераторов, соответственно.

Т.к. КПД современных преобразователей мощностью 1000 кВт и более находится в пределах 0,98...0,99, то использование комплекса высокочастотный генератор – преобразователь может обеспечить его КПД на уровне 0,96...0,97, что на 1,67...2,75 % выше, чем обеспечивает серийный генератор без преобразователя.

Увеличение частоты до 400 Гц позволяет расширить диапазон мощностей генераторов без увеличения веса их активных частей до 1500...2000 кВт, что позволяет обеспечить построение ВЭУ АМ на мощность 4500...6000 МВт в единице.

Приведенный пример не исчерпывает вопроса снижения веса индукторных генераторов. В [27, 28] приведены результаты исследований синхронно-каскадных машин с совмещенными обмотками (рис.4.3), которые по своим массогабаритным и энергетическим показателям приближаются к показателям многополюсных синхронных машин с контактными кольцами.

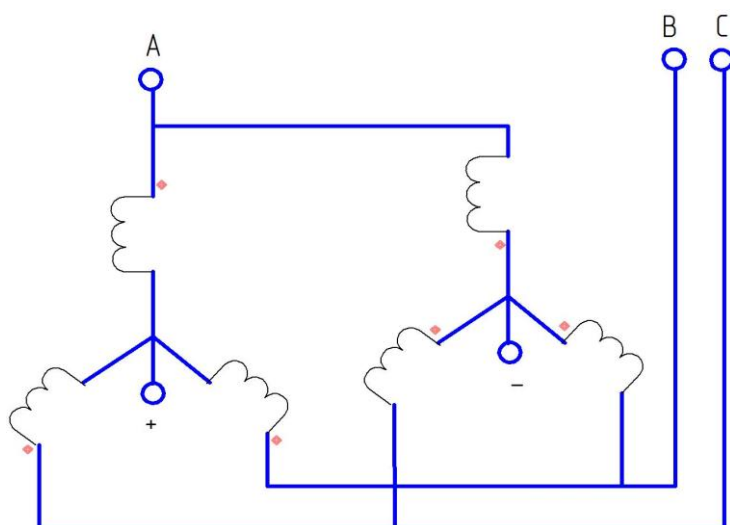


Рисунок 4.3 – Схема статорной обмотки синхронно-асинхронного каскадного генератора

Дальнейшее повышение эффективности синхронных машин связано с использованием высокочастотных генераторов с постоянными магнитами, что не только улучшает энергетику ВЭУ АМ, но и упрощает конструкцию токосъемника устройства [30].

Указанное усовершенствование подлежит дальнейшим исследованиям, связанным с созданием отечественными производителями мощных генераторов с постоянными магнитами.

Последовательное соединение выпрямителей при использовании стандартного напряжения 690 В синхронных 3-х обмоточных генераторов позволяет повысить напряжение в звене постоянного напряжения до уровня 2,7...3,0 кВ, что способствует дальнейшему повышению эффективности ВЭУ АМ.

Отметим при этом, что снижение массы высокочастотного генератора позволяет рассмотреть вопрос о встраивании выпрямителей в корпус генератора или лопастей ротора без значительного увеличения массы, что позволяет упростить конструкцию токосъемника, уменьшив количество силовых контактных колец до 3-х вместо 9-ти.

Техническая реализация таких токосъемников напряжением до 6,3 кВ подтверждается практикой использования их в мощных двигателях с фазным ротором турбокомпрессоров [38].

Отметим еще дополнительную особенность высокочастотных генераторов, связанную с уменьшением активного сопротивления обмотки статора (в табл. 4.1 относительное снижение сопротивления обмотки статора составляет 30 %), что позволяет улучшить регулировочную характеристику ИППН за счет уменьшения относительного сопротивления  $R_3^*$  примерно в 1,4 раза, что повышает устойчивость работы ВЭУ АМ при резких порывах ветра до 12 м/с и при малых скоростях ветрового потока (см. раздел 3).

Таким образом, использование высокочастотных генераторов с преобразователем частоты в ВЭУ АМ способствует повышению их энергоэффективности за счет повышения КПД, возможности максимального отбора мощности ветрового потока с переменной частотой вращения ветрогенераторов,

снижения массы генераторов, увеличения мощности ВЭУ АМ в единице.

#### 4.3 Обеспечение устойчивой работы ВСИ при колебаниях напряжения сети

В разделе 3 была показана возможность эффективного использования ВСИ для работы ВЭУ АМ с малыми скоростями ветрового потока.

В 4.1 показана возможность использования ВСИ в ряде применений в зависимости от режима работы ВЭУ.

Существенным преимуществом ВСИ являются:

- относительно низкая стоимость;
- практически неограниченная возможность в реализации единичной мощности;
- наличие в Украине производственной и элементной базы, отработанной технологии изготовления и опыта эксплуатации ВСИ мощностью от десятков МВт до 500 МВт, в том числе и для ЛЭП постоянного тока.

Известно, что с увеличением мощности эффективность преобразования зависит от уровня генерируемого напряжения [22] .

Однако применение ВСИ требует более тщательного выбора параметров для обеспечения устойчивой его работы при колебаниях напряжения сети.

В разделе 3 было показано, что последовательное соединение выпрямителей 3-х генераторов позволяет использовать ВСИ без применения ИППН.

Однако при построении преобразователей частоты на полную мощность использование ВСИ без ИППН имеет ряд особенностей, связанных с обеспечением устойчивости при колебаниях напряжения сети.

Они заключаются в необходимости строгого согласования генерируемого выпрямленного напряжения и напряжения питающей сети согласно соотношений :

$$\left. \begin{aligned} U_d &= U_{d0} \cdot \cos \Delta\beta \\ \text{или } U_d &= U_{d0} \cdot \cos(\beta - \gamma - \Delta\beta) \end{aligned} \right\} \quad (4.2)$$

Реально устойчивость ВСИ при колебаниях напряжения сети обеспечивается запасом по углу  $\beta$ , что приводит к неконтролируемой генерации реактивной мощности и увеличения амплитуд гармоник.



Требования обеспечения соответствия напряжения  $U_d$  сети более эффективно обеспечиваются использованием ИППН.

При повышении напряжения сети скорость подъема напряжения в ИППН определяется частотой модуляции и скважностью управляющих импульсов.

При частоте модуляции  $f_M=1000$  Гц, увеличение напряжения согласно регулировочной характеристике рис.3.9 в пределах изменения скважности за 1 такт, может достигать двух и более кратных значений. Т.е. можно считать, что напряжение на выходе ИППН нарастает скачками с запаздыванием не более  $T=1/f$ .

Тогда при приложении номинального напряжения к конденсатору скорость подъема его напряжения будет определяться постоянной времени согласно соотношения:

$$U_{c\phi} = (U_{\text{вых}} - U_{c0}) \cdot \left( 1 - e^{-\frac{T_\phi}{t}} \right), \quad (4.3)$$

где  $U_{\text{вых}}$  – напряжение на выходе ИППН;

$U_{c0}$  – начальное напряжение на конденсаторе;

$T_\phi = R_n \cdot C_\phi$  – постоянная времени цепи  $C_\phi$  – нагрузка;

$C_\phi$  – емкость фильтра ИППН.

Известно, что за время  $T_\phi$  напряжение на конденсаторе достигает  $\approx 63$  % от разности напряжений.

Следовательно, для изменения напряжения в пределах  $U_d \text{ max} \approx 1,3 U_d \text{ min}$  необходимо время

$$T = T_m \approx \frac{T_\phi}{2} \leq \frac{\pi}{m}, \quad (4.4)$$

где  $T_m$  – период модуляции ИППН.

С другой стороны, в случае нарушения условия (4.1) и (4.3) регулятор угла  $\beta$  должен обеспечить за период дискретности ВСИ, равный  $\pi/m$ , изменение угла  $\beta$  согласно соотношения :

$$\gamma + \Delta\beta + \frac{n\pi}{m} < \beta, \quad (4.5)$$

где  $n$  - число пропусков коммутаций.

Анализ зависимости  $U^* = f(K_c < R_3^*)$  рис. 3.9 показывает, что реализация

условия (4.4) возможна в ИППН при  $R_3^* \leq 0,12$  ( $K_c \leq 0,65$ ).

При больших значениях  $R_3^*$  напряжение стабилизатора падает, и дальнейшая устойчивость ВСИ определяется величиной  $T_\phi$ , которую следует уменьшать пропорционально снижению  $U^* = f(K_c < R_3^*)$ .

Расчетные данные таблицы 3.8 показывают, что для диапазона мощностей ВЭУ АМ до 3000 кВт величина постоянной времени фильтра для индукторных генераторов промышленной частоты  $T_\phi \leq 4$  мс, что соответствует условию (4.4).

Для высокочастотных генераторов эквивалентное сопротивление при частоте 125 Гц уменьшается на 30 %, что способствует более высокому коэффициенту усиления ИППН и повышению устойчивости ВСИ.

Таким образом, правильный выбор параметров генераторов и фильтра ИППН обеспечивают устойчивую работу ВСИ в системе преобразования энергии в ВЭУ АМ.

Выбор схемы стабилизации выпрямленного напряжения является важным моментом при построении мощных ВЭУ и обеспечения устойчивой их работы.

Поскольку цена преобразователя существенно зависит от типа применяемого прибора, уровня напряжения и его мощности, то основная мировая тенденция - использование относительно дешевых низковольтных (до 1700 В) IGBT модулей, имеющих крупносерийное производство.

Использование низковольтных полупроводниковых приборов предполагает построение модульных конструкций преобразователей с последовательным и параллельным включением для повышения КПД и мощности преобразователя.

Исходя из вышеизложенного, рассматриваем схемы стабилизации напряжения, представленные на рис. 4.4 а, б) и рис.4.5 а), б).

Схемы ПЧ рис. 4.4.а) и 4.5.а) содержат неуправляемый диодный выпрямитель с индивидуальным ИППН. Данное решение позволяет унифицировать блоки и проводить параллельное либо последовательное соединение в зависимости от требуемого уровня напряжений.

При этом возможен следующий алгоритм управления ключами:

а) при  $R_3^* \leq 0,12$  допускается асинхронное управление ключами, что повышает эквивалентную частоту модуляции, способствует уменьшению  $C_\phi$  и, соответственно,

повышению устойчивости ВСИ, а также обеспечивает возможность поддержания стабильных оборотов ветротурбин;

б) при  $0,12 \leq R_3^* \leq 0,23$  допускается только синхронная работа ключей, что способствует повышению коэффициента усиления по напряжению и поддержанию стабильной средней скорости вращения турбин, однако требует увеличения частоты модуляции.

При напряжении генераторов 0,38; 0,69 кВ в качестве модулей используют IGBT модули напряжением 1700 В.

Указанные схемы могут быть рекомендованы при мощности ВЭУ до 1000 кВт.

Схемы ПЧ рис. 4.4 б), 4.5 б) предполагают использование активных выпрямителей (АВ) взамен неуправляемых с ИППН. Использование АВ позволяет использовать модули с более высоким уровнем напряжения генератора.

При напряжении генераторов свыше 690 В и мощности более 1000 кВт с увеличением мощности ограничение по  $R_3^* \leq 0,12$ , как правило, соблюдается, поскольку из-за больших токов стремятся к более компактной конструкции, а увеличение напряжения  $U_d$  снижает требования к расстоянию между выпрямителем и инвертором.

В частности, преобразователь с трансформатором может быть размещен в корпусе башни, что существенно упрощает конструкцию гондолы и обслуживание электротехнического оборудования.

Использование IGBT модулей более высокого напряжения (более 25 класса) имеет ограничение по частоте модуляции каждого ключа, как правило, до 1000 Гц. Использование активного выпрямителя позволяет снизить требуемую частоту модуляции.

Схема с активным выпрямителем позволяет реализовать включение с независимыми каналами для исключения уравнильных токов между активными выпрямителями, вызванными разностью частот между генераторами, ограничение которых требует значительной индуктивности из-за низкой частоты уравнильного напряжения (0-4,0 Гц), (рис. 4.4 б).

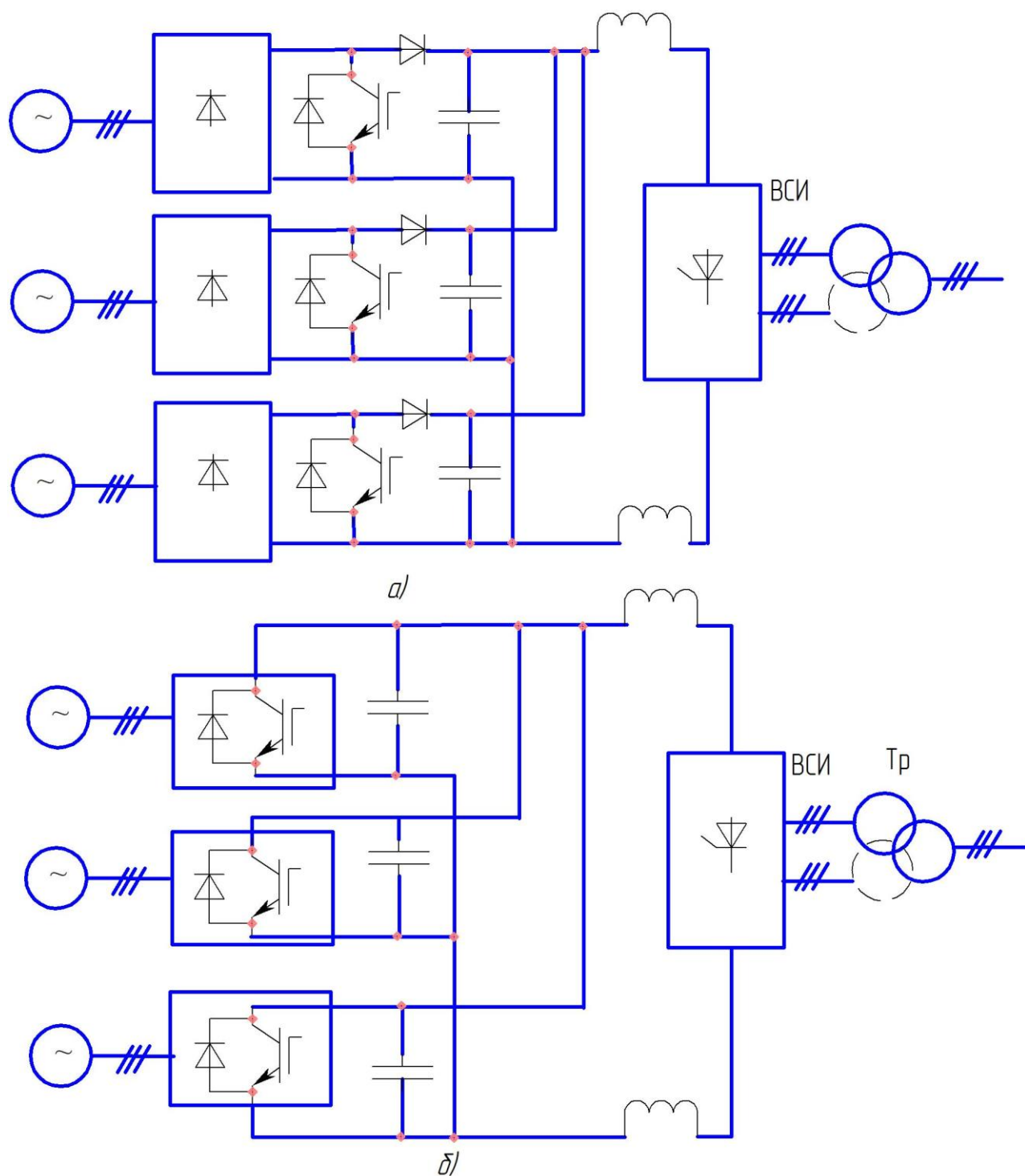


Рисунок 4.4 – Схемы стабилизации напряжения в звене постоянного тока с параллельным включением:

- а) ИППН
- б) активных выпрямителей.

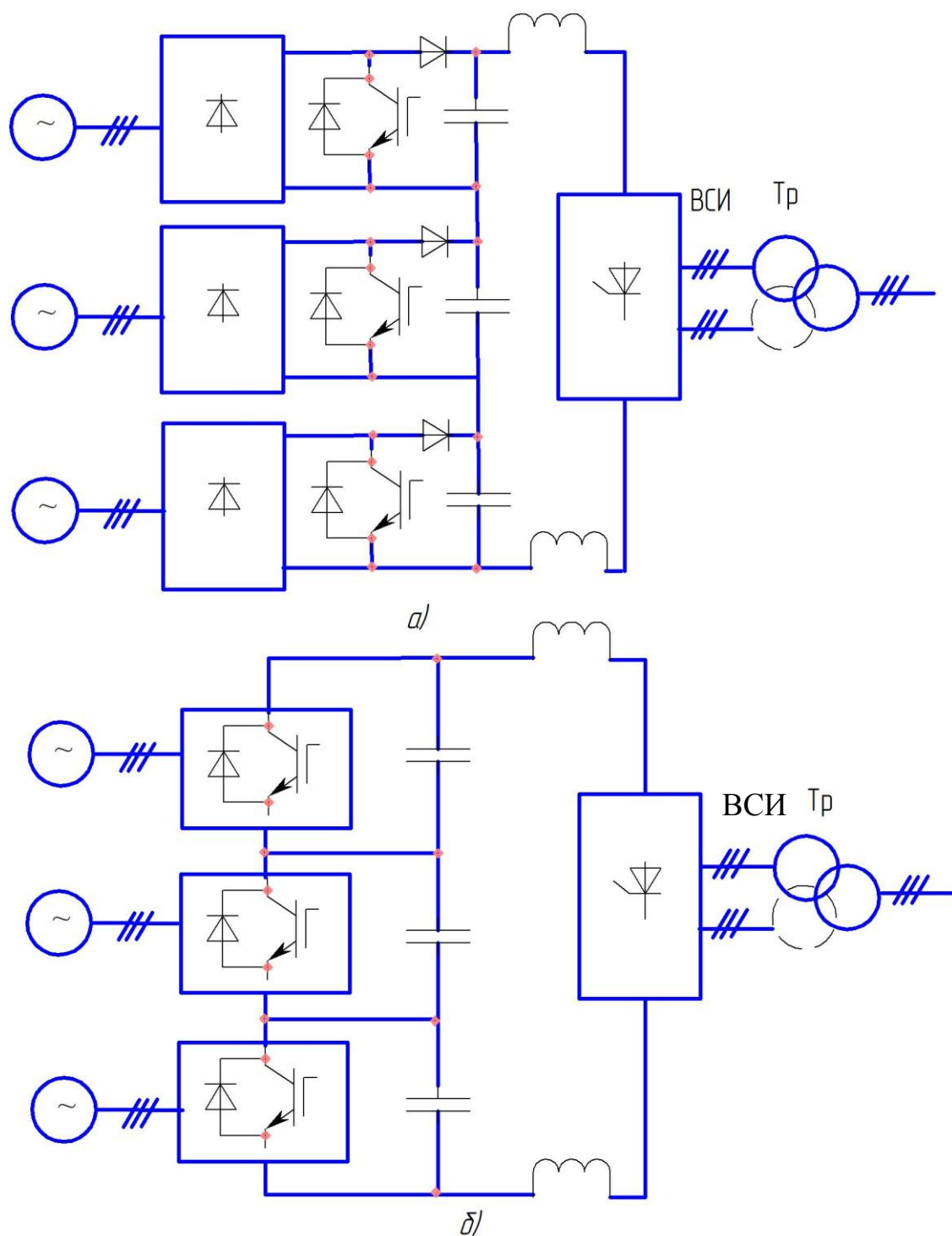


Рисунок 4.5 – Схемы стабилизации напряжения в звене постоянного тока с последовательным включением:

- а) ИППН
- б) активных выпрямителей.

Разделение каналов позволяет относительно просто реализовать 18-и фазную схему инвертирования, что, как будет показано ниже, улучшает совместимость инвертора с сетью и распределение токовых нагрузок.

Схема рис. 4.5 а) позволяет реализовать схему стабилизации с ИППН на IGBT модулях до 1700 В при напряжении генератора до 690 В. При этом суммарное напряжение в звене постоянного тока может находиться на уровне 2,7...3 кВ. Такое соединение позволяет уменьшить потери в соединительных кабелях звена постоянного напряжения в 3 раза при размещении выпрямителя в корпусе генератора, ИППН в гондоле генератора, а трансформатора с инвертором – в корпусе башни ВЭУ.

С увеличением мощности свыше 1000 кВА более целесообразной является схема рис. 4.2 б), поскольку позволяет реализовать более высокое напряжение в звене постоянного тока. Например, при линейном напряжении 1150 В, которое реализуется в схеме с автотрансформатором с коэффициентом трансформации  $K_T \approx 2$ , возможно получение напряжения  $U_{\text{д}} \approx 4,5 \dots 5$  кВ.

Активный выпрямитель на напряжение 1500 В возможно реализовать на таблеточных IGBT модулях типа WESTCODE напряжением 2,5 кВ, допускающих частоту модуляции до 1000 Гц. При одинаковой эквивалентной частоте модуляции каждый модуль работает на частоте 300 Гц, что существенно уменьшает тепловые потери в модуле и позволяет встроить их в корпус генератора.

Поскольку генератор работает с постоянной частотой вращения, это обеспечивает их интенсивное охлаждение.

Как видно из анализа, выбор схемы и уровня напряжений существенно зависит от конструктивных особенностей ВЭУ АМ.

#### *4.4 Выбор фазности схем инвертирования для обеспечения электромагнитной совместимостью с сетью*

В разделе 3 проведен анализ трехфазных мостовых схем ВСИ. Показано, что при работе трехфазного мостового ВСИ в режиме  $\Delta\beta = \text{const}$  коэффициент мощности  $K_1 = 0,922$ , что близко к нормативному коэффициенту 0,93, однако мощность искажений составляет 31,1 % от активной мощности.

При работе с изменяющимся напряжением сети постоянство соотношений напряжений сети и преобразователя, и, соответственно, коэффициента  $\cos \varphi$ , обеспечивается регулятором ИППН.

Регулируя при помощи ИППН напряжение  $U_d$ , возможно изменять реактивную мощность ВСИ путем выполнения соотношения  $Q = P \cdot \operatorname{tg} \beta$ .

Как было показано ранее, такой режим желателен при работе на мощную сеть с высоким уровнем зарядного емкостного тока.

Для обеспечения электромагнитной совместимости ВЭУ АМ с параллельным включением выпрямителей используются параллельные многофазные схемы инвертирования рис. 4.5.

Использование сравнительно высокого напряжения в звене постоянного тока позволяет вместо последовательного включения тиристоров использовать последовательное соединение мостовых инверторов, образующее многофазные схемы.

В разделе 1 было показано, что использование многообмоточных трансформаторов широко используется и для реализации схем с АИН, что позволяет использовать полупроводниковые приборы 12, 17 классов, как наиболее массовые, следовательно, более надежные и сравнительно дешевые.

Выбор фазности инвертирования для ВСИ определяется условиями подключения к сети и требованиями к коэффициенту искажения  $K_{ин}$  синусоидальности кривой напряжения (ГОСТ 13109-97), (таблица 4.2)

**Таблица 4.2 – Значения  $K_{ин}$**

$U_{ном\ сети}$	0,38	6...20	35	110...330
$K_{ин\ ном}$	0,08	0,05	0,04	0,02
$K_{ин\ доп}$	0,12	0,08	0,06	0,03

Зная допустимые значения  $K_{ин}$ , можно определить условия подключения  $m$ -фазного инвертора к питающей сети по (4.6) [50] :

$$K_{ин} = \frac{P_{d\ ном}}{S_{кз}} \sqrt{\frac{2\pi}{mU_{кз}} - 1}, \quad (4.6)$$

где:  $P_{d\ ном}$ ,  $S_{кз}$  – мощность ВСИ и короткого замыкания в точке определения  $K_{ин}$ ;

$U_{кз}$  - напряжение к.з. в точке подключения ВСИ в относительных единицах.

На рис.4.6 приведены зависимости  $\frac{P_{кз}}{P_{d\ max}} = f(U_{кз}^*, m)$  различных значений  $U_{кз}^*$  в

точке подключения согласующего трансформатора 6...20 и 35 кВ с  $K_{ин ном}$ .

Из анализа рис. 4.6 следует, что в ВЭУ АМ мощностью до 2000 кВт можно использовать 12-и фазный инвертор для подключения к сети 35 кВ с мощностью к.з.  $P_{кз}=100$  МВА с напряжением короткого замыкания трансформатора  $U_{кз}^*=0,1$ .

Соответственно, для указанных условий при мощности ВЭУ АМ 3000 кВт необходимо применить 18-и фазный ВСИ. При мощности более 3000 кВт необходимо применить 24-х фазный ВСИ.

Таким образом, применение многофазных схем позволяет существенно улучшить электромагнитную совместимость и исключить установку фильтров высших гармоник, генерируемых ВСИ в сеть.

Вместе с тем, в связи с имеющейся в ЛЭП высокого напряжения зарядной емкостью, в каждом конкретном случае необходима проверка на возможность возникновения резонансных явлений на высоких частотах, подавление которых осуществляется установкой специальных резонансных фильтров.

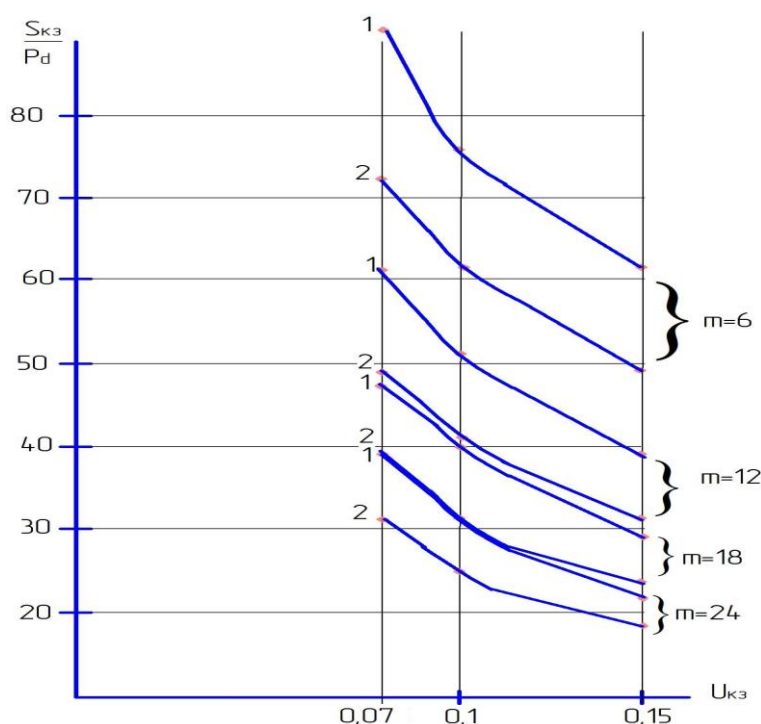


Рисунок 4.6 – Зависимость  $\frac{S_{кз}}{P_{d max}} = f(U_{кз}, m)$  для:

1 – сети 6...20 кВ

2 – сети 35 кВ



Использование преобразователей частоты для генерирования энергии в ВЭУ АМ позволяет использовать их для работы с малыми скоростями ветрового потока  $V_0 \leq 5$  м/с. Для максимального отбора мощности генератор переводится на работу при оборотах примерно  $0,5 n_n$  при номинальном возбуждении.

Для повышения эффективности преобразователя частоты, ВСИ с последовательным соединением мостов может быть переведен в режим с параллельным соединением мостов, что приведет к уменьшению потерь в силовых полупроводниковых приборах и ошиновке за счет снижения тока нагрузки примерно в два раза.

В ИППН снижаются коммутационные потери за счет снижения уровня напряжений в звене постоянного тока в два раза.

Пример реализации такой схемы показан на рис. 4.7.

В исходном состоянии включена группа тиристоров К, которая совместно с анодной группой тиристоров М1 и катодной группой тиристоров М2 образует последовательное соединение мостов и обеспечивает работу ВЭУ АМ в номинальном режиме при снижении скорости ветра до 5 м/с. Осуществляется рекуперирование торможения генераторов до скорости  $Q \approx 0,5 n_n$ . Стабилизация напряжения в звене постоянного тока осуществляется ИППН при переменной частоте вращения генераторов. При достижении заданной скорости группа тиристоров К выключается и мосты М1 и М2 переходят в режим параллельной работы.

Т.к. в режиме малых скоростей ветропотока мощность ВЭУ снижается до  $0,1 P_n$ , то рабочий ток дополнительных тиристоров (катодная группа моста М1 и анодная группа моста М2) составляет 20 % от номинального тока остальных тиристоров.

Таким образом, установленная мощность дополнительных тиристоров возрастает на 20 %, при этом потери в инверторе уменьшаются практически в два раза.

В [33] показано, что аналогичным образом возможна реализация бесконтактной системы с переменной структурой для 18 и 24-фазных схем, при этом, соответственно, возможны ступени напряжений  $0,5 U_n$  для 18-и фазной схемы и  $0,25$  и  $0,5 U_n$  для 24-х фазной схемы.

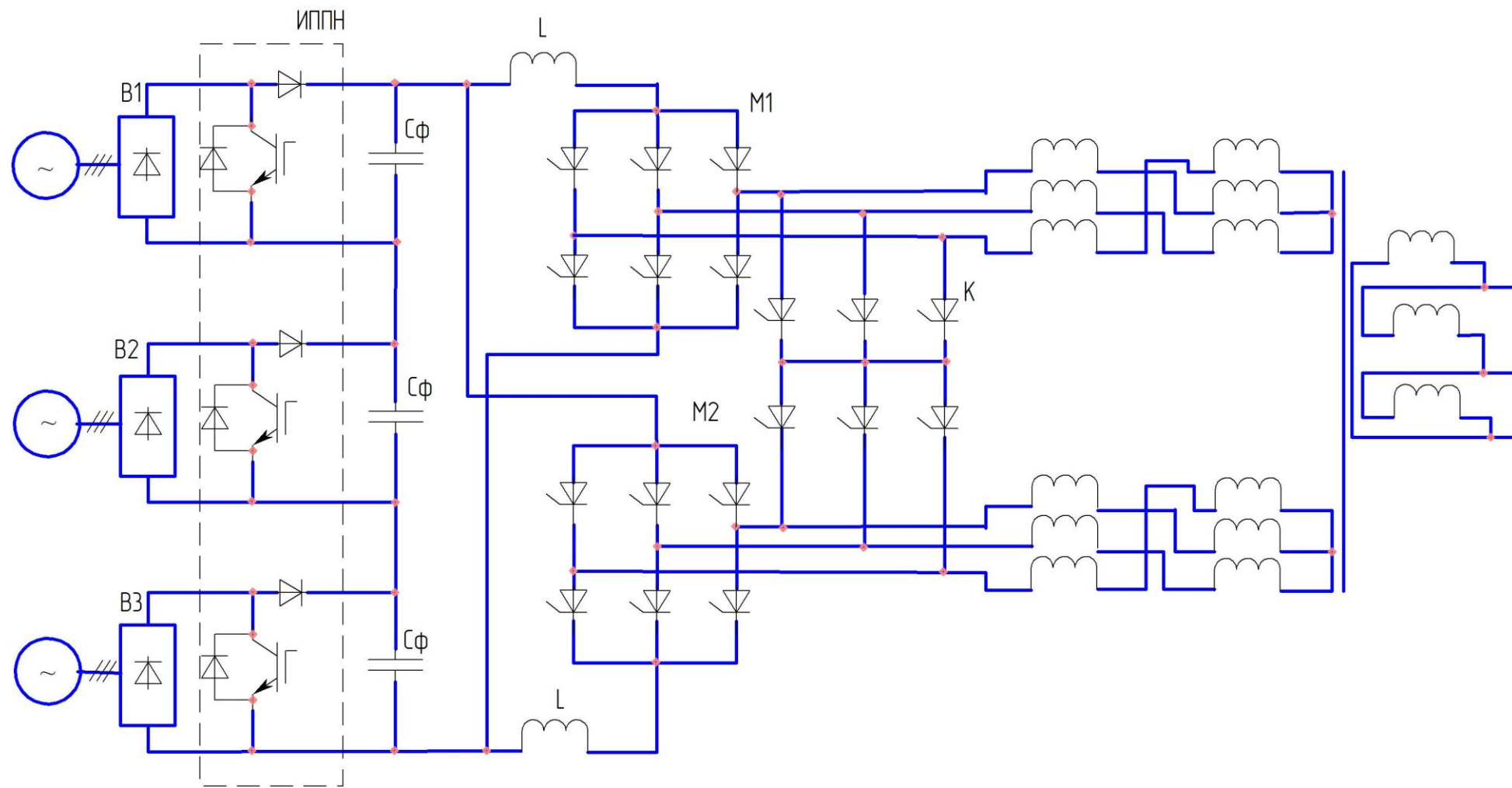


Рисунок 4.7 – Схема преобразователя с ВСИ с переменной структурой.

#### 4.5 Схемы преобразования энергии в ВЭУ АМ с использованием АИН

В 4.1 и 4.3 показано, что при реализации схем преобразования энергии в ВЭУ АМ при работе на энергосистему есть альтернатива в выборе типа инвертора. Этот выбор может быть определен технико-экономическим сравнением вариантов.

При работе в автономном режиме альтернативы АИН нет.

Проведенный анализ в разделе 1 показал, что современная тенденция зарубежных производителей силовой электроники основана на построении АИН на базе IGBT модулей среднего напряжения (1,2...1,7) кВ (идеология фирмы Semikron) и высокого напряжения 3,3...4,5 кВ (фирм АВВ, Siemens и других) [22, 31, 48].

Основная концепция построения схем инверторов заключается в реализации типовых низковольтных модулей на базе мостовых схем с ИППН, что, по мнению производителей, удешевляет стоимость АИН по сравнению с использованием высоковольтных модулей, и сравнительно легко решается проблема электромагнитной совместимости с сетью.

Однако, не смотря на универсальность таких решений, указанный принцип построения высоковольтных АИН приводит к увеличению относительно дорогих модулей и усложняет трансформатор, что делает схему преобразователя дороже.

Имеется ряд технических решений, позволяющих уменьшить количество приборов, снизить уровень электрических потерь [47], и, соответственно, удешевить установку. Решение этой проблемы достигается использованием многоуровневых инверторов.

При построении схем преобразования для ВЭУ АМ с использованием генераторов со стандартным напряжением 660 (690) В целесообразно рассмотреть возможность использования трехуровневых инверторов.

Использование трехуровневых инверторов позволяет упростить конструкцию трансформатора за счет уменьшения количества обмоток, а также повысить КПД инвертора на  $\approx 1 \dots 0,5$  % по сравнению с двухуровневым инвертором.

Трехуровневый инвертор при незначительном усложнении схемы (увеличении на 6 шт. количества диодов) позволяет построить инвертор мощностью 500...750 кВт в

единице с напряжением в звене постоянного напряжения до 1000 В на базе IGBT модулей среднего напряжения 1200-1700 В, и мощностью до 1500 кВт в единице при напряжении до 3 кВ на базе IGBT модулей напряжением 2500 В.

Ниже рассмотрен ряд алгоритмов и технических решений, позволяющих обеспечить электромагнитную совместимость трехуровневого инвертора с сетью.

Схема преобразователя частоты с трехуровневым инвертором для ВЭУ АМ типа ТГ-1000 представлена на рис.4.8.

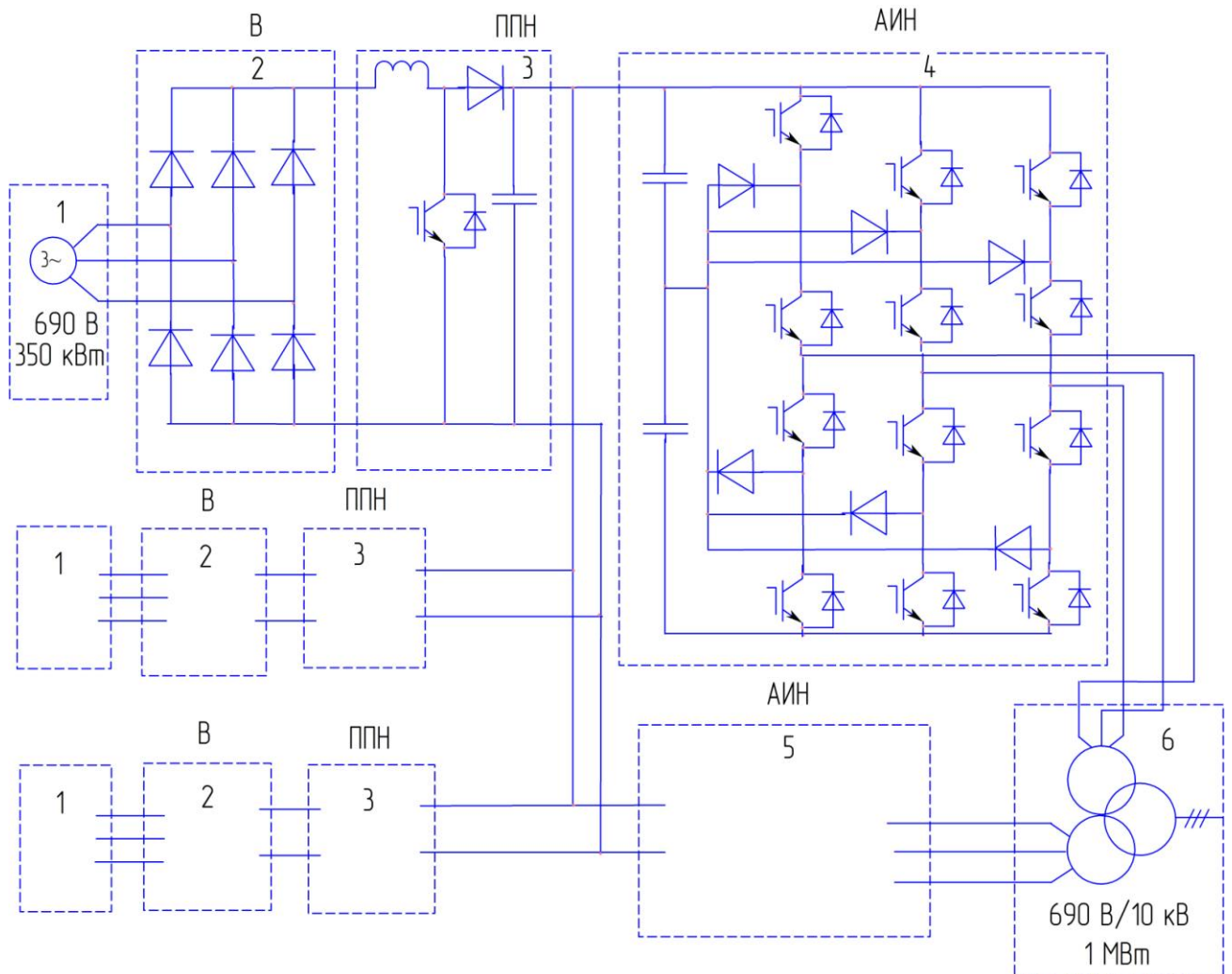


Рисунок 4.8 – Схема преобразователя частоты с трехуровневым инвертором для ВЭУ АМ типа ТГ-1000.

Схема ПЧ содержит три неуправляемых выпрямителя (2), три ИППН (3) и два трехуровневых инвертора (4,5) с трехобмоточным трансформатором (6) для согласования напряжения инвертора с сетью.

При использовании каскадных схем соединения инверторов для улучшения электромагнитной совместимости обмотки трансформатора выполняют

симметричными, а формирование требуемого гармонического состава осуществляют фазовым сдвигом напряжений, образующих многофазную систему напряжений с модуляцией выходного напряжения на высокой частоте для уменьшения установленной мощности фильтра.

Практически используются два вида модуляции:

-синусоидальная ШИМ, что приводит к увеличению установленной мощности инвертора ( $\mu=1$ );

-ШИМ с предварительной модуляцией задания 3 гармоникой, что позволяет улучшить гармонический состав при меньшей частоте переключения ключей.

В таблице 4.3 приведены результаты расчетов коэффициента THD и амплитуд высших гармоник для нескольких алгоритмов управления для трехуровневого инвертора:

-амплитудное;

-многоуровневое ШИМ;

-амплитудное с корректировкой гармонического состава при минимуме коммутаций.

Временные диаграммы фазного напряжения представлены на рис. 4.9-4.12 при коэффициенте мощности нагрузки 0,85.

**Таблица 4.3 Зависимость THD от способа управления инвертором**

Способ управления	THD, %	$U_{1m}^*$ ,%	$U_{5m}^*$ ,%	$U_{7m}^*$ ,%	$U_{11m}^*$ ,%	$U_{13m}^*$ ,%
Амплитудное управление	16,33	1,23	5,36	3,83	9,09	7,69
ШИМ $f=600$ Гц	35,0	0,988	0,2	3,3	18,23	18,19
ШИМ $f=1800$ Гц	33,11	0,996	0,1	0,06	0,035	0,04
Амплитудное управление с корректировкой	24,86	1,1	0,0245	3,04	17,85	1,64
Норма $\frac{0,4кВ}{6,0кВ}$ ГОСТ 13109-97	$\frac{8,0}{50}$		$\frac{6,0}{4,0}$	$\frac{5,0}{3,0}$	$\frac{3,5}{2,0}$	$\frac{3,0}{2,0}$
Предел $\frac{0,4кВ}{6,0кВ}$	$\frac{12,0}{8,0}$					

Анализ таблицы 4.3 показывает, что значение THD для рассматриваемых алгоритмов существенно превысил предельные значения за счет наличия высоких амплитуд гармоник выше 11. Поэтому для получения нужного значения THD необходимо устанавливать фильтры высших гармонических. При расчете

коэффициента гармоник THD по ГОСТ 13109-97 необходим учет гармоник с порядком до 40.

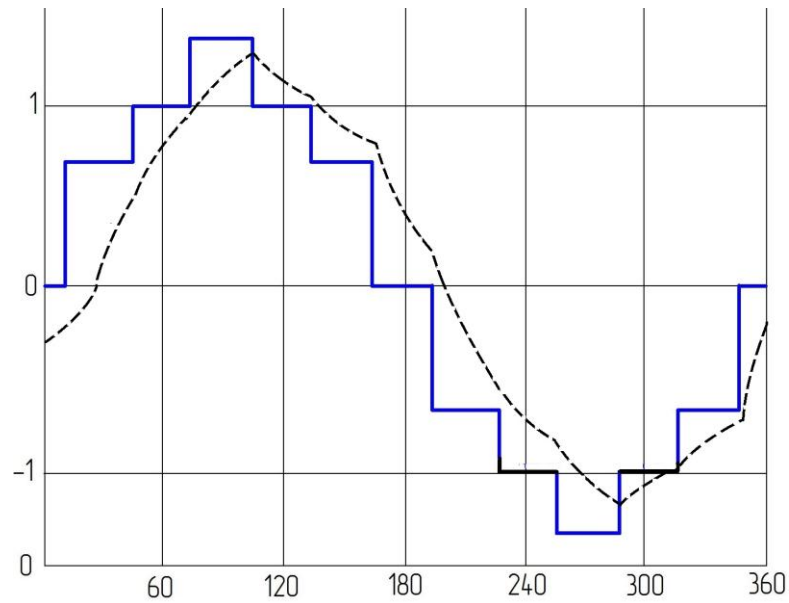


Рисунок 4.9 – Амплитудное управление THD=16,33 %.

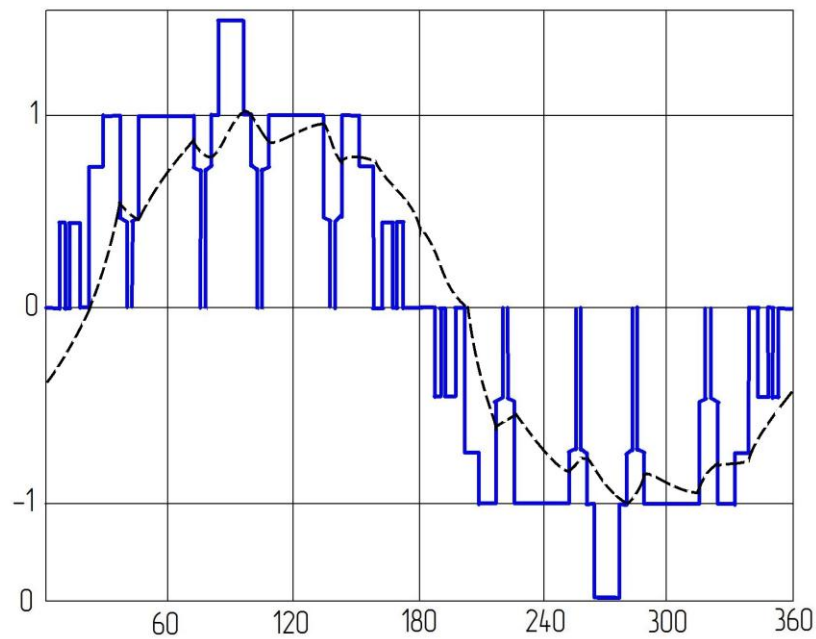


Рисунок 4.10 – ШИМ при частоте модуляции 600 Гц.

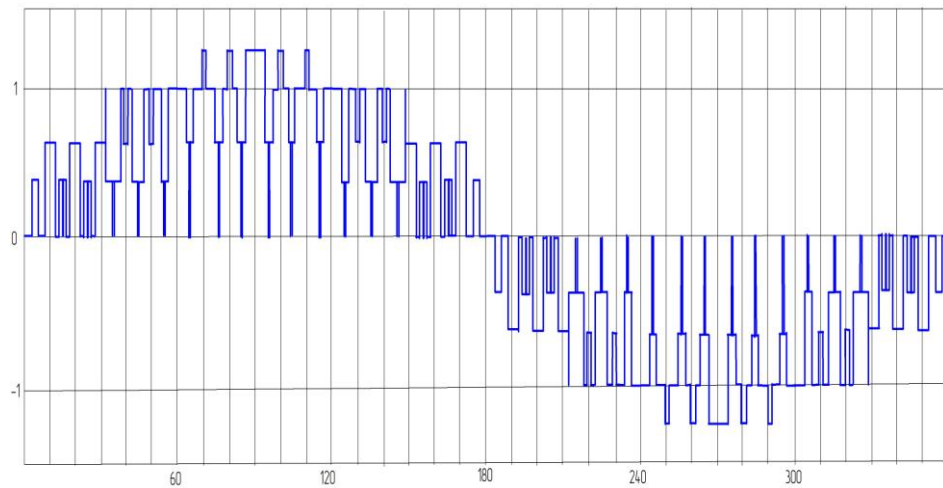


Рисунок 4.11 – ШИМ при частоте модуляции 1800 Гц.

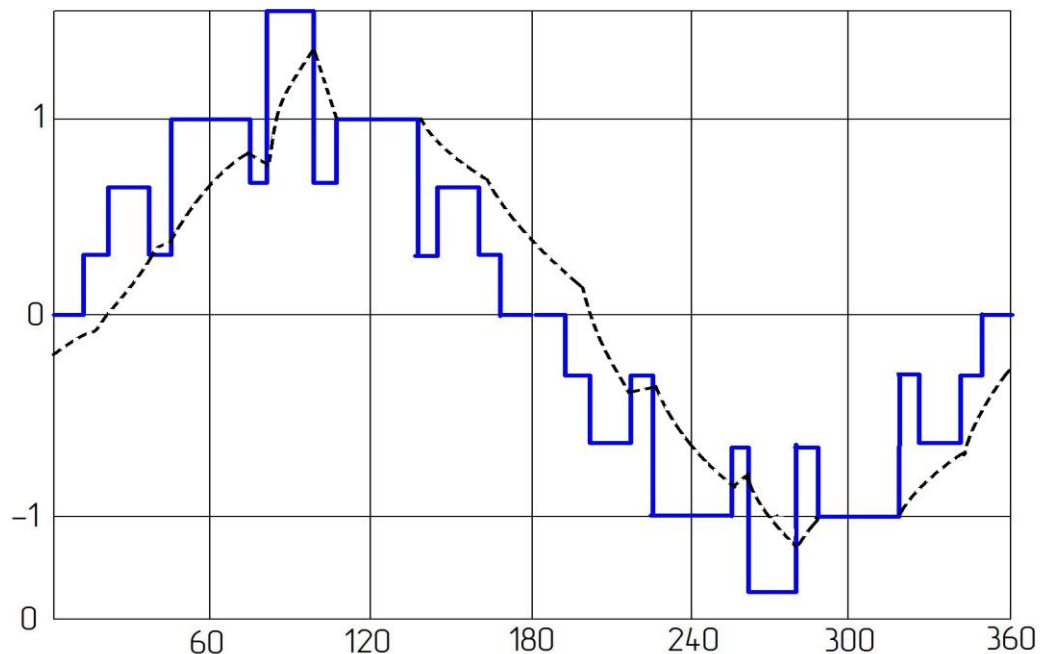


Рисунок 4.12 – Амплитудное управление (с корректировкой).

На рис.4.13 приведена функциональная схема установки ТГ-1000.

В установке используется Г-образный LC-фильтр. Два трехуровневых инвертора подключены через LC-фильтр к трехобмоточному трансформатору; емкость кабеля 10 кВ – 0,1 мкФ на фазу. Дроссели фильтра включены в линейный провод, а конденсаторы соединены в треугольник,  $L_{др}=0,3$  мГн,  $C_3=600$  мкФ. Результаты расчета коэффициента гармоник THD на стороне 10 кВ приведены в таблице 4.9.

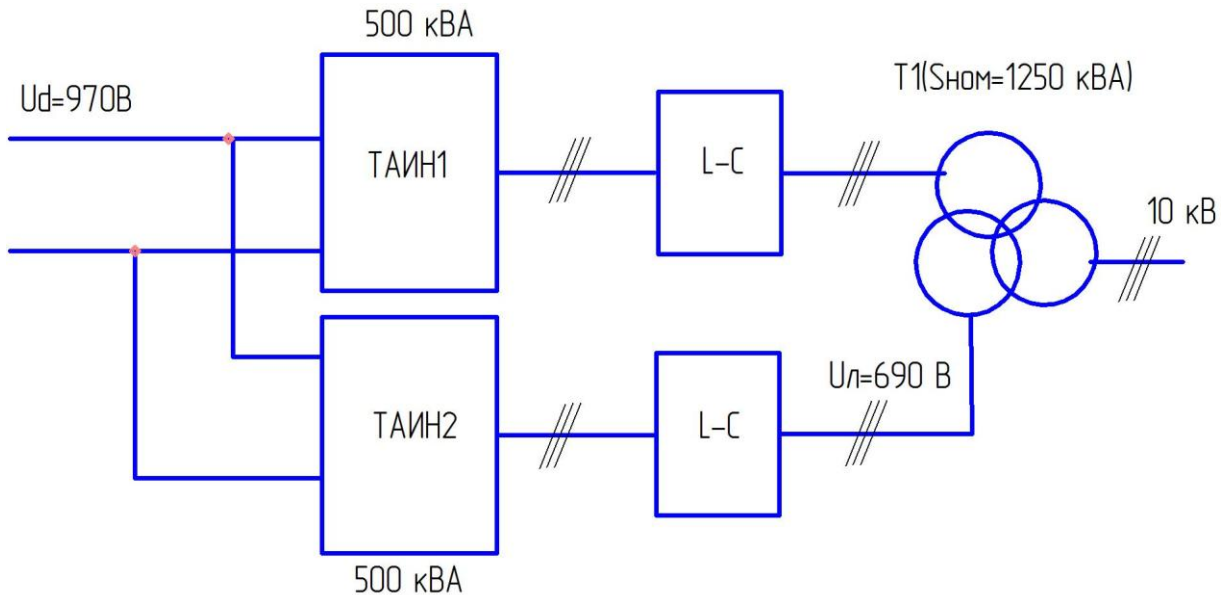


Рисунок 4.13 – Функциональная схема установки ТГ-1000.

**Таблица 4.4 Зависимость THD от частоты модуляции**

Коэффициент гармоник THD, %	Для одного инвертора		
	600 Гц	900 Гц	1250 Гц
Без фильтра	24,6	20,87	19,3
С фильтром	6,68	5,89	4,44

Из таблицы 4.4 следует, что для отдельного инвертора коэффициент THD находится в пределах допустимых, но превышает норму (см. табл.4.8).

Для снижения THD в системе управления инверторами приходится использовать сдвиг по фазе модулирующего напряжения. В результате расчета THD уменьшается значение до 1,92 % при  $f_m = 600 \text{ Гц}$  и до 1,84 % при  $f_m = 900 \text{ Гц}$ .

Из анализа расчетных зависимостей THD от частоты следует, что увеличение частоты модуляции свыше 600 Гц существенного снижения THD не производит, но существенно возрастают коммутационные потери, которые пропорциональны частоте.

#### 4.6 Основные результаты разработок и исследований преобразователей частоты для ВЭУ АМ

Как подтвердили проведенные исследования, повышение эффективности выработки электроэнергии ВЭУ АМ возможны при помощи использования преобразователей частоты.



Для практической реализации по заданию ПКТБ «Конкорд» ОАО НИИ «Преобразователь» и ООО «НИИ «Преобразователь», при участии автора в разработках и испытаниях, разработали, изготовили и поставили для ВЭУ АМ типа ТГ-750 и ТГ-1000 преобразователи частоты типов ПЧ-ТПП-320-400-50 УХЛ2 и МПЧ-Т2ТПП-418-690-50 У3.

#### *4.6.1 Преобразователь частоты типа ПЧ-ТПП-320-400-50 УХЛ2 для ВЭУ АМ типа ТГ700, ТГ-750М*

Преобразователь частоты ПЧ-ТПП-320-400-50 УХЛ2 предназначен для передачи электроэнергии, генерируемой ВЭУ, в сеть при работе с малыми скоростями ветрового потока (первый режим).

Преобразователь содержит в одном комплекте 3 выпрямителя, каждый из которых питается от своего генератора ВЭУ, управляемый инвертор и системы управления, регулирования и защит.

Основные технические характеристики преобразователя:

- мощность, генерируемая каждым ветрогенератором, кВт – 50;
- диапазон изменения входного действующего напряжения выпрямителей, В-3х(100...300);
- диапазон изменения частоты входного напряжения, Гц – 10...50;
- количество изолированных трехфазных систем с изолированной нейтралью – 3;
- номинальное значение выходного фазного тока, А – 320;
- перегрузка по току –  $1,5 I_n$  в течение 5 минут;
- номинальное линейное напряжение сети, В – 400;
- КПД, не менее – 0,9;
- мощность согласующего трансформатора с сетью 10 кВ, кВА – 1000.

Система регулирования должна обеспечивать поддержание установившегося значения оборотов генераторов ( $300 \pm 5$ ) об/мин путем изменения нагрузки (генерируемой мощности в сеть).

Напряжение генератора пропорционально его частоте.

Функциональная схема преобразователя представлена на рисунке 4.14.

В состав ПЧ входят 3 неуправляемых выпрямителя (В1, В2, В3), ведомый сетью

инвертор (ВСИ), фильтровый реактор L, датчики частоты (ДЧ1, ДЧ2, ДЧ3), регулятор частоты (РЧ). Узлы ограничителей по току не показаны.

Подключение ПЧ к ВЭУ и сети осуществляется по схеме рисунка 3.5.

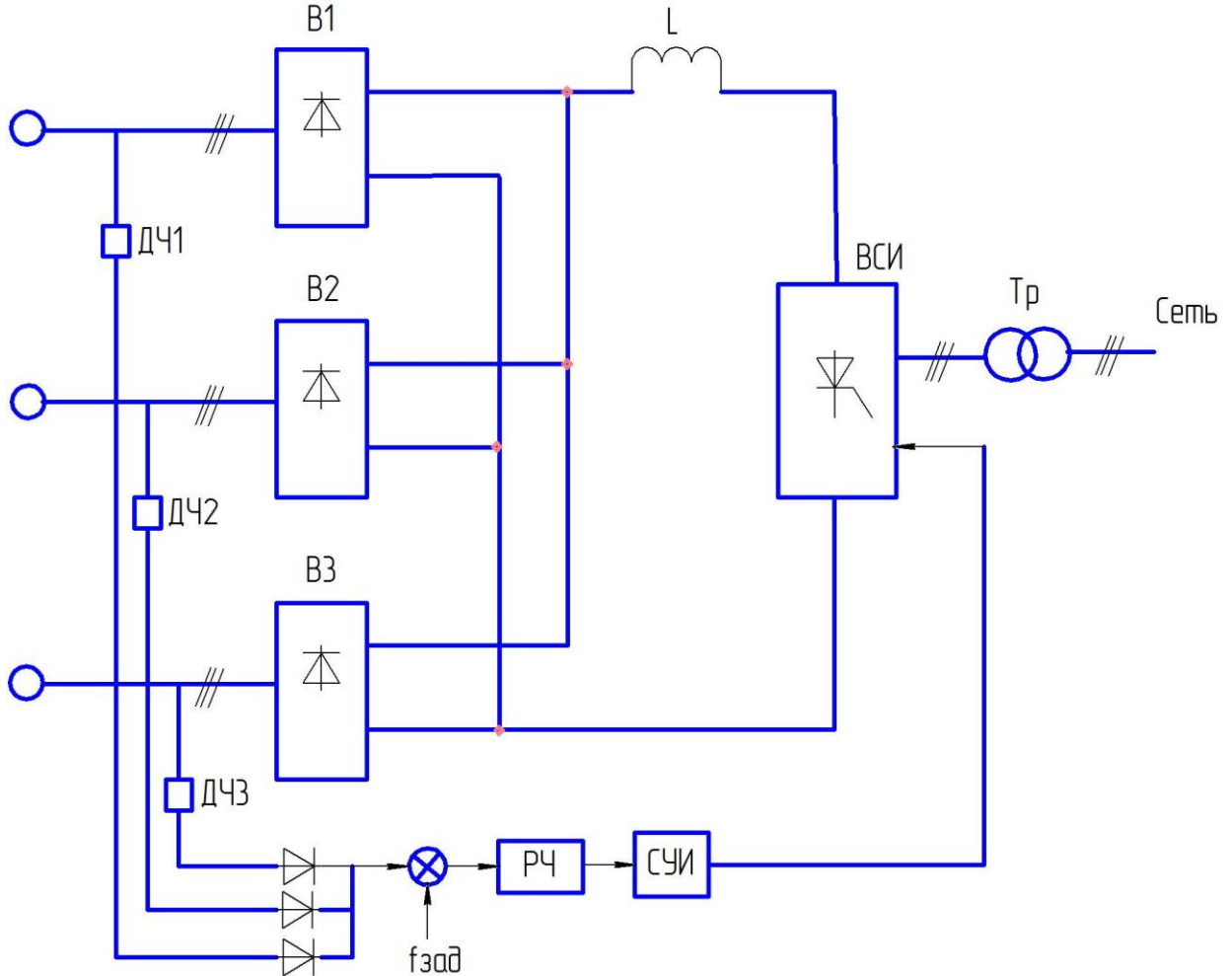


Рисунок 4.14 – Функциональная схема ПЧ с регулятором частоты вращения турбины для ВЭУ АМ типа ТГ-700-ТГ-750М.

Конструктивно ПЧ выполнен в одном шкафу с габаритными размерами LxВxН 1000 x 800 x 2400 мм.

4.6.2 Преобразователь частоты типа МПЧ-Т2ТПТ-418-690 50 УЗ для ВЭУ АМ типа ТГ-1000

Преобразователь частоты предназначен для обеспечения работы ВЭУ АМ в автономном режиме и параллельно с дизель-генераторной установкой.

ПЧ содержит три неуправляемых выпрямителя, три импульсных

преобразователя повышающего напряжения, выполненных на IGBT модулях , и два трехуровневых инвертора.

Основные технические характеристики:

- мощность трехфазного индукторного генератора, кВт – 350;
- количество генераторов – 3;
- номинальное напряжение генератора, В – 3х690;
- время нарастания напряжения генератора до номинального значения, С. не менее – 10;
- частота выходного напряжения генератора (входного напряжения преобразователя ), Гц – 40...75;
- выходное напряжение инвертора, В -  $690 \pm 100$ ;
- номинальное значение выходного тока инвертора, А – 418;
- перегрузка по току –  $1,3 I_n$  в течение 5 мин;
- номинальная выходная частота:  
в автономном режиме, Гц -  $50 \pm 0,25$ ;
- в синхронном режиме – режиме работы с дизель-генератором  $f=50$  Гц;
- суммарная мощность инверторов, кВт – 1000;
- коэффициент мощности нагрузки – 0,8.

Выходное напряжение инвертора обеспечивается ИППН.

При превышении напряжения и мощности сверх допустимых, ПЧ отключается от сети.

Конструктивно ПЧ состоит из двух шкафов инверторов мощностью по 500 кВт с размерами 1200 х 80 х 2400 мм, и шкафа выпрямителя, состоящего из трех выпрямителей мощностью по 350 кВт и трех ИППН. Размер шкафа выпрямителя - 1200 х 700 х 2400 мм. По фронту ПЧ занимает 2600 мм.

Функциональная схема регулирования частоты турбин представлена на рисунке 4.15. Упрощенная схема силовой части ПЧ с трехуровневым автономным инвертором напряжения показана на рисунке 4.7. Система защиты и сигнализации на схемах не показана.

Изготовленный ПЧ был подвергнут испытаниям на стендах в режимах х.х. и к.з.

для проверки правильности выбранных технических решений. Схема испытательного стенда представлена на рисунке 4.16. В реальной установке ВЭУ рекомендовано установить LC – фильтр с параметрами, указанными на рисунке 4.16, который в комплект поставки не входит, но используется при испытаниях.

Результаты проверки функционирования трехуровневого инвертора сведены в таблицу.

Зависимость коэффициента искажения  $K_{И}$  на выходе инвертора при параметрах фильтра  $L_{\phi}=0,24$  мГн,  $C_{\phi}=3 \times 375$  Δ приведены в табл.3.7; расчетные значения  $L_{\phi}=0,25$  мГн,  $C_{\phi}=3 \times 500$  Δ; нагрузка активная.

Зависимость  $K_{И}$  от скважности ИППН при частоте модуляции  $f_m=1000$  Гц и постоянном напряжении в звене постоянного тока  $U_d$  приведены в табл. 4. 5.

**Таблица 4.5 Зависимость коэффициента искажения от скважности ИППН**

$U_{вх}, В$	150	120	100
$U_d, В$	170	170	170
$I_n, А$	100	100	100
$K_c$	0,1	0,2	0,47
$K_{И}, \%$	5,8	4,2	3,6

Из табл.4.5 следует, что работа ИППН приводит к уменьшению  $K_{И}$  выходного напряжения преобразователя, т.е. к улучшению качества выходного напряжения.

Зависимость  $K_{И}$  на выходе трансформатора при работе на активную нагрузку приведена в табл. 4.6.

**Таблица 4.6 Зависимость  $K_{И}$  на входе трансформатора при постоянном  $K_c$**

№ инвертора	1	2	1+2	1+2
$U_{вх}, В$	130	130	130	130
$I_d, А$	37	40	20+20	40+40
$U_{вых трансф}, кВ$	2	2	2	3,1
$K_{И}, \%$	5	4,8	4,5	4,0

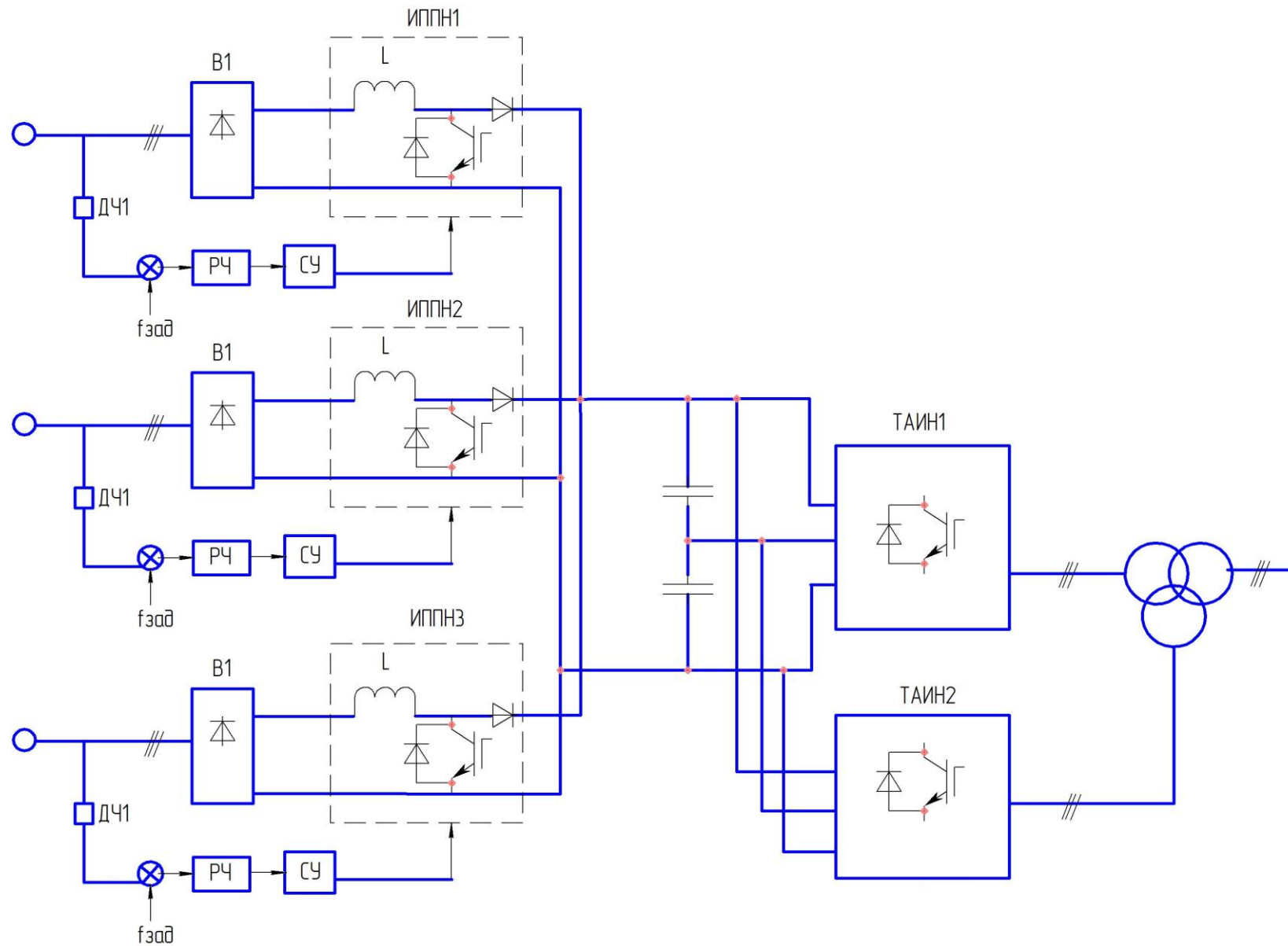


Рисунок 4.15 – Функциональная схема с регулятором частоты вращения турбины для ВЭУ АМ типа ТГ-1000.

Из табл. 4.6 следует, что  $K_n$  на выходе трансформатора находится в пределах допустимой нормы.

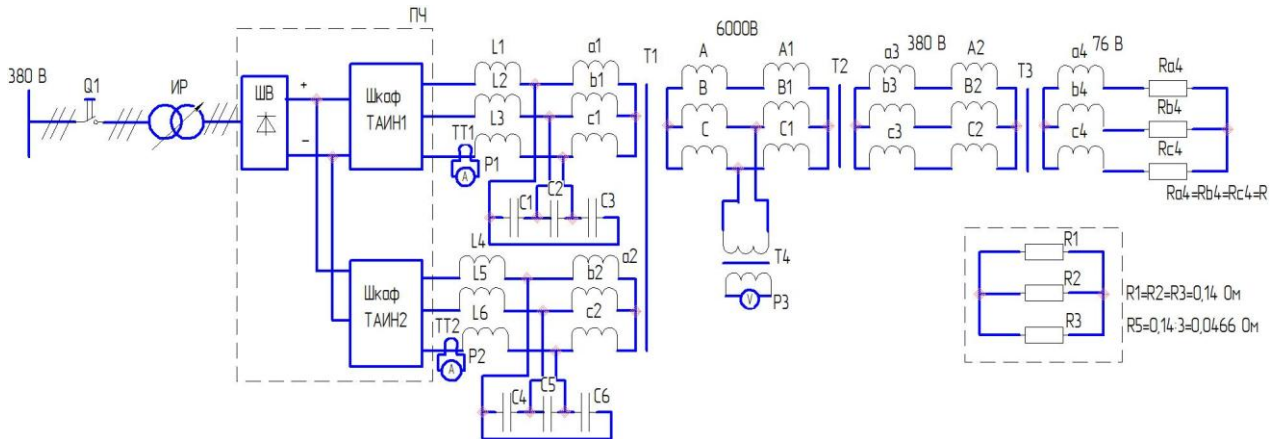


Рисунок 4.16 – Схема испытательного стенда ПЧ типа МПЧ-Т2ТПТ-418-690-50 У3:

ПЧ – преобразователь частоты;

Q1 – автоматический выключатель стенда;

ИР – индукционный регулятор МА195-56/82;

первичная сторона – 380 В, ток сети – 420 А;

вторичная сторона –  $U=(0\dots650)$  В,  $I_{\phi}=(0\dots200)$  А;

ШВ – шкаф выпрямителя;

ТАИН – трехуровневый инвертор напряжения;

L1...L6 – реактор 0,22 мГн;

C1...C3, C4...C6 – конденсаторы КЭ-0,38-36-3У3;

C=397 мкФ, U=380 В, схема  $\Delta$ ;

T3 – трансформатор (380/76) В;

T2 – трансформатор (6/0,4) кВ;

T4 – измерительный трансформатор напряжения (6000/100) В;

P3 – вольтметр электромагнитной системы с пределом измерения не менее 150 В;

T1 – трансформатор ТРСЗ (Д) -1250/10/0,69 Ом1;

R – сопротивление нагрузки;

P1, P2 – амперметр Э59;

ТТ1, ТТ2 – трансформатор тока (1000/5) А

Синфазное включение инверторов незначительно снижает  $K_{\eta}$ , а увеличение входного напряжения приводит к снижению  $K_{\eta}$ . Последнее объясняется влиянием емкостей высоковольтного трансформатора на снижение высокочастотных составляющих напряжения.

Для дальнейшего снижения  $K_{\eta}$  рекомендуется производить сдвиги по фазе модулирующих напряжений. Как показано в 4.4,  $K_{\eta}$  может достичь 1,8...1,9 % при сниженной частоте модуляции.

Осциллограммы выходного напряжения инвертора и напряжения на выходе фильтра приведены на рис. 4.17 и 4.18.

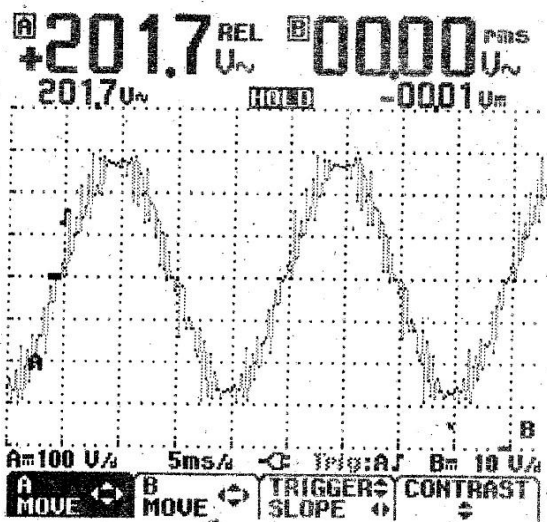


Рисунок 4.17

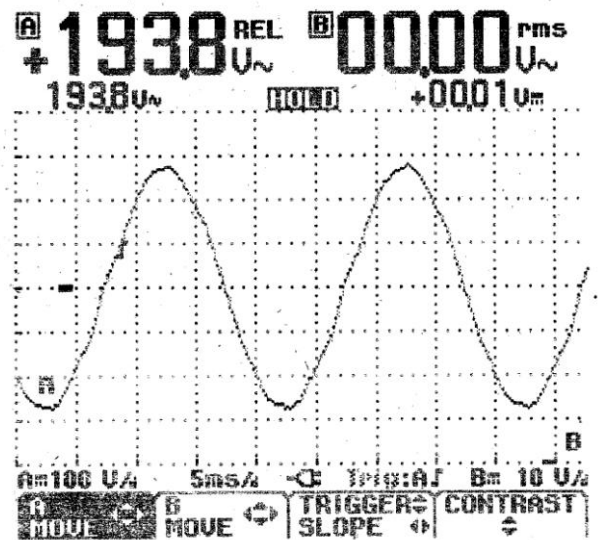


Рисунок 4.18

Измерения КПД преобразователя проводилось методом короткого замыкания и холостого хода преобразователя.

$\Delta P_{кз}=8,2$  кВт;  $\Delta P_{xx пч}=3,0$  кВт; потери в цепях собственных нужд  $\Delta P_{сн}=0,8$  кВт.

Расчет КПД:

$$\eta = \frac{P_n - \Delta P_{пч}}{P_n} = \frac{P_n - (2\Delta P_{кз} АИИ + \Delta P_{xx} + \Delta P_{сн})}{P_n} = \frac{1000 - 20}{100} = 0,98 > 0,96$$

По техническому заданию  $\eta > 0,96$ .

Тепловые испытания показали удовлетворительные результаты.

Фотографии шкафов выпрямителя и инверторов показаны на рисунках 4.19 а) и б).



а)



б)

Рисунок 4.19 - Общий вид шкафов преобразователя частоты МПЧ-Т2ТПТ-418-690-50 УЗ:

а) с закрытой дверью;

б) с открытой дверью.

#### ***Выводы по разделу 4***

В результате исследования вопросов построения эффективных схем преобразования энергии ВЭУ АМ большой мощности установлено:

1. Выбор схемы инвертирования при генерации энергии ВЭУ определяется условиями подключения ВЭУ к ЛЭП. При составлении технико-экономического обоснования строительства ВЭС необходимо комплексно решать вопрос о выборе инвертора (ВСИ или АИН) и оборудования ЛЭП, необходимого для устойчивой работы системы электропередач.



Показано, что использование в качестве инвертора ВСИ позволяет существенно уменьшить стоимость оборудования, как собственно ВЭУ, так и ЛЭП, за счет возможности управлять потоком реактивной мощности, что позволит уменьшить установленную мощность шунтирующих реакторов.

2. Показано, что использование высокочастотных генераторов позволяет увеличить мощность ВЭУ АМ без существенного увеличения веса генераторов при большей единичной мощности (2000 и более кВт) , и обеспечить более высокий КПД (на 1-2 %) преобразования электроэнергии в комплекте высокочастотный генератор-преобразователь частоты.

3. Выявлены особенности повышения устойчивости ВСИ при колебаниях напряжения сети при работе с ИППН.

4. Проведен анализ схем стабилизации напряжения в звене постоянного тока , и приведены рекомендации по областям применения ИППН и активных выпрямителей.

5. Показано, что электромагнитная совместимость с сетью обеспечивается при помощи 12, 18 и 24-х фазных схем в зависимости от отношения мощности к.з. системы и мощности ВЭУ АМ для обеспечения коэффициента искажения напряжения  $K_{ин}$  в пределах норм ГОСТ13109-97.

6. Доказана целесообразность использования трехуровневого инвертора напряжения для реализации автономного режима при уровне напряжений в звене постоянного тока до 3,0 кВ с использованием IGBT модулей 17, 25 классов.

7. Рекомендации по построению трехуровневого инвертора, его системы управления использованы при разработке преобразователя частоты МПЧ-Т2ТПТ-418-690-50 УЗ, предназначенного для ВЭУ АМ типа ТГ-1000 на строящейся ВЭС о.Змеиный.

Приведены основные результаты экспериментальных исследований, подтверждающие правильность выбранных решений.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенных исследований решена актуальная научная задача определения зависимости максимальной мощности ВЭУ АМ от скорости ветра и частоты вращения ветроколеса, и рациональной структуры электромагнитной системы преобразования ветровой энергии в электрическую. В результате исследований:

1. Разработаны функциональная схема и математическая модель электромеханической системы ВЭУ АМ, которая позволила установить взаимосвязь между частотой вращения ветрогенераторов при переменной частоте вращения ветроколеса, позволяющая производить отбор максимальной мощности при изменении скорости ветрового потока.

2. Повышен отбор мощности до 10 % при скоростях ветрового потока ( $V < 5$  м/с) за счет снижения в 2 раза частоты вращения турбогенератора и установки дополнительного преобразователя частоты.

3. Установлено, что в дополнительных ПЧ с ВСИ при  $V < 5$  м/с параллельное включение выпрямителей с ИППН увеличивает установленную мощность ВСИ на 8 %, приводит к снижению потерь во внутренней сети в 3,4 раза меньше, чем в ПЧ без ИППН, коэффициент мощности  $K_m = 0,937$ ; последовательное включение выпрямителей исключает необходимость использования ИППН, способствует снижению тока возбуждения при  $K_m \approx 0,937$ , и ведет к уменьшению потерь на возбуждение в 2-3 раза, способствует увеличению КПД и обеспечивает наибольшую эффективность преобразования энергии при малых скоростях ветрового потока, делает эту схему наиболее привлекательной.

4. Разработана методика расчетов импульсных преобразователей повышения напряжения и получена новая аналитическая зависимость его выходного напряжения от параметров генератора, скорости ветрового потока, сформулированы требования к активному сопротивлению генератора и алгоритму управления импульсными преобразователями.

5. Показано, что использование высокочастотных индукторных генераторов с ПЧ обеспечивает увеличение единичной мощности ВЭУ АМ до 2000 кВт и более при

увеличении КПД преобразования до 1,60...2,75 % без значительного увеличения массы генераторов.

6. Проведены экспериментальные исследования алгоритмов управления трехуровневым инвертором напряжения для ВЭУ АМ типа ТГ-1000.

7. Результаты исследований электромеханической системы преобразования энергии были использованы в ООО «НИИ «Преобразователь» при разработке и изготовлении преобразователя типа ПЧ-ТТП-320-400-50 УХЛ2 для опытной установки ВЭУ АМ типа ТГ-750 (г. Днепропетровск) и МПЧ-Т2ТПТ- 418-690-50 У3 для ТГ-1000, предназначенной для ВЭС о.Змеиный, Украина.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Алексеевский Д.Г. Динамика ветроэлектрической установки с аэродинамической мультипликацией / Алексеевский Д.Г., Андриенко П.Д., Метельский В.П., Немудрый И.Ю. // Электрические и компьютерные системы – 2011 - №13 (79) – С.253-254
2. Алексеевский Д.Г. Анализ режимов работы ветроэнергетической установки с аэродинамической мультипликацией / Алексеевский Д.Г., Андриенко П.Д., Метельский В.П., Немудрый И.Ю. // Вестник СевНТУ, зб. наукових праць, вып. 132 - 2012- серия «Механика, энергетика, экология» - Севастополь, 2012- С.72-74
3. Андреев Е.А. Некоторые вопросы сравнительного анализа компенсированного и некомпенсированного синхронного генератора повышенной частоты при работе на вентильный преобразователь соизмеримой мощности / Андреев Е.А. // Статические преобразователи в электроприводах переменного тока. Изд. «Наука» - Л. 1968- С.197-230
4. Андриенко П.Д. Реализация автономного режима установки типа ТГ-1000 / Андриенко П.Д., Кражан В.С., Немудрый И.Ю., Шавелкин А.А. // Вестник национального университета «ХПИ» - Харьков НТУ «ХПИ» - 2010- №28, С.343
5. Андриенко П.Д. Повышение эффективности ветроэлектрической установки ТГ-750 / Андриенко П.Д., Немудрый И.Ю., Метельский В.П., Никонова А.Л. // Вестник СевНТУ «Механика, энергетика, экология» - 2011-вып. 119-С.109-112
6. Андриенко П.Д. Схемы преобразования энергии в ветроэлектрических установках с аэродинамической мультипликацией / Андриенко П.Д., Метельский В.П., Немудрый И.Ю. // Електромеханічні і енергозберігаючі системи. – Тематичний випуск «Проблеми автоматизованого електроприводу. Теорія і практика» - Кременчук, КрНТУ - 2012-№3- С.613-614
7. Андриенко П.Д. Использование высокочастотных генераторов для повышения мощности ВЭУ с аэродинамической мультипликацией / Андриенко П.Д., Метельский В.П., Немудрый И.Ю. // Электротехнические и компьютерные системы – 2013- №10 (86) – С.45-49
8. Анишев Е.Ю. Особенности применения преобразователя частоты в мощном

электроприводе циркуляционных насосов / Анишев Е.Ю., Лазарев Г.Б.//  
Электротехника – 2007- №10 – С.64-65

9. Аптер Э.М. Мощные управляемые выпрямители / Аптер Э.М., Жемеров Г.Г.,  
Левиталь И.И., Элькин А.Г.//м. – Энергия -1975- 208 с.

10. Ветроэнергетика под. ред Д.Рензо, перевод с англ. под ред. Л.И.Шефтера //М.  
Энергоатомиздат -1982

11. Вишневецкий П.О. Оценка эффективности применения преобразователя  
частоты для турбогенераторной схемы ВЭУ при малых скоростях ветра /  
Вишневецкий П.О., Голубенко Н.С., Довгалюк С.И., Яцура А.А.// Нетрадиционная  
энергетика XXI века. Материалы международной конференции (Крым, Гурзуф,  
2003 г.) –к.2003 – С. 103-105

12. Вітроенергетика світу: 2007 / Екоінформ, Львів – 2008 -1 (29)- с.25-28  
[Електронний ресурс] / Wind Woldwind – 2007

13. Вольдек А.И. Электрические машины. Изд. 3-е/ Вольдек А.И. //Л. Энергия –  
1978-832 с.

14. Голубенко Н.С. Тенденции развития ветроэнергетики и  
безмультипликаторные ветровые установки / Голубенко Н.С., Довгалюк С., Фельдман  
А.М., Цыганов В.А. // Нетрадиционная энергетика XXI века: Материалы IV  
международной конференции (Крым, Гурзуф, 2003 ) – к.2003- С.68-74

15. Голубенко Н.С. Аэродинамические особенности безмультипликаторной  
турбогенераторной схемы ветроэлектрической установки большой мощности /  
Голубенко Н.С. // Нетрадиционная энергетика XXI века: Материалы IV  
международной конференции (Крым, Гурзуф, 2003 ) – к.2003- С.125-132

16. Голубенко Н.С. Моделирование электромеханической системы ВЭУ с  
аэродинамической мультипликацией в режиме стабилизации скорости вращения  
ветротурбин / Голубенко Н.С., Алексеевский Д.Г., Андриенко П.Д., Немудрый И.Ю. //  
Электротехника и электроэнергетика – 2011-№1- С.70-74

17. Дерзкий В.Г. Аналитический прогноз развития мировой ветроэнергетики /  
Дерзкий В.Г. //Энергетика и электрификация – 2010-№1 – С.53-56

18. Дементьев Ю.А. Применение управляемых статических компенсирующих

устройств в электрических сетях / Дементьев Ю.А., Кочкин В.И., Мельников А.Г. //Электричество – 2003- №3- С.2-10

19. Жовнір М.М. До питання про доцільність будівництва вітрових електростанцій в Україні / Жовнір М.М., Шульга С.В. //Енергетика и электрификация – 2000-№4-С.36-40

20. Ивакин В.Н. Перспективы применения силовой преобразовательной техники в электроэнергетике / Ивакин В.Н., Ковалев В.Д. //Электричество – 2009- №9-С.30-37

21. Ковалев Ф.И. Анализ и прогноз развития приборов силовой электроники на рубеже столетий / Ковалев Ф.И., Флоренцев С.Н. //Доклад №4.02 на симпозиуме ТРАВЭК «Электротехника – 2010 год» Московская обл. - 1999

22. Колпаков А.И. SKIP-4 – новая серия интеллектуальных силовых модулей для применения высокой мощности / Колпаков А.И., Полищук С.И., Мысак Т.В. //Технічна електродинаміка. Тематичний випуск «Силова електроніка та енергоефективність – 41-2010-41

23. Кузьмин В.В. Малозатратные и энергосберегающие технологии реабилитации турбогенераторов – основа перевооружения энергетики Украины / Кузьмин В.В., Лившиц А.Л., Штапенко В.С. //Проблеми енергоресурсозбереження в електротехнічних системах. Наука, освіта і практика – Кременчук: КНУ-2011-вип.1 - 2011 (1) – С.216-217

24. Кривцов В.С. Неисчерпаемая энергия. Кн.2. Ветроэнергетика / Кривцов В.С., Олейников А.М., Яковлев А.И.- Харьков. Нац.аэрокосмический университет (ХАИ), Севастополь СевНТУ – 2004 – 519 с.

25. Костенко М.П. Электрические машины ч.2 / Костенко М.П., Пиотровский Л.М. //М.-Л. Энергия – 1965 – 704 с.

26. Лазарев Г.Б. Электромагнитная совместимость высоковольтных преобразователей частоты с системами электроснабжения и электродвигателями собственных нужд тепловых электростанций //Электротехника – 2004 - №10- С. 15-20

27. Лущик В.Д. Багатоканальні каскадні синхронні машини / Лущик В.Д., Іваненко В.С. //Проблеми енергосбереження в електротехнічних системах. Наука, образование, практика. Кременчуг, КНУ, 2011 – вып.1 - 2011 (1) – С. 272-279

29. Лущик В.Д. Синхронный каскадный двигун з суміщеними обмотками //Електротехніка і електромеханіка – Харків – 2011 - №1 – С.31-32
30. Лущик В.Д. Индукторні генератори з суміщеними обмотками / Вестник СевНТУ «Механика, енергетика , екологія» - 2012 – вып.132 – С.69-71
31. Линдер Ш. Силовые полупроводниковые приборы. Обзор и сравнительная оценка / Линдер Ш. //Электротехника – 2007 - №10 – С.5-11
32. Мазуренко Л.И. Асинхронне генератори с вентильным и вентильно-емкостным возбуждением для автономных энергоустановок – К., Наукова думка – 2011 – 272с.
33. Машьянов В.Г. Источники питания дуговых печей постоянного тока / Машьянов В.Г., Саньков А.С., Фирсанов Г.А. //Электротехника – 2002 - №3-С .17-21
34. Миргород В.Ф. Моделирование динамических режимов ветроэлектрической установки большой мощности / Миргород В.Ф., Раненко Г.С., Голубенко Н.С. //Авіаційно-космічна техніка і технологія – 2006 -4(30) – С.96-99
35. Миргород В.Ф. Управление ветроэлектрической установкой большой мощности по запасам аэродинамических установок / Миргород В.Ф. //Вестник двигателестроения – 2003 - №3 – С.67-70
36. Немудрый И.Ю. Повышение эффективности преобразования энергии в ВЭУ с аэродинамической мультипликацией / Немудрый И.Ю. //Электротехника и электроэнергетика – 2014 - №1 –С. 79-85
- 37 Немудрый И.Ю. О выборе типа инвертора для преобразователя частоты для ВЭУ с аэродинамической мультипликацией /Немудрый И.Ю., Метельский В.П. //Электротехнические и компьютерные системы – 2014-№15 (91) – с. 348-350
38. Нойбергер Н. Состояние и перспективы развития ветроэнергетики / Нойбергер Н., Нолле О., Пивняк Г.Н.//Электротехнические и компьютерные системы – 2010-№3(79) – С.362-364
39. Онищенко Г.Б. Электропривод турбомеханизма / Онищенко Г.Б., Юльков М.Г. //М. Энергия – 1972-240 с.
40. Подгуренко В.С. Анализ развития ветроэнергетики в Украине / Подгуренко

В.С. //Энергетика и электрификация – 2010-№10-С.40-50

41. Полупроводниковые выпрямители / под. ред. Ковалева Д.И., Мостковой Г.П. //М., Энергия – 1978 – 448 с.

42. Рейнер В. Навстречу ветру. О ветроэнергетических установках / Рейнер В., Колпаков А., Хорреман Р.//Силовая электроника – 2011 - №1 – С.115-120

43. Сенько В.Н. Применение комбинированных алгоритмов трехуровневой ШИМ в трехфазных инверторах //Сенько В.Г., Юрченко Н.Н., Макаренко Н.П. //Электроника – 2004 - №7 – С.57-62

44. Фишлер Я.Л. Трансформаторное оборудование для преобразовательных установок / Фишлер Я.Л., Урманов Р.Н., Пестряева Л.М. //М., Энергоатомиздат – 1989 – 320 с.

45. Хохлов Ю.И. Компенсированные выпрямители с фильтрацией в коммутирующие конденсаторы нечетнократных гармоник токов преобразовательных блоков //Челябинск: ЧГТУ, 1993 – 355 с.

46. Цгоев Р.С. Сравнение режимных возможностей ветроэнергетических установок / Цгоев Р.С. / Электротехника – 2007 - №12 – С.32-38

47. Шавьолкін О.О. Перетворювальна техніка //Шавьолкін О.О., Наливайко О.М. //Донецк-Краматорск: ДДНА, 2008 – 328 с.

48. Шрайбер Д. Преобразователи высокой мощности для возобновляемых источников энергии / Шрайберг Д. пер. Колпаков А. / Силовая электроника – 2010- №6 – С.90-94

49. Шехтер Я.М. Исследование энергии ветра / Шехтер Я.М. //М., Энергоатомиздат – 1983 – 200 с.

50. Шипилло В.П. Влияние тиристорного электропривода на питающую сеть / Шипилло В.П. //Электротехническая промышленность. Сер. «Электропривод» - 1970-вып.1 С.18-23

51. Annamalain V. Modeling & Simulation of Variable Speed Wind Turbine with Resonant DC-DC Converters. / Annamalain V., Vijaya Kumar. // International Conference on Power Electronics, Systems and Applications. – 2012. – P.201-204.

52. Application Manual Power Modules //Semicron International – 2009



53. Arifin Amissa. Switched Reluctance Generator for Variable-Speed Wind Energy Application. / Amissa Arifin, Ibrahim Al-Bahandy. //Smart Grid and Renewable Energy. – 2011, No.2. – P.27-36.
54. Arnaltes S. Comparison of Variable Speed Wind Turbine Control Strategies. / S.Arnaltes //Universidad Carlos III de Madrid,Spain. – 2011. – 6 P.
55. Barambones Oscar. Robust Speed Control for a Variable Speed Wind Turbine. / Oscar Barambones, Jose Maria Gonzales de Durana, Manuel De La Sen. // International Journal of Innovative Computing, Information and Control, Vol 8, No. 11. – 2012. – P. 7627-7640.
56. Barambones Oscar. Adaptive Variable Structure Control Law for a Variable Speed Wind Turbine. // Oscar Barambones, Jose Maria Gonsales de Durana, Patxi Alkorta, Jose Antonio Ramos, Manuel De La Sen. //Recent Researches in Automatic Control. – 2011. – P.21-27.
57. Barani Asma. Loss Minimization Control of DFIG Variable Speed Wind Turbines Based on Neural Network. / Asma Barani, Hamdi Abdi //Technical Journal of Engineering and Applied Sciences. - 2013. – 3-22. – P.3024-3033.
58. Bolic Sigrid M. Modelling and Analysis of Variable Speed Wind Turbines with Induction Generator during Grid Fault. / Sigrid M. Bolic. //Institute of Energy Technology Aalborg University, Denmark. – 2004. – 172 P.
59. Boukhezzar Boubekur. Nonlinear Control of Variable Speed Wind Turbines without Speed Measurement. / Boubekur Boukhezzar, Houria Siguerdidjane // 44<sup>th</sup> IEEE Conference on Decision and Control. - 2005. – P. 3456-3461.
60. Bourlis Dimitras. Control Algorithms and Variable Speed Stall Regulated Wind Turbines. / Dimitras Bourlis //Department of Engineering University of Leicester.- 2010. - P.265
61. Carlin P.W. The History and State of the Art of Variable-Speed Wind Turbine Technology. / P.W. Carlin, A.S.Laxson, E.B.Muljadi. //Wind Energy, 6 – 2003. – P.129-159.
62. CWTC. Global Wind Report / 2010 Bttp:// [WWW.gwek.net](http://WWW.gwek.net)
63. Çelik Ahmet Ozan. Cost of Wind Turbines. / Ahmet Ozan Çelik. //Ren Energy with Watt, Wind and Wave Pov. – 2002. – 27 P.

64. Cirič Ivan. Hybrid Fuzzy Control Strategies for Variable Speed Wind Turbines. / Ivan Ćirić, Žarko Ćojbašić, Vladimir Nikolić, Emina Petrović. //Fasta Universitatis, Ser. Automatic Control and Robotics. Vol. 10, No.2. – 2011. – P.205-217.

65. Chandrasekaran Subramanian. Grid Connected Doubly Fed Induction Generator Based Wind Turbine under LVRT. / Subramanian Chandrasekaran. // Alma Mater Studiorum – University of Bologna. – 2014. - 191 P.

66. Chinchilla Monica. Control of Permanent-Magnet Generation Applied to Variable-Speed Wind-Energy System Connected to the Grid. // Monica Chinchilla, Santiago Arnaltes, Juan Carlos Burgos. //IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol.21, No.1. -2006. – P.130-135.

67. Chunting Mi. Modeling and Control of a Variable-Speed Constant-Frequency Synchronous Generator With Brushless Exciter / Chunting Mi, Mariano Filippa, John Shen, Narashim Nataraiian //IEEE Transaction on Industry Application. – 2004. - Vol. 40, No. 2. – P. 565-573.

68. Dewar S. Стандартные модули XXI века / Dewar S., Xenringer R., Francis R., Linder S., Stokmeier T. // Электротехника – 2000- №4 – С. 9-15

69. Das Tuhin. Nonlinear Control of Variable Speed Wind Turbines with Switching Across Operation Regimes. / Tuhin Das, Greg Semrau, Sigitas Rimcus. //Dynamic Systems and Control Conference, Arlington, USA. – 2011.- P.1-7.

70. DeCoste Jon. Vertical Axis Wind Turbine. / Jon DeCoste, Denise McKay, Brian Robinson, Shuan Whitehead, Stephen Wright. //MECH 4010 Design Project. – 2005. - 76 P.

71. Erdman W. Low Wind Speed Turbine Project Phase II: The Application of Medium-Voltage Electrical Apparatus to the Class of Variable Speed Multi-Megawatt Low Wind Speed Turbines. / W.Erdman, M.Behnke.// NREL, Colorado. – 2004. – 119 P.

72. Gomis-Bellmunt Oriol. Maximum Generation Power Evaluation of Variable Frequency Offshore Wind Farms when Connected to a Single Power Converter. / Oriol Gomis-Bellmunt, Adrià Junyent-Ferré, Andreas Sumper, Samuel Galseran-Arellano. // Applied Energy, 87. – 2003 – P.3103-3109.

73. Gong Xiang. Imbalance Fault Detection of Direct-Drive Wind Turbines Using Generator Current Signal / Xiang Gong, Wei Qiao // Transaction On Energy Conversion. –

2012. – Vol.27, No. 2. – P.468-476.

74. Gupta Aarti. Some Investigation on Recent Advances in Wind Energy Conversion Systems / Aarti Gupta, Jain D.k., Surender Dahiya // IACSIT Coimbatore Conferences. - 2012. – Vol. 28. – P. 47-51.

75. Halfpenny Andrew. Dynamic Analyses of Both On and Turbines in the Frequency Domain. / Andrew Halfpenny //University College, London. – 1998. – 288 P.

76. Hansen L.H. Conceptual Survey of Generators Electronics for Wind Turbines. / L.H.Hansen, L.Helle, F.Blaabjerg, S.Munk-Nielsen, H.Bindner, P.Sorensen, B.Bak-Jensen. //Riso National Laboratory, Roskilde, Denmark. – 2001. - 108 P.

77. Hussein Mahmoud M. Simple sensorless maximum power extraction control for a variable speed wind energy conversion system / Mahmoud M. Hussein, Tomonobu Senju, Mohamed Orabi, Mohamed A.A. Wahab, Mohamed M. Hamada // International Journal of Renewable Sustainable Energy. – 2012. – 1 (1). – P. 1-10.

78. Jonson G// Wind Energy System / Jonson G. / New York, №4 Prentice Hall – 1985 – 421 P.

79. Johnson Ratin E. Adaptive Torque Control of Variable Speed Wind Turbines. / Ratin E. Johnson// NREL, Colorado. – 2004. – 107 P.

80. Krusveta Anastassia. Power Electronic Devices for Wind Turbines / Krusveta Anastassia, Marinov Tsvetan, Hinov Nikolay // Electronics` 2006. – 2006. – 20-22 September, Sozopol, Bulgaria. – P. 222-228.

81. Kahyen Mohamed Ainan. Fault Detection of Variable Speed Wind Generator. / Mohamed Ainan Kahyen, Nicolas Heraud, Ibrahim Souleiman. //International Symposium on Environment Friendly Energies in Electrical Application. – 2010. – P.1-7.

82. Kumar Ashoke. Implementation and Performance Analysis of a Multi Megawatt Variable Speed Wind Turbine using Matlab and Simulink. / Ashoke Kumar, Sen Gupta. // Chalmers University of Technology, Sweden. – 2007. – 86 P.

83. Makvana Vishat T. Study of PID Controller Based Pitch Actuator System for Variable Speed HAWT using MATLAB / Vishat T. Makvana, Rinal K. Patel, Dhaval K. Patel, Jitenda A. Jadhav // International Journal of Innovative Research Science, Engineering and Technology. – 2012. – Vol.2, Issue 5. – P.1496-1504.

84. Marques J. A Survey on Variable-Speed Wind Turbine System. / J.Marques, H.Pinheiro, H.A. Gründling. J.R.Pinheiro, H.L.Hey. //UFSM/CT/NUPEDEE. – 2011. – P.732-738.

85. Martens A.H.J.A. Wind Turbine Study. / A.H.J.A. Martens, P.H.W.M.Albers. // TU/e – 2003. – 31 P.

86. Martin Kirk. Site Specific of Rotor . Generator Sizing of Wind Turbines. A Thesis Presented to the Academic Faculty. / Kirk Martin. //Georgia Institute of Technology. – 2006. – 103 P.

87. Martines Jasmin. Modeling and Control of Wind Turbines. / Jasmin Martines // Department of Chemical Engineering and Chemical Technology Imperial College, London. – 2007. – 71 P.

88. Marwan Rosyadi. Stabilization of Fixed Speed Wind Generator by using Variable Speed PM Wind Generator in Multi-Machine Power System. / Marwan Rosyadi, Rion Takahashi, S.M. Muyeen, Junji Tamura. //Journal of International Conference on Electrical Machines and Systems, Vol.2, No. 1. – 2013. – P.111-119.

89. Mital Rajveer. Isolated Operation of Variable Speed Driven PMSG for Wind Energy Conversion System / Rajveer Mital, K.S. Sandu, D.K. Jain // International Journal of Engineering and Technology. - 2009. –Vol.1, No.3. – P. 269-273.

90. Molina Marcelo Gustavo. Modeling and Control Design of Pitch-Controlled Variable Speed Wind Turbines. / Marcelo Gustavo Molina, Pedro Enrique Mercado.//Wind Turbine, edited by Dr. Ibrahim Al-Bahandy. - 2011.- INTECH. - P.373-402.

91. Muljadi E. Control Strategy for Variable-Speed, Stall-Regulated Wind Turbines. / E. Muljadi, K. Pierce, P. Migliore. //NREL, Colorado. – 1998. – 7 P.

92. Muljadi E. Pitch-Controlled Variable Speed Wind Turbine Generation./ E. Muljadi, C.P.Butterfield. // NREL, Colorado. – 2000. – 10 P.

93. Muljadi Eduard. Pitch-Control Variable-Speed Wind Turbine Generation. // Eduard Muljadi, C.P.Butterfield. //IEEE Transaction on Industry Application, Vol. 37, No.1. – 2001. – P.240-246.

94. Nouborg N. Оптимизация энергетического баланса ветрогенератора / Nouborg N., Nolle E., Vanschdach R., Пивняк Г.Г., Белута А.С. //Вестник НТУ ХПИ – Проблемы

автоматизированного электропривода. Теория и практика – 2010- вып. 28-С.51-54

95. Neammanee Bunlung. Control Strategies for Variable-Speed Fixed-Pitch Wind Turbine. / Bunlung Neammanee, Somporn Sirisumrannukul, Somchai Charatana. //Wind Power , edited by S.M.Muyeen. – 2010 - P.209-232.

96. Ofualagba Godsvill. The Modeling and dynamic Characteristics of a Variable Speed Wind Turbine / Godsvill Ofualagba, Emmanuel Ubeku // Journal of Energy Technologies and Policy. – 2011. – Vol. 1, No. 3. – 120 P.

97. Papathanassiou Stavros A. Models for Variable Speed Wind Turbines. / Stavros A. Papathanassiou. //National Technical University of Athens. – 1997. – 25 P.

98. Pena R. A Doubly Fed Induction Generator using back-to-back PWM Converters Supplying an Isolated Load from a Variable Speed Wind Turbine. / R.Pena, J.C.Clare, G.M.Asher.//Proc-Electric Power – 1996. - Vol. 143, No. 05 – P.380-387.

99. Ramakrishnan V. Pitch Control of Wind Turbine Generator by using New Mechanism / V. Ramakrishnan, S.K. Srivatsa // J. Electrical System. – 2012. - №5. – P.1-15.

100. Rawn Barry G. A Disturbance Margin for Quantifying Limits on Power Smoothing by Wind Turbines. / Barry G. Rawn, Peter W.Lehn, Manfredi Maggiore. //IEEE Transaction on Control System Technology. – 2012. – P. 1-30.

101. Reddy G. Pradeep Kumar. Fixed-Speed and Variable Speed (PMSG) Induction Generators Based Wind Farms with Statcom Control under Asymmetrical Grid Faults / G. Pradeep Kumar Reddy, Smt S.D.S. Bhagyamma // International Journal of Emerging Engineering Research and Technology. – 2014. – Vol. 2, Issue 3. – P.261-272.

102. Reddy D.Ratheen Kumar . Modeling and Control of a Variable Speed Wind Turbine Equipped with Permanent Magnet Synchronous Generator. / D.Ratheen Kumar Reddy , Dr. V.Padma Lalitha, P.D. Chennaiah//IJMER, Vol.2, Issue 4. – 2012. – P. 1-7.

103. Riziotis V.A. Stability Analysis of Pitch-regulated, Variable Speed Wind Turbines in Closed Loop Operation Using a Linear Eigenvalue Approach / V.A.Riziotis, E.S. Politis, S.G. Voutsinas, P.K. Chaviaropoulos // Journal of Physics. – Conference series 75. - 2007. - 17 P.

104. Rodrigues Àngel. Improvement of a Fixed-Speed Wind Turbine Soft-Starter Based on a Sliding-Mode Controller. / Àngel Gaspar, Gonzàles Rodrigues. //University of

Seville. – 2006. - 157 P.

105. Schreiber D/ Power Electronics for Wind Turbines / Schreiber D. //15-th International Symposium on Power Electronics – 2009

106. Schreiber D. Power Electronics for Wind Application / Schreiber D. //Wind Power Asoa - 2007

107. Strikant S. Mali. MPPT Algorithms: Extracting Maximum Power from Wind Turbines / Strikant S. Mali, B.E. Kushare //INTERNATIONAL JOURNAL OF INNOVATIVE RESEARCH IN ELECTRICAL, ELECTRONICS, INSTRUMENTATION AND CONTROL ENGINEERING. – 2013. – Vol. 1. – P. 192-202

108. Sourkounis. Control Methods for Variable Speed Wind Energy Converters. / Sourkounis, Constantinos and Ni. Bingchang. // Wind Power , edited by S.M. Mueyen. – 2010. - INTECH, Croatia. – 659 P.

109. Thiringer Torbjörn. Control of a Variable-Speed Pitch-Regulated Wind Turbine. / Torbjörn Thiringer, Andreas Petersson/. // Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden. – 2005. - 50 P.

110. Thomsen S.C. A Disturbance Decoupling Nonlinear Control Low for Variable Speed Wind Turbines. / S.C.Thomsen, N.K.Poulsen. //Proceedings of the 15<sup>th</sup> Mediterranean Conference on Control & Automation. – 2007. – 6 P.

111. Vidal Yolanda. Power Control Design for Variable-Speed Wind Turbines. / Yolanda Vidal, Leonardo Acho, Ningsu Luo, Mauricio Zapateiro, Francesc Pozo. // Energies, No.5 – 2012. - P. 3033-3050.

112. Wind Power.// Vol.1 Power Sector, Issue 5/5. – 2012. – 64 P.

113. Wind Turbine Generators Reliable Technology for All Turbine Application. // Power and Productivity for a Better World. ABB. – 2009. - 6 P.

114. Zellagui M. Variable Speed of the Turbine Generator with DFIG Connected to Electric Grid. / M.Zellagui //Revue des Energies Renouvelables, Vol.11, No.3. - 2008. – P. 453-464.

115. Zitao Wang DC Voltage Sensotless Control strategy for Three Phase Grid – Connected Invertors / Zitao Wang, Liuchen Chang, Maignin Mao //EEE – 4/108-2008 – P. 323-329

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**  
**РАСЧЕТ КПД ИППН ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ ЧАСТОТЫ**  
**МПЧ-Т2ТПТ-418-690-50 УХЛ4.1**

Скорость потока, м/с	V	8,5	8,0	7,0	6,5	6,0
Основные параметры						
Частота 50 Гц						
1	2	3	4	5	6	7
Мощность канала, кВт	P	380,0	328,0	213,0	165,2	121,0
Напряжение линейное, В	E	690	690	690	690	690
Активное сопротивление фазы, Ом	R <sub>a</sub>	0,041	0,041	0,041	0,041	0,041
ЭДС холостого хода выпрямителя, В	U <sub>d0</sub>	932,2	932,2	932,2	932,2	932,2
Фазный ток генератора, А	I <sub>1</sub>	336,2	290,4	189,2	146,2	107,7
Выпрямленный ток, А	I <sub>d</sub>	412,2	355,9	231,8	179,1	132,0
Мощность на выходе выпрямителя, кВт	P <sub>d</sub>	356,5	311,0	207,0	161,5	120,0
<b>ИППН</b>						
Выходное напряжение, В	U <sub>d2</sub>	930	930	930	930	930
Выходной ток, среднее значение, А	I <sub>2</sub>	381,8	333,2	222,0	173,1	128,6
Коэффициент передачи	K	1,079	1,068	1,049	1,035	1,027
Частота коммутации	f <sub>m</sub>	500	500	500	500	500
Индуктивность реактора, мГн	L <sub>d</sub>	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Приращение выходного тока, А	ΔI <sub>2</sub>	158,6	138,5	94,7	75,8	58,6
Амплитуда тока L <sub>d</sub> , А	I <sub>max</sub>	491,3	425,1	279,0	217,3	161,3
Ток диода при выключении, А	I <sub>d</sub>	332,7	286,59	184,5	141,2	102,6
Коэффициент пульсаций входного тока	K <sub>1</sub>	0,192	0,195	0,204	0,212	0,222
Коэффициент формы тока коллектора	K <sub>f</sub>	3,71	3,99	4,88	5,49	6,27
<b>Отсекающий диод (ДЧ243-800-24)</b>						
Расчетный ток, среднее значение, А	I <sub>d</sub>	381,0	333,3	222,0	173,1	128,5
Накопленный заряд (ком), мкКл	Q <sub>n</sub>	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0
Время обратного восстановления, мкс	t <sub>Rn</sub>	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Рабочая скорость коммутации, В/мс	di/dt	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0
Пороговое напряжение, В	U <sub>0</sub>	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Динамическое сопротивление, мОм	R <sub>d</sub>	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35

Скорость потока, м/с	V	8,5	8,0	7,0	6,5	6,0
<b>Основные параметры</b>						
1	2	3	4	5	6	7
Потери от прямого тока, Вт	$P_{df}$	532	475	307	236	173
Потери при выключении, Вт	$P_{db}$	267	321	129	94	65,2
Потери в резисторе RC (5,6 Ом), Вт	$P_{dz}$	162,7	124,3	106,7	97,9	50,0
Полные потери в диоде, Вт	$\sum P_d$	711,0	622,0	475,0	343,0	271,0
<b>Силовой транзистор TO570VB25G</b>						
Время включения, мкс	$t_{on}$	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Пороговое напряжение, В	$V_{CE}$	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33
Динамическое сопротивление, мОм	$r_T$	3,32	3,32	3,32	3,32	3,32
Среднее значение тока коллектора, А	$I_c$	30,2	22,6	9,83	6,027	3,4
Потери от прямого тока, кВт		246,7	171,5	62,4	36,0	18,2
Потери при включении, Вт	$P_{on}$	110,0	100,9	92,0	90,0	80,0
Потери при выключении, Вт	$P_{fon}$	210,0	150,0	71,0	40,5	21,0
Потери в резисторе RC (5,6 Ом), Вт	$P_{RC}$	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Амплитуда напряжения на коллекторе, В	$U_{km}$	1543,0	1460,0	1776,0	1200,0	1131,0
Потери в резисторе сброса, Вт	$P_{Rd}$	385,0	305,0	157,0	106,0	67,3
Суммарные потери в ключе СУФТ, Вт	$\sum P_k$	956,2	658,1	312,4	277,0	193,0
Полные потери в ИППН, Вт	$\Delta P_{cp}$	1667	1287,1	857,4	619,1	453,4
<b>КПД ИППН</b>		<b>0,995</b>	<b>0,995</b>	<b>0,996</b>	<b>0,996</b>	<b>0,996</b>
<b>Частота 25 Гц</b>						
Скорость потока, м/с	V	6,0	5,0	4,0	3,5	
<b>Основные параметры</b>						
Мощность, кВт	$P_1$	121,0	71,5	31,0	16,1	
Напряжение, В	$U_n$	345	345	345	345	
Активное сопротивление фазы, Ом	$R_a$	0,041	0,041	0,041	0,041	
Реактивное сопротивление фазы, Ом		0,05	0,05	0,05	0,05	
ЭДС холостого хода выпрямителя, В	$U_{d0}$	466,1	467,1	469,0	469,1	
Фазный ток генератора, А	$I_1$	212,0	125,3	66,6	34,6	
Мощность на выходе выпрямителя, кВт	$P_d$	113,0	68,5	30,3	15,9	
<b>ИППН</b>						



Выходное напряжение, В	$U_d$	930	930	930	930
<b>Скорость потока, м/с</b>	<b>V</b>	<b>6,0</b>	<b>5,0</b>	<b>4,0</b>	<b>3,5</b>
<b>Основные параметры</b>					
Выходной ток, среднее значение, А	$I_{d2}$	119,6	72,7	31,8	18,0
Коэффициент передачи ИППН	K	2,187	2,11	2,09	2,15
Частота коммутации, Гц	$f_n$	650	1100	1100	1100
Индуктивность дросселя ИППН, мГн	$L_d$	0,8	0,8	0,8	0,8
Амплитуда тока дросселя, А	$I_{d \max}$	485,0	287,0	123,7	64,2
Коэффициент формы тока коллектора, А	$K_{fk}$	1,52	1,53	1,54	1,52
Анодный ток диода, А	$I_{ad \max}$	334,4	19,9	9,4	5,0
Ток восстановления диода, А	$I_{Bm}$	589,0	366,0	178,0	103,0
Амплитуда обратного напряжения, В	$U_{Bm}$	1180,0	1150,0	1130,0	1130,0
Потери от прямого тока в диоде, Вт	$P_{pd}$	169,0	99,4	42,3	21,1
Потери при включении, Вт	$P_{d \text{ of}}$	2,58	2,29	2,7	2,8
Потери RC, Вт	$P_{RC}$	102,0	166,0	184,0	184,0
Полные потери в диоде + RC, Вт	$P_d$	274,0	269,0	229,0	211,0
<b>Силовой транзистор TO570VB25G</b>					
Расчетный ток коллектора, А	$I_k$	139,0	80,0	34,0	18,5
Амплитуда напряжения коллектора, В	$U_{km}$	1535,0	1288,0	1084,0	1010,0
Потери при выключении, Вт	$P_{k \text{ of}}$	122,0	208,0	199,0	150,0
Потери при включении, Вт	$P_{k \text{ on}}$	176,0	177,0	170,0	165,0
Потери в защите RC, Вт	$P_{RC}$	262,0	171,0	170,0	164,7
Потери от прямого тока, Вт	$P_{k+}$	507,4	239,2	87,2	41,5
Суммарные потери в ключе, Вт	$\sum P_k$	1067,4	825,0	626,0	521,2
Полные потери ИППН, Вт	$P_{cp}$	1341,4	1064,2	855,0	732,2
<b>КПД ИППН</b>		<b>0,988</b>	<b>0,984</b>	<b>0,972</b>	<b>0,954</b>

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### АКТЫ ВНЕДРЕНИЯ

УТВЕРЖДАЮ



Директор ООО «ПКТБ «Конкорд»

Н. В. Вдовик

Акт

внедрения результатов диссертационной работы **Немудрого Игоря Юрьевича** на тему  
**«Повышение эффективности электромеханической системы ветроэлектрических  
 установок с аэродинамической мультипликацией»**

Настоящим подтверждаем, что результаты диссертационной работы Немудрого И.Ю. были использованы при разработке, изготовлении и внедрении в эксплуатацию ветроэнергетических турбогенераторных установок типа ТГ-750 и ТГ-1000 при разработке технических заданий на преобразователи частоты типов ПЧ-ТТП-320-400 УХЛ2 и МПЧ-Т2ТПТ-418-690 У3, выполненных по заказу ПКТБ «Конкорд» г. Днепропетровск.

Существенными и практически ценными являются результаты:




1. Исследования на имитационной модели характеристик ветроэлектрических установок с аэродинамической мультипликацией (ВЭУ АМ), которые позволили выявить колебания моментов ветротурбины и дополнительной постоянной составляющей момента, связанной с особенностью расположения ветротурбин на лопастях ветроколеса и неравномерности ветрового потока по высоте.
2. Рекомендации по построению преобразователей частоты в зависимости от режимов работы ВЭУ АМ.
3. Рекомендации по увеличению единичной мощности ВЭУ АМ, в т.ч. по повышению частоты вращения индукторных генераторов.

Ряд основных технических решений по использованию преобразователей частоты апробирован на установке ТГ-750 и на стендах ООО «НИИ «Преобразователь» с участием представителей ПКТБ «Конкорд».

И.о. директора департамента ветроэнергетики

Зам. директора департамента ветроэнергетики

Начальник отдела систем управления и генерирования

  
 01.04.15 О.Л. Скрыпник  
  
 В.А. Цыганов  
  
 С.В. Поддубный

Утверждаю

Генеральный директор

ООО «НИИ «Преобразователь»

Андрянов Ю.А.



Акт

внедрения результатов диссертационной работы Немудрого Игоря Юрьевича на тему  
**«Повышение эффективности электромеханической системы ВЭУ с  
 аэродинамической мультипликацией»**

Настоящим подтверждаем, что результаты диссертационной работы Немудрого И.Ю. приняты к использованию в ООО «НИИ «Преобразователь» при разработке, изготовлении, испытании и внедрении в эксплуатацию многоканальных преобразователей частоты типов ПЧ-ТТП-320-400 УХЛ2 и МПЧ-Т2ТПТ-418-690 УЗ для ветроэлектрических установок с аэродинамической мультипликацией типа ТГ-750 и ТГ-1000.

Особенно важными и практически ценными являются результаты:

1. Исследование статических и динамических характеристик электромеханической системы ВЭУ с аэродинамической мультипликацией (ВЭУ АМ), которое позволило сформулировать технические требования к параметрам силовых схем преобразователей и к регуляторам стабилизированного напряжения.

2. Методика оценки схемных решений преобразователей, позволяющая производить выбор рациональных технических решений.

3. Рекомендации по выбору алгоритмов управления трехуровневым инвертором для преобразователя типа МПЧ-Т2ТПТ-418-690 УЗ

4. Рекомендации по дальнейшему совершенствованию ВЭУ АМ большой мощности (более 1000 кВт).

Особо отметим, что автор принимал непосредственное участие на всех этапах разработки технических требований, схемных и конструктивных решений, изготовления, испытаний, указанных в акте приемки преобразователей для ВЭУ АМ типа ТГ-750 и ТГ-1000.

Первый зам. директора по науке

ООО «НИИ «Преобразователь», д.т.н., проф.

Технический директор

ООО «НИИ «Преобразователь»

Андрянов П.Д.

Кришталь А.Г.